Los Procedimientos
Versión XXVIII

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN,
EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS

Recopilación No Oficial de las Resoluciones Ex-SEE 61/92 y sus modificaciones

Actualizados al 31 de Mayo del 2020



CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CAPITULO 1: EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1.1. SISTEMA ELECTRICO

A los efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico.

1.2. INTEGRACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

El MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se compone de:

a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;

b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;

c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realizará a través de un ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte, de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

Cada agente del MEM tendrá:

- uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico;
- uno o más puntos de entrada o salida del Mercado dónde se definirá su precio de compra/venta.

Los puntos de entrada/salida del MEM son:

a) los nodos definidos en el ámbito de la Red de Transporte a los que el agente del MEM está conectado físicamente;

b) los nodos de Generación o Distribución fuera del ámbito definido de la Red de Transporte con una potencia efectiva o convenida superior a 50MW, cuyo intercambio con la red estuviera afectado por el sistema de transmisión de modo tal que el precio en ese nodo difiera sensiblemente respecto del precio de su nodo vinculación con la red de Transporte. Estos puntos serán identificados por la SEE.

Todos los propietarios de Centros de Generación y/o instalaciones de Transporte o Distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MEM adquieren el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por estas normas, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema.

Son agentes reconocidos del MEM:

a) los que participan del MEM AL 30-04-92, tal como aparecen en la Información Necesaria para la Facturación correspondiente a ese mes que editará el OED;

b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la ley 24065;

c) los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y grandes Usuarios que soliciten y obtengan autorización de la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA para incorporarse al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA con posterioridad al 30 de abril de 1992;

d) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM con posterioridad al 30-04-92;

e) empresas de países interconectados autorizadas a operar en el MEM.

Ante solicitudes de incorporación al Sistema Eléctrico por parte de Generadores o Grandes Usuarios (nuevos proyectos industriales), la SEE informará los antecedentes presentados a las empresas del MEM y

al OED, quienes podrán solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto. La SEE contará con 60 días corridos para aprobar o rechazar el pedido. De no emitir su dictamen en este plazo, se considerará aprobado el proyecto. En caso de oponerse a la solicitud, el trámite pasará al Ente Nacional Regulador (ENRE) para su resolución.

Los agentes reconocidos del MEM entregarán al OED la información requerida para la Base de Datos del Sistema (Anexo 1). Cada vez que se produzca un cambio en alguno de estos datos, la empresa deberá informar al OED, quien tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones será puesta a disposición de todos los integrantes del MEM por el OED.

1.3. AMBITO DEL TRANSPORTE

El ámbito de la red de Transporte incluirá:

a) las instalaciones que se transfieran a el o los Concesionarios en el momento de establecerse las concesiones del Transporte y privatizar su gestión;

b) las instalaciones futuras que se incorporen en el marco y términos de esas concesiones;

c) las instalaciones que el concesionario reciba de terceros por haber sido construidas fuera del ámbito de su concesión.

La regulación del Transporte, incluyendo el sistema de precios definido, es de aplicación:

- en el ámbito de las concesiones del Transporte;
- en todos los casos que un agente del MEM de más de 50MW de potencia convenida requiera de instalaciones de fuera del ámbito de las concesiones del Transporte para acceder al Mercado.

Todo vendedor y/o comprador que actúe como agente del MEM tendrá definido uno o más puntos de acceso al Mercado a través de los cuales participará en la remuneración del ingreso variable del Transporte. En caso de ser más de uno, se reducirá a un nodo equivalente en proporción a la potencia típica estimada para cada estado característico previsto para la red.

Cuando un agente no esté conectado directamente nodos reconocido de la red de Transporte, se le asignará un nodo de referencia, o equivalente según corresponda, para la definición de su precio nodal y participación en la remuneración del Transporte.

1.4. SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD)

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y el OED, para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema, así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas.

Las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MEM y el OED, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, serán cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho será del OED. Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de actores que intervienen en el MEM, el OED está facultado para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

1.4.1. CONSTITUCION

El SOD abarcará específicamente lo siguiente:

- un sistema de operación en tiempo real (SOTR), que brindará los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico.
- un sistema de medición comercial (SMEC), destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MEM.
- un sistema de comunicaciones (SCOM) afectado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, telex, etc.

El OED coordinará con participación de los agentes del MEM un proyecto único denominado PROYECTO SOD, minimizando las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

El proyecto será presentado antes del 1/8/92 a las empresas del MEM para que informen sus observaciones. A partir de ellas, el OED elaborará un proyecto final, incluyendo las propuestas y/o correcciones que considere adecuadas. Antes del 01/09/92 el OED elevará la propuesta definitiva para aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica.

1.4.2. LINEAMIENTOS DEL PROYECTO SOD

1.4.2.1. SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR)

Este Sistema incluirá las funciones necesarias para llevar a cabo la operación del sistema físico y la administración del MEM en tiempo real que realizará el OED desde su Centro de Control. Será responsabilidad de las empresas hacer llegar los datos requeridos al Centro de Control del OED o bien adónde se determine, conforme las normas que aprobará la S.E.E.

Las empresas concesionarias del servicio de transporte deberán contar con el soporte de telecontrol necesario para abastecer sus propias necesidades y suministrar al OED en su Centro de Control la información requerida para la coordinación de la operación de la Red de transporte.

Los generadores, cuyo régimen de funcionamiento será acordado con el OED, serán responsables de colocar la información requerida en el Centro de Control del OED.

Aquellas instalaciones que no formen parte de la Red de transporte pero que vinculen puntos de intercambio de terceros con el Mercado, deberán contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y para enviar la información necesaria al Centro de Control del OED.

1.4.2.2. SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC)

Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizarán con instrumental propio de las empresas que participan en el MEM. Dichos medidores deberán cumplir las normas que se establezcan para el MEM, propuestas por el OED y aprobadas por la SEE. El OED contará con un registro oficial de estos medidores donde figurarán todas sus características y los ensayos efectuados.

El OED contará con un sistema de registro y transmisión de datos con el que se recolectará toda la información procedente de los mencionados medidores. El OED acordará con los integrantes del MEM el modo cómo se realizará el acceso hasta este sistema de registro y transmisión.

Atendiendo a las necesidades inmediatas y de mediano plazo de reemplazo de medidores, relocalización de equipamiento, etc., el OED coordinará una etapa de transición entre el actual sistema de mediciones y su conformación final.

1.4.2.3. SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM)

Los medios de comunicación que se empleen para cubrir las necesidades de los agentes del MEM en relación con el SOTR y el SMEC, constituirán el SCOM del MEM.

Antes del 01/08/92, el OED pondrá a disposición de las empresas del MEM y elevará a la SEE un inventario de recursos existentes y modos de utilizarlos para las comunicaciones con el OED. Asimismo, elaborará y elevará a la SEE pautas a incluir en el régimen regulatorio que regirá para el uso de instalaciones de comunicaciones de terceros, pertenecientes al sector eléctrico, requeridas por el SOD, incluyendo el régimen remuneratorio a aplicar ante la ausencia de acuerdo entre las partes.

Aquellas empresas que no dispongan de medios de comunicación propios para suministrar al OED la información requerida por el SOD, pondrán establecer acuerdos con terceros para la prestación de los servicios de comunicaciones necesarios, bajo condiciones contractuales a fijar por las partes.

CAPITULO 2: PRECIOS ESTACIONALES

Los Precios Estacionales se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) prevista por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con un precio de la energía que tiene en cuenta el costo marginal probable, y un precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). El Precio de la Energía se define para tres bandas horarias dadas por el período de horas de valle, período de horas de pico y período de horas restantes.

Se considera en cada año dos períodos de seis meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (Período Trimestral).

- Período Estacional de Invierno: Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de cada año inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Invierno (mayo a julio) y Segundo Trimestre de Invierno (agosto de cada año a octubre de cada año).
- Período Estacional de Verano: corresponde a los días comprendidos entre el 1 de noviembre y el 30 de abril inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Verano (noviembre a enero) y Segundo Trimestre de Verano (febrero a abril).

Conforme la regulación y procedimientos establecidos por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá con los modelos de optimización y programación aprobados por tal Secretaría, y la Base de Datos Estacional obtener la Programación Estacional del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación. En la Programación Estacional el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará:

- para la definición de precios en el siguiente período trimestral los precios que resultan para el primer trimestre;
- como previsión indicativa, los precios esperados para el segundo trimestre.

Antes de finalizar el primer trimestre del Período Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar la Reprogramación Trimestral para calcular los precios para el segundo trimestre, ajustando los datos utilizados para determinar la previsión indicativa en la correspondiente Programación Estacional. A lo largo del año, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) producirá entonces cuatro programaciones y cálculos de precios trimestrales.

- Programación Estacional de Invierno.
- Reprogramación Trimestral de Invierno.
- Programación Estacional de Verano.
- Reprogramación Trimestral de Verano.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá enviar el estudio correspondiente al período programado, ya sea la Programación Estacional o la Reprogramación Trimestral, denominado Programación Provisoria, a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para su análisis y comentarios. Luego de realizar los ajustes necesarios de acuerdo a las observaciones recibidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe elaborar la Programación Definitiva que enviará a la SECRETARÍA DE ENERGÍA. En base a este estudio, la SECRETARÍA DE ENERGÍA establecerá mediante Resolución los Precios Estacionales de la Energía y de la Potencia para el siguiente Período Trimestral.

2.1. BASE DE DATOS ESTACIONAL

Cada agente debe suministrar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los datos requeridos para la Programación Estacional, y luego debe enviar los ajustes necesarios para la Reprogramación Trimestral.

Dado que con estos datos se calcularán los Precios Estacionales, será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizar la validez y consistencia de los mismos. De detectar para algún dato incoherencias respecto del conjunto o respecto de valores reales registrados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe solicitar al agente las modificaciones necesarias indicando el motivo que justifica el pedido. De no llegar el agente y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO

(OED) a un acuerdo respecto del valor a utilizar, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar el valor que indique el agente, pero debe dejar constancia escrita de su objeción. La información objetada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se denomina Datos Observados y se considera en esta condición durante el transcurso del trimestre para cuya definición de precios fuera objetada.

Durante el transcurso de cada Periodo Trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el seguimiento de los Datos Observados. De verificar algún mes que el dato real se aparta en más del 10% respecto del valor informado por la empresa y que dicho apartamiento se corresponde con la objeción realizada, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) quedará automáticamente habilitado a modificar ese dato en los siguientes cuatro Períodos Trimestrales. El conjunto de datos en que se cumple esta condición se denomina Datos habilitados a definir por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar al agente cada vez que uno de sus datos ingresa en esta condición. Durante los períodos trimestrales en que quedó habilitado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá rechazar el valor que informe el agente y utilizar en su lugar una previsión propia. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar al agente el valor modificado y el motivo.

2.1.1. DATOS ESTACIONALES

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto de cada año los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deben suministrar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), para que conforme la Base de Datos Estacional, la información correspondiente a los valores esperados para el siguiente Período Estacional y los períodos subsiguientes establecidos, tal como se indica en el Anexo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Las ofertas de importación y requerimientos de exportación previstas para el Período Estacional por parte de países interconectados, correspondientes a Contratos de Abastecimiento autorizados por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS o a excedentes y faltantes previstos por el otro país, deben ser informadas al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de los mismos plazos indicados. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sólo incorporará a la Base de Datos Estacional las ofertas de importación en que exista un compromiso firme de mantener la oferta durante el Período. De manera análoga, los requerimientos de exportación sólo deben ser incluidos en la Base de Datos Estacional en la medida en que exista el compromiso de mantener el requerimiento durante el Período, y que adicionalmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) prevea que existirá en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) el excedente de oferta necesario para su cubrimiento.

Para la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe definir precios de combustibles (Precios de Referencia Estacionales y Valores Máximos Reconocidos) de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Los Generadores deben declarar los costos variables de producción de las centrales térmicas, tal como se indica en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe definir los costos variables de producción estacional de las centrales térmicas con las declaraciones realizadas y la metodología establecida en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS.

De no contarse con toda la información estacional dentro del plazo indicado, es responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definir los datos faltantes con la mejor información posible, de acuerdo a datos disponibles e hipótesis que informará a las empresas correspondientes. Para las curvas típicas de demanda no informadas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar las cargas medias registradas el mismo mes del año anterior en los días definidos como típicos. Con respecto a la demanda de energía y potencia, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe completar la información faltante con los valores registrados doce meses antes más una tasa de crecimiento anual que estimará en función de las previsiones y datos existentes. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a la empresa correspondiente la tasa considerada.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar la información suministrada y de objetar algún dato sólo podrá modificarlo de pertenecer al conjunto de datos habilitados a definir por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En estos casos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar al agente el valor modificado y el motivo. De no estar habilitado a su modificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe solicitar al agente los cambios

que considera necesarios indicando el motivo que justifica el pedido. De no llegar el agente y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a un acuerdo respecto del valor a utilizar, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe respetar el dato suministrado por el agente e incorporarlo a la Base de Datos, pero debe incluir en la Programación Estacional el listado de los Datos Observados indicando para cada uno el motivo de la objeción.

En la Programación Estacional se debe indicar el conjunto de valores de la Base de Datos Estacional que fueron definidos por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), ya sea por falta de información o por estar habilitado a su modificación.

Durante el transcurso de cada Periodo Trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el seguimiento del comportamiento de las variables respecto de los valores supuestos, y de los precios reales resultantes respecto de los precios previstos, particularmente los Datos Observados en la última Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

A lo largo del Período Estacional los agentes deben notificar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cualquier modificación que surja en su previsión de los valores incluidos en la Base de Datos Estacional. Será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mantener actualizada la base de datos y al finalizar cada mes suministrar a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) las modificaciones realizadas.

2.1.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

2.1.2.1. TRANSPORTISTAS

Antes del 10 de enero y 10 de julio, cada empresa Transportista debe informar a los usuarios de su área de influencia el programa de mantenimiento previsto para el próximo Período Estacional, indicando también un programa tentativo para los siguientes 30 meses después de dicho semestre. Dichos usuarios contarán con 10 días corridos para analizarlo, informar sus objeciones y/o sugerir programaciones alternativas justificándolas en sus requerimientos. De surgir objeciones, la empresa Transportista debe reunirse con los correspondientes usuarios a más tardar el 25 de enero y 25 de julio para acordar una programación satisfactoria para el conjunto.

Antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año la empresa Transportista debe enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su programa de mantenimiento para el período en estudio, incluyendo la estimación para los 30 meses posteriores a dicho semestre. De no haber llegado a un acuerdo con sus usuarios debe enviar:

- el programa propuesto por la Transportista y las objeciones de los usuarios;
- las modificaciones propuestas por los usuarios y las objeciones de la Transportista.

En el punto 2.1.2.3 se indica cómo se procederá en estos casos.

2.1.2.2. GENERADORES Y COGENERADORES

Los Generadores y Cogeneradores deben informar antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año sus necesidades de mantenimiento para el Período Estacional a programar, incluyendo además una estimación para los siguientes 30 meses.

2.1.2.3. COORDINACIÓN DEL MANTENIMIENTO PROGRAMADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar todos los pedidos de mantenimiento en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, los precios previstos y especialmente sobre el riesgo de falla ya sea por falta de energía o de potencia. Para el Sistema de Transporte, si no hubo acuerdo con los usuarios del Área de Influencia, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe definir el programa más conveniente desde el punto de vista del despacho conjunto del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en base a la información suministrada, pero teniendo en cuenta las objeciones tanto de los usuarios como de la Transportista.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reunir a los agentes Generadores, Cogeneradores y Transportistas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) antes del 15 de febrero y 15 de agosto de cada año para analizar posibles alternativas de mantenimiento, y coordinar y acordar un programa de mantenimiento que minimice el costo total de operación y riesgo de falla, dentro de las posibilidades de cada agente de modificar su programa original propuesto. En caso de no existir acuerdo

entre las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) respecto a la programación de los mantenimientos esta será la que establezca el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La reunión tendrá una duración máxima de dos días. Al comenzar la reunión el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe presentar un estudio incluyendo:

- el programa de mantenimiento propuesto por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED);
- las modificaciones realizadas a los pedidos de mantenimiento informados por los agentes y su justificación;
- los resultados del programa propuesto (evolución de precios, riesgo de falla, evolución de la disponibilidad y reserva de potencia, etc.).

Los agentes cuyas solicitudes de mantenimiento hayan sido modificadas podrán objetar el cambio, justificándolo debidamente y proponiendo un programa alternativo teniendo en cuenta los inconvenientes detectados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), o manteniendo el pedido original indicando el motivo de su reiteración. Si el motivo se basa en fechas inmodificables, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe respetar las fechas de mantenimiento solicitadas. De lo contrario y de no llegar a un acuerdo, debe realizar la programación del período para las distintas alternativas de mantenimiento propuestas y analizar los costos resultantes. En el segundo día de reunión, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe presentar el estudio realizado. De resultar menor el costo total de operación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para el mantenimiento solicitado por el agente, se adoptará su pedido. Si en cambio genera un sobrecosto y no surge un acuerdo entre las partes, se adoptará automáticamente la propuesta del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El programa acordado debe ser incorporado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a la Base de Datos Estacional. El programa correspondiente al siguiente Período Estacional se denomina Mantenimiento Programado Estacional, y el correspondiente a los 30 meses posteriores a dicho período se denomina Mantenimiento Programado Tentativo.

A lo largo del Período Estacional, las empresas podrán solicitar modificaciones a su mantenimiento previsto en el Mantenimiento Programado Estacional. De tratarse de un Transportista sólo podrá solicitarlo de contar previamente con el acuerdo de los usuarios de su Área de Influencia. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar cada pedido y sólo lo podrá aceptar si significa un aumento en el precio medio del trimestre menor del 5% respecto del Precio Estacional sancionado. Al finalizar cada mes debe informar a todos los agentes las modificaciones al Mantenimiento Programado Estacional.

2.2. MODELOS DE OPTIMIZACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

Para realizar la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar modelos de optimización y planificación de la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que hayan sido previamente aprobados por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, que realicen el despacho estacional minimizando el costo total esperado de operación, calculado como el costo de producción más el costo de falla.

Las características de los modelos deben ser tales que cumplan las siguientes condiciones.

- El modelado de la demanda debe representar las curvas de carga horaria típicas, y permitir considerar su aleatoriedad mediante distintos comportamientos posibles.
- La red de Transporte deber estar representada con el detalle requerido para incluir las restricciones a las posibilidades de llevar la oferta disponible hasta donde lo requiera la demanda y que afectan significativamente el precio medio resultante para un período trimestral.
- La oferta debe incluir la representación de las cuencas hidroeléctricas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), modelando sus características y las condiciones establecidas en las Normas de Manejo de Agua de los Contratos de Concesión con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta su efecto sobre los precios estacionales.
- Deben permitir realizar la optimización de los embalses de las centrales hidroeléctricas denominados Centrales de Capacidad Estacional y determinadas con la metodología indicada en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- Deben tener en cuenta la aleatoriedad del aporte hidráulico en cada una de las centrales hidroeléctricas con potencia instalada y energía firme significativa dentro de la oferta de generación total del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), tal como se define en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- Para incluir el sobrecosto que resulta por la reserva definida para regulación de frecuencia, deben modelar la reserva regulante en cada máquina habilitada y prevista a participar en la regulación, indicando como potencia máxima la efectiva menos el porcentaje correspondiente de acuerdo a la banda acordada para el Período Estacional.
- Deben permitir representar el parque forzado por restricciones.
- Deben permitir modelar las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional, con sus correspondientes precios. Los requerimientos de exportación se deben poder modelar como demanda adicional a ser cubierta sólo si no genera riesgo de falla.

La descripción de los modelos, manual de uso y base de datos serán suministrados a cada uno de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá suministrar los modelos a un agente que lo requiera siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso si corresponde, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

Cualquier modificación en los modelos o metodología a emplear debe ser informada a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), para sus observaciones y comentarios, y aprobada por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS para su puesta en vigencia.

Los modelos actualmente vigentes son los siguientes.

- Modelo de Optimización OSCAR: Tomando un horizonte que se ha definido en 3 años, optimiza el manejo de los grandes embalses hidroeléctricos calculando para cada semana el valor del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidraulicidad.
- Modelo de Simulación MARGO: Con los valores del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla, de cada semana. Permite considerar distintos escenarios de aleatorios, en función del aporte hidráulico, pronósticos de demanda, disponibilidad del parque, y disponibilidad de combustibles.

2.3. OFERTA HIDRÁULICA

2.3.1. MODELADO DE LA OFERTA HIDRÁULICA

Los modelos de programación y despacho deben representar adecuadamente las características de las cuencas hidroeléctricas, así como las restricciones que resultan de los Contratos de Concesión que afectan su operación y posibilidades de despacho. Será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) garantizar que el modelado cumpla las restricciones operativas y los compromisos establecidos en la Concesión, pero no limite su operación más allá de lo requerido por estas condiciones.

2.3.1.1. MODELADO DE LAS CUENCAS HIDROELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe:

- incluir en los modelos de optimización, programación y despacho del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) la representación de las cuencas hidroeléctricas;
- realizar el seguimiento del comportamiento del modelado utilizado;
- modelar las modificaciones que se vayan presentando a las características de la oferta hidroeléctrica.

En caso de incorporarse una nueva central hidroeléctrica de embalse, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incluir el nuevo embalse en el modelado con el nivel de detalle necesario de acuerdo a lo significativa que resulta su oferta de energía y potencia para la definición de precios en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). A su vez, de acordarse cambios en el Contrato de

Concesión de una central en lo que hace a Normas de Manejo de Aguas, debe realizar las modificaciones que correspondan.

De detectar apartamientos en los resultados del modelo con respecto a las restricciones establecidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar los ajustes necesarios.

Por su parte, el Generador podrá requerir modificaciones al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) si verifica para condiciones reales registradas en la operación o para condiciones previstas en la programación que el resultado del modelo no cumple alguna de sus restricciones. Para ello debe enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el cambio requerido, el motivo que lo justifica y el o los casos en que se verificó el error de modelado. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá reunirse con el Generador para acordar la necesidad y modo de modificar el modelado. De no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe mantener el modelado vigente salvo que exista por lo menos un caso real en que el Generador demostró que el resultado del modelo vulneró las restricciones vigentes en cuyo caso debe realizar la modificación.

Cada vez que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realice un ajuste a la representación de un embalse y/o central hidroeléctrica, debe informar al Generador el nuevo modelado, indicando el cambio realizado y su justificación. El Generador contará con 10 días hábiles para su análisis y enviar sus observaciones al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En caso de existir objeciones por parte del Generador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reunirse con el agente para analizar las diferencias de criterios y acordar el modelado definitivo. De no llegar a un acuerdo, se considerará aprobado el modelado del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) salvo que el Generador demuestre que el funcionamiento del modelo en casos basados en datos reales no cumple alguno de sus requerimientos de Concesión. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el cambio de modelado requerido por el Generador.

2.3.1.2. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE CAPACIDAD ESTACIONAL.

Se incluye en este tipo de centrales las hidroeléctricas de capacidad estacional determinadas de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS, y las centrales de bombeo cuyo embalse aguas arriba corresponden a capacidad estacional.

2.3.1.2.1. DATOS ESTACIONALES.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar la información suministrada por las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional respecto a sus restricciones de operación y despacho, y verificar su coherencia respecto a otros Concesionarios sobre la misma cuenca y si existen apartamientos respecto de la realidad observada o su Contrato de Concesión. En caso de detectar inconsistencias, debe requerir del Generador la justificación de la información suministrada y podrá sugerir modificaciones. De no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe mantener la información del agente, pero dejando constancia en la Programación Estacional de su objeción y los motivos de la misma, pasando a formar parte de los Datos Observados.

De no contarse dentro del plazo requerido con toda la información sobre las restricciones a aplicar a la operación y despacho de las centrales hidroeléctricas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe completar los datos faltantes teniendo en cuenta el Contrato de Concesión y, de existir, los valores utilizados en el mismo período estacional anterior, y toda otra información válida. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar al Generador el valor asumido y su justificación.

2.3.1.2.2. PROGRAMACIÓN INDICATIVA.

Utilizando la Base de Datos Estacional con los costos variables de producción estacionales definidos en cada central térmica para cada combustible, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar una Programación Estacional indicativa y determinar para las centrales de capacidad estacional los valores del agua que resultan de la optimización realizada con los modelos vigentes en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

A los efectos que los Generadores cuenten con una evolución indicativa de los precios futuros probables en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para las hipótesis establecidas y realicen la valorización de su agua en función de su estimación del costo futuro de reemplazo asociado, antes del 20 de febrero y 20 de agosto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe enviar a las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional, en forma impresa y en medio magnético, como resultado de la programación indicativa:

- la base de datos utilizada;
- listado de las restricciones suministradas, indicando cuáles fueron objetadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y los motivos de la observación.
- la generación mensual hidráulica, vertimiento previsto y evolución del nivel medio de los embalses discriminados por central;
- los precios de la energía resultantes, medios y por banda horaria, para las siguientes 52 semanas a partir del comienzo del Período Estacional a programar.

2.3.1.2.3. DECLARACIÓN DEL VALOR DEL AGUA.

Para la Programación Estacional las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional deben declarar antes del 27 de febrero y 27 de agosto el valor del agua para el período semestral, con las características y metodología definida en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Durante el Período Estacional, si se verifica que el precio de referencia mensual para un combustible en su punto de referencia, informado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) resulta con una variación de por lo menos CINCO POR CIENTO (5%) respecto del valor vigente como precio de referencia estacional del combustible, calculado tal como se indica en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS, las centrales hidroeléctricas consideradas de capacidad estacional que hayan declarado valores del agua estacionales podrán requerir junto con el envío de los datos para la programación semanal de la primera semana del mes modificar su valor del agua estacional en un porcentaje que no podrá ser mayor que el porcentaje de variación registrado entre el precio de referencia mensual y el estacional. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe rechazar el pedido si la variación solicitada supera el porcentaje al que está habilitado el Generador o algún valor del agua resulta mayor que el valor del agua máximo declarable establecido tal como se indica en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS. Los nuevos valores del agua que resulten de este tipo de ajustes requeridos por el Generador y no rechazados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se considerarán los valores del agua estacional a partir de la primera semana definida como perteneciente al mes en que se verifica el apartamiento. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe notificar junto con los resultados de la programación semanal de la primera semana del mes las centrales hidroeléctricas que hayan modificado sus valores del agua estacional.

2.3.1.3. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE CAPACIDAD MENSUAL Y SEMANAL.

Para las centrales hidráulicas de embalse que no correspondan a capacidad estacional, el Generador debe informar las energías semanales previstas resultado de su propia optimización teniendo en cuenta sus pronósticos de aportes y requerimientos aguas abajo. De no contar con esta información dentro de los plazos indicados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar las energías semanales correspondientes a la media histórica de no contar con pronósticos, o las características del tipo de año hidrológico previsto de existir pronósticos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe modelar estas centrales como una oferta de energía a generar en cada semana. El despacho semanal de esta energía debe tener en cuenta las posibilidades de empuntamiento y requerimientos de caudal de base aguas abajo de acuerdo a las restricciones de operación establecidas.

2.3.1.4. CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA

Las centrales hidroeléctricas ubicadas en ríos de llanura, tales como el Paraná y el Uruguay, prácticamente sin capacidad de embalse regulante, pero con una oferta de energía y potencia significativa para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), se modelarán como centrales de pasada, pero incluyendo la serie histórica de los ríos para reflejar el efecto en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de la aleatoriedad de su aporte. El resto de las centrales de pasada se representarán como una oferta de energía de base para cada semana, que debe suministrar el Generador al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). De no suministrar esta información, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe proceder de manera análoga a la indicada en el punto 2.3.1.3.

2.3.2. PRONÓSTICOS HIDROLÓGICOS

Será responsabilidad de los Generadores de las centrales hidroeléctricas a optimizar por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) suministrar los pronósticos necesarios para estimar los aportes esperados. Dichos pronósticos deben discriminar por períodos (uno o más meses) el volumen esperado, la

distribución probable de dicho volumen dentro del período, y la dispersión posible. Podrán suministrarse como pronósticos estocásticos, con series de caudales con probabilidad asociada. De no contar con este tipo de información, deben suministrar por lo menos el tipo de año hidrológico esperado, con su probabilidad asociada.

Será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizar la información en su conjunto, verificando que sobre la misma cuenca o sobre cuencas próximas los pronósticos correspondan a tipos de años hidrológicos de probabilidad similar. Debe verificar además la consistencia de los pronósticos respecto de los afluentes y condiciones climáticas registrados en los meses anteriores, tanto en lo que hace a aportes como precipitaciones y temperatura. De no suministrar información alguna central hidroeléctrica, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe tomar como previsión de aportes:

- si existe otra central sobre la misma cuenca que sí suministró pronóstico, los valores que correspondan a la serie hidrológica y la probabilidad o tipo de año informada por el otro Generador;
- de no existir otra central sobre la misma cuenca con pronósticos, toda la serie hidrológica, pudiendo darle distinto peso a cada año de acuerdo al comportamiento registrado en los meses anteriores, tanto en lo que hace a aportes como precipitaciones y temperatura.

2.4. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGÍA

2.4.1. CALIDAD DEL SERVICIO

Para fundamentar la elección de una determinada calidad de desempeño ante desbalances instantáneos de corta duración entre oferta y demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe presentar a los agentes consumidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), como parte de cada Programación Estacional, un estudio que vincule el costo de enfrentar desbalances de distinta magnitud con el costo de la energía no suministrada asociada a no contar con la reserva suficiente para enfrentarlos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar un modelo de confiabilidad de tipo probabilístico que simule la falla de los componentes del Sistema Eléctrico. El modelo calculará, en función de la disponibilidad de las máquinas y reserva para regulación, la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio. Cuanto mayor sea la reserva rotante sometida a regulación considerada, mayor será el apartamiento respecto al despacho óptimo sin reserva y, como consecuencia, mayor el costo de operación, pero menor el costo de falla. En cambio, cuanto menor sea la reserva, si bien los costos de operación disminuirán, se incrementará el riesgo de falla de corta duración y su costo asociado.

En base a los resultados obtenidos para el semestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar la curva que relaciona distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo, calculado con el incremento en el costo de operación más el costo de la energía no suministrada. El óptimo será aquel en que el costo total, igual a la suma del costo de operación más el costo por la interrupción intempestiva probable, resulte mínimo.

A más tardar el 15 de febrero y 15 de agosto de cada año el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe enviar el estudio sobre capacidad regulante a los Generadores, quienes contarán con 5 días corridos para informar sus observaciones.

Antes del 25 de febrero y el 25 de agosto de cada año el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará la propuesta a los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) sobre el criterio definido para dimensionar la capacidad de regulación y la curva potencia regulante-costo, junto con el óptimo para la operación del sistema eléctrico, adjuntando las observaciones de los Generadores.

Los Distribuidores y Grandes Usuarios contarán con 5 días corridos para analizar la propuesta y acordar la capacidad regulante a utilizar durante el Período Estacional, pudiendo ser una banda distinta al óptimo propuesto, pero no de inferior desempeño. De no llegar a un acuerdo en ese plazo, se utilizará el óptimo sugerido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

2.4.2. PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS DE NODO

El Mercado se define ubicado en el centro de carga del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). El despacho óptimo se realiza en dicho punto, transfiriendo la oferta de generación al Mercado adicionando al

costo variable de producción estacional de la máquina el costo variable del transporte de la energía desde su punto de conexión hasta el Mercado.

Se define Precio de Mercado (PM) al precio de la energía que resulta en el Mercado para el despacho óptimo.

Se define Factor de Nodo (FN) de un nodo de la red a la relación entre su precio y el del Mercado asociado al nivel de pérdidas marginales relacionado con los intercambios de dicho nodo respecto del Mercado, tal como se describe en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para cada Precio de Mercado, en cada nodo de la red de transporte le corresponde un precio de nodo transfiriendo el Precio del Mercado hasta el nodo multiplicándolo por el Factor de Nodo.

Para el cálculo de precios de cada trimestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe establecer estados típicos previstos definidos por configuraciones características esperadas en la red de Transporte y estados de carga en las horas de valle, pico y resto, tal como se indica en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS. Para estos estados típicos el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe simular el despacho y flujos previstos y calcular:

- el Factor de Nodo Estacional para cada punto de Entrada/Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en cada banda horaria, con la metodología que se indica en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS
- el flujo de potencia típico en cada nodo para cada banda horaria.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Factor de Nodo Estacional para Distribuidores para cada banda horaria como:

- el factor de nodo estacional en la banda horaria correspondiente al nodo de conexión si el Distribuidor está vinculado en un punto de Entrada/Salida al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM);
- el promedio de los factores de nodo estacionales en la banda horaria para cada uno de los nodos de Entrada/Salida al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), ponderados por la energía prevista en dichos nodos en los flujos de potencia estacionales con que se definieron los factores de nodo estacionales, si el Distribuidor se conecta en varios puntos con el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM);
- el factor de nodo estacional del Distribuidor a través de cuyas instalaciones se conecta al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) si el Distribuidor no está vinculado directamente a un punto de Entrada/Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM);
- el promedio ponderado por energía de los factores de nodo estacionales de los Distribuidores correspondientes si el Distribuidor no está vinculado directamente a un punto de Entrada/Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) sino que se conecta a través de instalaciones de varios Distribuidores.

2.4.3. DESPACHO ESTACIONAL

2.4.3.1. OFERTA EN EL MERCADO

Para el cálculo del Precio Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar la oferta integrada por las máquinas pertenecientes a Generadores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de acuerdo a su disponibilidad prevista, las importaciones comprometidas por parte de países interconectados incluidas en la Base de Datos Estacional, y la disponibilidad informada por Autogeneradores y Cogeneradores.

A su vez, la demanda debe estar integrada por los requerimientos de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores que compren en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), y las exportaciones comprometidas con países interconectados incluidas en la Base de Datos Estacional condicionadas a la existencia del excedente necesario en la oferta.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el costo variable de producción de una máquina térmica ($ / kWh) para cada tipo de combustible que puede consumir a partir del costo variable de producción estacional de la central para el tipo de máquina con dicho combustible ($ / unidad de combustible), el poder calorífico inferior del combustible (Kcal / unidad de combustible), y el consumo específico bruto medio (Kcal / kWh) que mide su eficiencia calórica. El costo variable de producción de una

máquina térmica queda definido en consecuencia con tantos valores como tipos de combustibles pueda consumir.

Se define el Costo Marginal (CM) de una máquina térmica en una hora "h" como su costo variable de producción estacional de él o los combustibles utilizados. Se denomina Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una máquina térmica en una hora “h” al costo marginal transferido al Mercado dividiendo el costo marginal por su factor de nodo (FN).

$$CMM_q(\$/MWh) = CM_q / FN_h$$

Las ofertas incluidas de países interconectados “i” consistirán en paquetes de energía y/o potencia con un precio asociado (PIMP), que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe modelar como máquinas adicionales cuyo costo es el precio requerido transferido al Mercado (PIMPM) a través del factor de nodo en la interconexión.

$$PIMPMi(\$/MWh) = PIMPi / FNi$$

2.4.3.2. ALEATORIOS CONSIDERADOS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe simular la operación del Período Estacional para distintos escenarios, correspondientes a distintos comportamientos probables de las variables aleatorias del sistema, para representar de la mejor manera posible las variaciones que se pueden presentar en la oferta y la demanda y reflejar dicha posible variación en el Precio Estacional.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe definir escenarios alternativos correspondientes a distintos comportamientos de las variables aleatorias. Para ello debe incluir en cada uno de los ríos en que se ubican centrales hidroeléctricas con potencia instalada y energía firme que afectan la definición del precio medio estacional la aleatoriedad hidráulica utilizando la serie de caudales o, de existir pronóstico, los aportes previstos, los cuales preferentemente deben ser representados como un pronóstico estocástico, indicando series de distinta probabilidad asociada.

De no incluir la demanda y/o la disponibilidad térmica como aleatorio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar un análisis de sensibilidad del precio medio de la energía en el trimestre a las variaciones posibles de estas variables de acuerdo a hipótesis que debe definir.

2.4.3.3. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA.

En cada escenario alternativo definido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible con su costo en el Mercado, teniendo en cuenta las restricciones de la red de Transporte modelada, de forma tal de abastecer la demanda minimizando el costo de producción más el de falla.

Con la serie de resultados obtenidos de los escenarios definidos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá los precios previstos en el Mercado para distintas probabilidades de excedencia, y el sobreprecio estacional por riesgo de falla. Las probabilidades de excedencia a considerar se definen: 10%, 25%, 40%, 50%, 70% y 80%.

2.4.3.3.1. PRECIO MEDIO EN EL MERCADO.

Dado un escenario "l", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá para cada semana "s" el Precio de Mercado previsto en cada banda horaria "b" de pico, valle y horas restantes (PMs,b). Con estos valores, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada trimestre "t" del Período Estacional el Precio Promedio del Mercado (PMM) en cada banda horaria "b" (PMM(l)t,b) como el promedio ponderado de los precios semanales del trimestre utilizando como factor de ponderación la demanda semanal prevista abastecer (DEMABAST). Dicha demanda se calculará como la demanda total prevista de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores menos la previsión de energía no suministrada resultante del despacho, más la demanda de bombeo resultado del despacho.

$$PMM(l)t,b(\$/MWh) = \frac{\sum_s (PM(l)s,b \times DEMABAST(l)s,b)}{\sum_s DEMABAST(l)s,b}$$

siendo "s" las semanas del trimestre "t".

Este valor corresponde al medio esperado del precio de la energía en el trimestre para la banda horaria "b" y el aleatorio considerado. Como resultado del conjunto de escenarios definidos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá una serie de precios promedios de Mercado con la que debe calcular en cada banda horaria "b" Precios Probables de Mercado (PMPROB) para las probabilidades de excedencia definidas. Cada precio PMPROBb,p correspondiente a una probabilidad "p" % será calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como el precio que es superado en un "p" % de los casos en la serie obtenida.

2.4.3.3.2. SOBREPRECIO ESTACIONAL POR RIESGO DE FALLA.

En los programas de optimización y simulación de la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) la falla se modela como escalones “f” de distinta profundidad, expresados cada uno como un porcentaje de la demanda que no se podrá abastecer por falta de generación y su costo asociado (CFALLA). El último escalón corresponde al Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

El Costo de la Energía no Suministrada es determinado por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, a través de estudios de valorización económico y social de la energía no abastecida. El valor vigente a partir del 1 de mayo de 1994 es 1,5 dólares por kWh no suministrado (kWh NS).

Dado un escenario "l", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá para cada semana "s" la energía no suministrada (ENS) prevista en cada escalón de falla y el valor correspondiente a cada una de las probabilidades de excedencia “p” definidas (ENSPROBs,f,p).

En base al riesgo de falla de energía, de surgir energía no suministrada (ENS) prevista, o el riesgo de falla en la punta dada la indisponibilidad probable, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar el Sobreprecio Estacional por Riesgo de Falla (SERF) para la probabilidad de excedencia correspondiente al 50% de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 6 de LOS PROCEDIMIENTOS.

2.4.3.3.3. PRECIOS PROBABLES DE LA ENERGÍA POR BANDA HORARIA.

El precio de la energía en la banda “b” PPROBb,p correspondiente a una probabilidad de excedencia "p" es calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con el correspondiente Precio Probable de Mercado (PMPROB) salvo en la banda horaria de pico en que al Precio Probable de Mercado (PMPROB) se debe adicionar el correspondiente Sobreprecio Estacional por Riesgo de Falla (SERF).

Siendo “b” la banda horaria de horas restantes o valle, resulta para la probabilidad de excedencia “p”:

$$PPROBb,p = PMPROBb,p$$

Siendo “b” la banda horaria de pico, resulta para la probabilidad de excedencia “p”:

$$PPROBb,p = PMPROBb,p + SERF$$

En consecuencia, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada banda horaria "b" los siguientes precios probables: PPROBb,10%, PPROBb,25%, PPROBb,40%, PPROBb,50%, PPROBb,70% y PPROBb,80%.

2.4.4. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES

Se define como Área Desvinculada al conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte entre dicho conjunto y el Mercado que genera limitaciones al despacho óptimo del

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Se considera que dicha restricción no permite vincular toda la generación y demanda del área con el Mercado. Esta desvinculación es total cuando el área queda desconectada, y parcial cuando se trata de una reducción en la capacidad de transporte.

En ambos casos el área tendrá su propio precio, denominado Precio Local (PL). El precio local de un área exportadora resultará inferior al Precio de Mercado mientras que el de un área importadora será mayor.

Para cada Precio de Mercado que resulta del despacho en el Mercado, se tiene un precio en cada nodo de la red de Transporte transfiriendo el Precio de Mercado al nodo afectándolo de su Factor de Nodo. Se define como Precio de Nodo a:

- el Precio del Mercado transferido hasta el nodo multiplicándolo por su Factor de Nodo, si el área en que se encuentra el nodo está vinculada al Mercado sin restricciones que afecten al despacho óptimo;
- el Precio Local que resulte en el área transferido hasta el nodo, de estar el nodo dentro de un Área Desvinculada del Mercado.

Durante el transcurso del Período Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el seguimiento de las horas en que se presenten precios locales y evaluar los apartamientos que se registran para cada Distribuidor respecto del correspondiente Precio Estacional. Cada vez que un área se desvincule del Mercado, se genera una diferencia que puede ser negativa o positiva para los Distribuidores del área, denominada Sobrecosto por Precio Local (SCPL). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular este sobrecosto horario como la diferencia entre el Precio de Mercado y el Precio Local para esa hora, multiplicado por el correspondiente factor de nodo. El Sobrecosto por Precio Local para un Distribuidor "j" que se encuentre en un área desvinculada "a" en la hora "h" resulta:

$$\mathbf{SCPLhj(\$) = (PLha - PMh) \times FNhj \times PDEMESThj}$$

siendo PDEMESThj la demanda de energía comprada a Precio Estacional por el Distribuidor "j" en la hora "h".

Si el Distribuidor se encuentra conectado al Mercado, el sobrecosto será cero.

Al finalizar cada mes "m", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe integrar los apartamientos registrados y obtener para cada Distribuidor "j" el Apartamiento por Precios Locales (APPL) acumulado en el mes.

$$\mathbf{APPL^{m}_{j}(\$) = \sum_{h} SCPL^{h}_{j}}$$

siendo "h" las horas del mes.

A cada Período Trimestral "t" se le asignará el apartamiento acumulado en los tres meses entre el último mes del Período Trimestral segundo anterior ("t"-2) y el segundo mes del Período Trimestral anterior ("t"-1).

$$\mathbf{APTRIPL^{t}_{j}(\$) = \sum mAPPL^{m}_{j}}$$

siendo "m" los meses comprendidos entre m1 y m1+2, dónde m1 es el primer mes del Período Trimestral a programar menos cuatro.

Totalizando el monto que corresponde a cada Distribuidor, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá el monto total a asignar al precio de la energía para Distribuidores en el trimestre.

$$\mathbf{APTOTPL^{t}(\$) = \sum_{j} APTRIPL^{t}_{j}}$$

Al primer trimestre del Período Estacional para la Programación Estacional y al trimestre de la Reprogramación Trimestral, denominado trimestre "t", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a cada Distribuidor un Sobreprecio por Precios Locales (SPPL) dividiendo el apartamiento trimestral acumulado con su correspondiente signo por la energía prevista abastecer en el trimestre a precio estacional. En la Programación Estacional por no contarse aún con la información necesaria, será supuesto con apartamiento CERO (0) el segundo trimestre, y se le asignará el sobreprecio que corresponda en la Reprogramación Trimestral.

$$SPPL^{t}{}_{j}(\$/MWh) = \frac{APTRIPL^{t}{}_{j}}{\sum_{b} DEMESTB^{b}{}_{j}}$$

siendo:b = los períodos horarios de pico, valle y resto.

DEMESTBbj = demanda prevista abastecer en la banda horaria "b" a Precio Estacional al Distribuidor "j" durante el trimestre "t".

2.4.5. FONDO DE ESTABILIZACIÓN

Cada mes surgirá una diferencia entre lo recaudado por compras de energía y lo abonado por ventas de energía y por variables de transporte en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que se acumula en el Fondo de Estabilización, excluidas las diferencias que surgen atribuibles a las pérdidas. La evolución de este fondo refleja la diferencia acumulada entre el Precio Estacional de la Energía y el Precio Spot medio de la energía.

La recaudación a asignar está dada por la suma de:

- los montos pagados por los Distribuidores por su compra de energía realizada al Precio Estacional de la energía;
- los montos pagados por la compra de energía realizada a Precio Spot por Grandes Usuarios y Autogeneradores;
- los montos pagados por Generadores y Cogeneradores con contratos por la compra de energía a Precio Spot;
- los montos pagados al correspondiente Precio Spot por las centrales de bombeo por su compra de energía para bombear;
- los montos pagados por los Contratos del Mercado a Término en concepto de cargo variable del Transporte;
- los montos pagados por las exportaciones a países interconectados realizadas en el Mercado Spot;
- el Monto Mensual de Diferencia por Energía que se retira de la Cuenta de Energía Adicional.

El total pagado está dado por la suma de:

- los montos remunerados a Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores por las ventas de energía en el Mercado Spot;
- los montos remunerados por las ventas de energía en el Mercado Spot a Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos;
- el monto asignado a la Cuenta de Apartamiento del Transporte como remuneración variable por energía eléctrica transportada (RVTE);
- los montos abonados por las importaciones Spot de energía de países interconectados
- El fondo requiere contar con un monto mínimo para cubrir el pago a los vendedores de resultar los precios Spot durante el trimestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Apartamiento Máximo Previsto (APMAX) como la diferencia que resultaría si la demanda total prevista abastecer a Distribuidores al Precio Estacional se debe generar a un precio que resulta mayor en un determinado porcentaje, denominado Porcentaje de Apartamiento (%AP), que el correspondiente a una probabilidad de ocurrencia del CINCUENTA POR CIENTO (50%). El

Porcentaje de Apartamiento se define en el QUINCE POR CIENTO (15%). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular dicho precio medio como el promedio de los precios por banda horaria para una probabilidad de ocurrencia del CINCUENTA POR CIENTO (50%) (PPROBt b ,50%) ponderado por la demanda prevista abastecer a precio estacional en cada banda horaria.

El Apartamiento máximo resulta entonces:

$$\mathbf{APMAX}^{t}(\$) = 0.15 \times \sum_{b} \left[\mathbf{PPROB}^{t}_{b,50\%} \times \sum_{j} \mathbf{DEMESTB}_{b,j} \right]$$

siendo:

b = banda horaria de pico, valle y resto.

DEMESTBb,j = demanda prevista abastecer a Precio Estacional al Distribuidor "j" durante el trimestre en la banda horaria "b".

Para la Programación Estacional y Reprogramación trimestral se definirá la condición en que se encuentra el fondo de acuerdo al monto disponible calculado como el monto acumulado en el Fondo de Estabilización al 1º de abril de tratarse de la Programación Estacional de Invierno, al 1º de octubre de cada año de ser la Programación Estacional de Verano, y al 1º de julio y al 1º de enero para la Reprogramación de Invierno y de Verano respectivamente, más los montos con su correspondiente signo a asignar en el trimestre al precio de Distribuidores por el Apartamiento Total por Precio Local (APTOTPL) y descontados los montos a asignar por la Diferencia Total por Factores de Nodo (DIFTOTFN) que surgen como sumatoria de las discriminadas para cada distribuidor en su subcuenta de ajuste.

Se definen las siguientes condiciones:

- El Fondo se encuentra en situación adecuada si el monto disponible no es interior al Apartamiento Máximo ni lo supera en más de un DIEZ POR CIENTO (10%).
- El Fondo se encuentra en situación de probable sobrante si el monto supera al Apartamiento Máximo previsto dentro de una banda que oscila entre un DIEZ POR CIENTO (10%) y un VEINTICINCO POR CIENTO (25%).
- El Fondo cuenta con recursos en exceso si el monto disponible supera al Apartamiento Máximo previsto en más de un VEINTICINCO POR CIENTO (25%).
- El Fondo se encuentra en situación de probable faltante si el monto calculado es inferior al Apartamiento Máximo Previsto pero mayor que el OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) de dicho valor.
- El Fondo tiene falta de recursos si el monto disponible es inferior al OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) pero mayor que el CUARENTA POR CIENTO (40%) del Apartamiento Máximo Previsto.
- El Fondo no tiene recursos si el monto disponible es inferior al CUARENTA POR CIENTO (40%) del Apartamiento Máximo Previsto.

2.4.6. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGÍA PARA DISTRIBUIDORES

2.4.6.1. APARTAMIENTOS POR CONDICIONES DE DESPACHO

En el transcurso de un período trimestral, las condiciones de despacho pueden diferir de las previsiones realizadas en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral respectiva y por lo tanto el factor de nodo de los Distribuidores podrá variar más allá de los desvíos normalmente esperados durante tal período.

Con motivo de ello, y a lo largo del período trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el seguimiento, para cada distribuidor, de la diferencia producida entre el factor de nodo real en su nodo de compra y el factor de nodo implícito en sus compras de energía en el Mercado Spot al precio estabilizado.

Al finalizar cada mes "m", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular, para cada Distribuidor "J", la diferencia en el costo de compra que surge como consecuencia de la diferencia entre el Factor de Nodo horario real en su nodo de compra y el factor de Nodo Estacional sancionado (DIFMESFN)

$$\mathbf{DIFMESFN^{m}{}_{j}(\$) = \sum_{h} PREF^{m}{}_{b} \times \left(FNE^{m}{}_{jb} - FN^{h}{}_{j}\right) \times PDEMEST^{h}{}_{j}}$$

siendo:

b = los períodos horarios de pico, valle y resto, elegidos en concordancia con la hora h.

h = la hora "h" del mes "m"

$PDEMEST^{h}_{j}$ = la demanda real de energía comprada a Precio Estacional por el Distribuidor "j" en la hora "h" del mes "m"

FNE^{m}_{jb} = el factor de nodo estacional sancionado para el Distribuidor "j" vigente para el mes "m" y correspondiente al período horario "b" al cual pertenece la hora "h"

$PREF^{m}_{b}$ = el Precio de Referencia Estacional sancionado correspondiente a la banda horaria "b" al cual pertenece la hora "h" vigente en el mes "m".

A cada Período Trimestral "t" se le asignará la diferencia y el desvío que se acumularon en los tres meses entre el último mes del Período Trimestral segundo anterior (t2) y el segundo mes del Período Trimestral anterior (t1), con su signo.

$$\mathbf{DIFTRIFN^{t}{}_{j}(\$) = \sum_{m} DIFMESFN^{m}{}_{j}}$$

siendo "m1" el último mes del período trimestral "t-2" y "m2" y "m3", el primero y segundo mes respectivamente del período trimestral "t-1".

Totalizando el monto que corresponde a cada Distribuidor, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá el monto total a asignar al cálculo del precio de la energía para Distribuidores en el trimestre.

$$\mathbf{DIFTOTFN^{t}(\$) = \sum_{j} DIFTRIFN^{t}{}_{j}}$$

Al primer trimestre del Período Estacional para la Programación Estacional y al trimestre de la Reprogramación Trimestral, denominado trimestre "t", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a cada Distribuidor una Diferencia por factores de Nodo (DIFFNt) dividiendo el saldo trimestral con su correspondiente signo por la energía prevista abastecer en el trimestre a precio estacional. En la Programación Estacional por no contarse aun con la información necesaria, será supuesto con apartamiento CERO (0) el segundo trimestre, y se le asignará el sobreprecio que corresponda en la Reprogramación Trimestral.

$$\mathbf{DIFFN^{t}{}_{j}(\$/MWh) = \frac{DIFTRIFN^{t}{}_{j}}{\sum_{b} DEMESTB_{bj}}}$$

siendo:

b = los períodos horarios de pico, valle y resto.

$DEMESTB_{bj}$ = demanda prevista abastecer en la banda horaria "b" a Precio Estacional al Distribuidor "j" durante el trimestre "t".

2.4.6.2. SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES

2.4.6.2.1. SOBRECOSTO ESTACIONAL DE COMBUSTIBLES

En la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Sobrecosto Estacional de Combustible (SCCOMBt) totalizando, para cada trimestre del período, los siguientes conceptos:

a) La integración del Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC), prevista reconocer a los Generadores según la metodología establecida en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto previsto de este impuesto para cada período trimestral, en función de los consumos de Gas Oil previstos para el período destinados al abastecimiento de la demanda, excluida la generación considerada en el punto 2.6. del presente capítulo.

b) La integración de la Tasa sobre el Gas Oil (TSGO), prevista reconocer a los Generadores según la metodología establecida en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES. Con ese objeto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto previsto de este impuesto para cada período trimestral, en función de los consumos de Gas Oil previstos para el período destinado al abastecimiento de la demanda, excluida la generación considerada en el punto 2.6. del presente capítulo.

c) La integración del Recargo sobre el Gas Natural (RGN), prevista reconocer a los Generadores según la metodología establecida en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto previsto de este recargo para cada período trimestral, en función de los consumos de Gas Natural previstos para el período destinado al abastecimiento de la demanda.

Por otra parte debe estimar el monto previsto al comienzo del período a programar acumulado en la Cuenta de Apartamiento de Sobrecosto de Combustible (CUENSCCOMB), resultado de la metodología indicada en el punto 2.4.6.2.4. Para el primer trimestre (t1) del período a programar se debe tomar, como ajuste al precio, el monto acumulado previsto en la cuenta con signo contrario.

$$\mathbf{AJUSSCCOMB_{t1} = -CUENSCCOMB}$$

En la Programación Estacional, para el cálculo del precio del segundo trimestre, debe considerarse que el ajuste es cero, asignándose el correspondiente ajuste en la reprogramación trimestral.

En la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Sobrecosto Estacional de Combustible (SCCOMBEST) para cada Período Trimestral, dividiendo el Monto Total estimado del Sobrecosto de Combustible por la energía prevista, demandar por todos los agentes consumidores durante ese período (Distribuidores, Grandes Usuarios, Demanda de Exportación y Autogeneradores), y adicionando al anterior resultado el saldo de la Cuenta de Apartamiento de Sobrecosto de Combustible (AJUSSCCOMB) dividido por la Energía Prevista Demandar por los Agentes Distribuidores.

$$\mathbf{PESTSCCOMB^{t}(\$/MWh) = \frac{SCCOMB^{t}}{DEMPREV^{t}} + \frac{AJUSSCCOMB}{DEMDIST^{t}}}$$

siendo:

$DEMPREV^{t}$ = Demanda de Energía Prevista abastecer en el trimestre "t".

$DEMDIST^{t}$ = Demanda de Energía Prevista abastecer a Distribuidores en el trimestre "t".

2.4.6.2.2. SOBRECOSTO MENSUAL DE COMBUSTIBLE

Al finalizar cada mes "m", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto total de los Sobrecostos de Combustible ($SCCOMB) que resultaron para dicho mes. Para ello debe totalizar los Sobrecostos reconocidos a los generadores por sus consumos de Gas Oil y Gas Natural para la generación de energía eléctrica de cada Central Térmica.

$$\$SCCOMB^{m}(\$) = \$SCCOMB\_GO^{m} + \$SCCOMB\_GN^{m}$$

Siendo:

$SCCOMB_GO^m: El Sobrecosto total de Gas Oil para el mes "m" (ITC;TSGO), definido en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES.

$SCCOMB_GN^m: El Sobrecosto total de Gas Natural para el mes "m" (RGN), definido en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES.

El Sobrecosto Mensual de Combustible (SCCOMBMES^m) será:

$$SCCOMBMES^{m}(\$/MWh) = \frac{\$SCCOMB^{m}}{EDEMAT^{m}}$$

Siendo:

$SCCOMB^m: El Sobrecosto total de Combustible para el mes "m".

EDEMAT^m: Demanda de Energía Abastecida Mensual (MWh) Total en el mes "m".

2.4.6.2.3. CARGO MENSUAL POR SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLE

Al finalizar cada mes "m" de un Período Trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Cargo por Sobrecosto de Combustible que debe pagar cada Distribuidor, Autogenerador, Demanda de Exportación y Gran Usuario "j" multiplicando el Sobrecosto de Combustible que corresponda al mes, por la demanda real de cada demandante.

Para “j” Distribuidor,

$$CARGOSCCOMB^{m}{}_{j}(\$) = EDEMES_{j} \times SCCOMBEST^{t}$$

Para “j” Autogenerador, Gran Usuario o Exportador

$$CARGOSCCOMB^{m}{}_{j}(\$) = EDEMES_{j} \times SCCOMBMES^{m}$$

Siendo:

EDEMES$_j$: Demanda de Energía Abastecida correspondiente al mes "m" de cada Distribuidor, Autogenerador, Gran Usuario o Exportador "j".

2.4.6.2.4. CUENTA DE APARTAMIENTO DEL SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Sobrecosto Mensual de Combustible y lo efectivamente recaudado de dichos agentes en concepto de Cargo Mensual por Sobrecosto de Combustible, se acumula dentro de una subcuenta del Fondo de Estabilización de la Energía denominada Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles (CUENSCCOMB).

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a esta cuenta el monto recaudado de los agentes consumidores totalizando los correspondientes Cargos por Sobrecosto de Combustible y le debe retirar el monto a abonar a los Generadores en concepto de Sobrecosto de Combustible según lo establecido en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES.

El saldo en esta cuenta se transferirá al siguiente Período Trimestral para el cálculo del Sobrecosto Estacional de Combustibles definido en el punto 2.4.6.2.1. Por otro lado, para la evaluación del estado del Fondo de Estabilización para la definición del Precio de Referencia de la Energía en el Mercado, el

ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no deberá tener en cuenta el resultado de la Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con la información de seguimiento del estado del Fondo de Estabilización, debe suministrar el seguimiento de la Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles.

2.4.6.3. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGÍA PARA DISTRIBUIDORES

El Precio Estacional de la Energía es el precio al cual compran los Distribuidores en el Mercado Spot.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado (PREF) en cada banda horaria para cada trimestre del Período Estacional en base a los precios calculados para distintas probabilidades, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.3.3, y al riesgo de falta de recursos que representa el estado del Fondo de Estabilización de acuerdo a las definiciones realizadas en el punto 2.4.5. Cuanto mayor sea la disponibilidad en el Fondo respecto del apartamiento máximo previsto, menor será el riesgo necesario cubrir de que el Precio Spot medio de la energía resulte mayor que el Precio Estacional de la Energía definido. Por el contrario, cuanto menor sea la disponibilidad en el Fondo, se debe disminuir el riesgo que el Precio Spot medio de la energía resulte en el trimestre mayor que el Precio Estacional establecido.

- Si el Fondo se encuentra en situación adecuada, el Precio Referencia para cada banda horaria será el precio que corresponde a probabilidad CINCUENTA POR CIENTO (50%).
- Si el Fondo se encuentra en situación de probable sobrante, el Precio de Referencia en cada banda horaria será el precio que resulta para probabilidad SETENTA POR CIENTO (70%).
- Si el Fondo cuenta con recursos en exceso, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el correspondiente a probabilidad OCHENTA POR CIENTO (80%).
- Si el Fondo se encuentra en situación de probable faltante, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el precio que resulta para probabilidad CUARENTA POR CIENTO (40%).
- Si el Fondo tiene faltante de recursos, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el calculado para una probabilidad del VEINTICINCO POR CIENTO (25%).
- Si el Fondo no tiene recursos, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el calculado para una probabilidad del DIEZ POR CIENTO (10%).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio Estacional (PEST) que corresponde a cada banda horaria "b" para cada Distribuidor "j" en cada trimestre "t" multiplicando el precio de referencia correspondiente por el factor de nodo estacional (FNE) resultante para el Distribuidor y adicionándole el Sobrecosto por Precios Locales y la diferencia por factores de nodo calculados.

$$PEST^{t}_{jb}(\$/MWh) = PREF^{t}_{b} \times FNE^{t}_{jb} + SPPL^{t}_{j} - DIFFN^{t}_{j}$$

2.4.7. CARGO POR ENERGÍA ADICIONAL

2.4.7.1. CALCULO DE LAS DIFERENCIAS POR PERDIDAS

Para abastecer la demanda, la red eléctrica tiene un nivel de pérdidas y, como resultado, en todo momento la generación de energía y potencia requerida para abastecer a los agentes consumidores es superior a su demanda de energía y potencia. Dichas pérdidas afectan el pago y cobro de energía y de potencia.

Las pérdidas son atribuibles a los siguientes motivos.

- Pérdidas variables por energía activa transportada.
- Pérdidas variables de energía reactiva transportada.
- Pérdidas de energía no variables del Transporte (pérdidas en vacío de transformador y efecto corona).

Para un período “p”, se denomina Diferencia por Energía (DIFEp, en MWh) al valor de pérdidas de energía medidas en dicho período debido a las pérdidas variables por energía reactiva transportada y las pérdidas

no variables de Transporte que afectan las transacciones de energía. Al finalizar cada semana “s” el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el cierre entre generación y demanda de energía medidas. Al valor resultante como pérdidas totales de energía le debe restar las pérdidas variables de Transporte por energía que resultan del cálculo de los Factores de Nodo horarios. El resultado de esta resta se considera la Diferencia por Energía de la semana.

La Diferencia por Energía de un mes “m” (DIFEm, en MWh) se calcula totalizando las diferencias correspondientes a las semanas del mes, asignando a aquellas semanas que no estén comprendidas totalmente dentro del mes la parte de su Diferencia por Energía proporcional a la energía abastecida en los días de la semana que pertenecen al mes dentro de la demanda total de energía abastecida en la semana.

Para cada semana “s”, se denomina Monto Semanal de Diferencia por Energía (SEMDIFEs en $) al monto faltante que surge en las transacciones de energía debido a la Diferencia por Energía. Este monto se calcula:

- totalizando el monto que correspondería pagar por energía a los Generadores, valorizando la generación al precio de nodo de la energía, y al Transporte, como el monto asignado a la Cuenta de Apartamiento del Transporte en concepto de remuneración variable por energía eléctrica transportada (RVTE) y el monto asignado a la Cuenta de Restricciones a la Capacidad de Transporte en concepto de Recaudación Variable por Precio Local de Energía (RVPLE).
- y restando el monto que se recaudaría en concepto de energía si toda la demanda se comprara en el Mercado Spot, valorizando la demanda abastecida a su precio de nodo de la energía.

Para un mes “m”, se denomina Monto Mensual de Diferencia por Energía ($DIFEm) a la suma del Monto Semanal de Diferencia por Energía (SEMDIFEs) de las semanas del mes, asignando a aquellas semanas que no estén comprendidas totalmente dentro del mes una parte del monto calculado proporcional a la energía abastecida en los días de la semana que pertenecen al mes dentro de la demanda total de energía abastecida en la semana.

Para un mes “m”, se denomina Precio Spot Mensual de la Energía (PMMESm) al promedio del precio Spot de la energía en el Mercado de las horas del mes, ponderado por la demanda abastecida.

Para un mes “m”, se denomina Porcentaje de Diferencia por Energía (%DIFEm) a la proporción del Precio Spot Mensual de la Energía que representa el precio que resulta para las pérdidas medidas en la Diferencia por Energía. Dicho precio de las pérdidas se calcula dividiendo el Monto Mensual de Diferencia por Energía ($DIFEm) por la Diferencia por Energía (DIFEm).

$$\%DIFE_m = \left(\$DIFE_m / DIFE_m\right) / PMMES_m$$

Para un período “p”, se denomina Diferencia por Potencia (DIFPp , en MW en horas fuera de valle de días hábiles) al valor de pérdidas de energía medidas en horas fuera de valle de días hábiles del período y que afectan a las transacciones de potencia. Al finalizar cada semana “s” el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la Diferencia por Potencia de la semana realizando el cierre entre la integración de la potencia generada y la integración de la potencia demandada medidas en horas fuera de valle de días hábiles.

La Diferencia por Potencia de un mes “m” (DIFPm , en MW en horas fuera de valle de días hábiles) se calcula totalizando las diferencias de las semanas del mes, asignando a aquellas semanas cuyos días hábiles no estén comprendidos totalmente dentro del mes una parte de su Diferencia por Potencia proporcional a la energía abastecida en las horas fuera de valle de los días hábiles del mes que pertenecen a la semana dentro de la demanda total de energía abastecida en las horas fuera de valle de días hábiles de la semana.

Para una semana “s”, se denomina Monto Semanal de Diferencia por Potencia (SEMDIFPs) al monto faltante que surge en las transacciones de potencia debido a la Diferencia por Potencia Este monto se calcula:

- totalizando el monto que corresponde pagar por potencia generada a los Generadores, valorizando la potencia generada en horas fuera de valle de días hábiles al precio de la potencia en el nodo, y al Transporte, como el monto definido como Sobrecosto (SC) para el cálculo de los Factores de Adaptación

- y restando el monto que se recaudaría en concepto de potencia demandada, si toda la demanda se comprara en el Mercado Spot, valorizando la demanda abastecida en horas fuera de valle de días hábiles al precio de la potencia en el nodo.

Para un mes “m”, se denomina Monto Mensual de Diferencia por Potencia ($DIFPm) a la suma del Monto Semanal de Diferencia por Potencia (SEMDIFPs) de las semanas del mes, asignando a aquellas semanas cuyos días hábiles no estén comprendidos totalmente dentro del mes la parte de la correspondiente Diferencia por Potencia proporcional a la energía abastecida en las horas fuera de valle de los días hábiles del mes que pertenecen a dicha semana dentro de la demanda total de energía abastecida en las horas fuera de valle de los días hábiles de la semana

Para un mes “m”, se denomina Porcentaje de Diferencia por Potencia (%DIFPm) al porcentaje que representa dentro del Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD) el precio que resulta de dividir el Monto Mensual de Diferencia por Potencia ($DIFPm) por la Diferencia por Potencia del mes.

$$\%DIFP_m = (\$DIFP_m / DIFP_m) / \$PPAD$$

2.4.7.2. PRECIO ESTACIONAL POR ENERGÍA ADICIONAL

Junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incluir un informe, histórico, de la energía correspondiente a Diferencia por Energía (DIFEm) y a Diferencia por Potencia (DIFPm) registradas mensualmente, indicando valores medios, máximos y mínimos, tendencia observada y su análisis. En base a este informe, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe proponer la Diferencia Trimestral Prevista por Energía (DIFEt) y la Diferencia Trimestral Prevista por Potencia (DIFPt) a utilizar en la Programación.

Debe incluir también en dicho informe el Porcentaje de Diferencia por Energía (%DIFEm) y de Diferencia por Potencia (%DIFPm) que resulta históricamente de los cálculos, indicando valores medios, máximos y mínimos, tendencia observada y su análisis. En base a ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe proponer el Porcentaje Previsto por Energía (%DIFEt) y el Porcentaje Previsto por Potencia (%DIFPt) a utilizar en la Programación.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar el estado previsto al comienzo del período a programar de la Cuenta por Energía Adicional, que se define en el punto 2.4.7.4. Para el primer trimestre del período a programar (“t1”), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como ajuste al Precio Estacional por Energía Adicional el saldo previsto en dicha cuenta al comienzo del período a programar (SALADIC), con signo invertido, dividido por la demanda de energía prevista abastecer a Distribuidores (DEMDIST) en el trimestre.

$$AJUSAt1(\$/MWh) = -SALADIC/DEMDISTt1$$

Para el segundo trimestre (“t2”) del Período Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que el ajuste es cero.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada Período Trimestral “t”:

a) el Porcentaje Previsto de la Diferencia por Energía (%PERDE), como el producto del porcentaje que representa la Diferencia Trimestral Prevista por Energía (DIFEt) dentro de la demanda prevista abastecer en el trimestre (DEMPREV), por el Porcentaje Previsto por Energía (%DIFEt).

$$\%PERDE_t = \frac{DIFE_t}{DEMPREV_t} \times \%DIFE_t$$

b) el Porcentaje Previsto de la Diferencia por Potencia (%PERDP), calculado como el producto del porcentaje que representa la Diferencia Trimestral Prevista por Potencia (DIFPt) dentro de la demanda prevista abastecer en horas fuera de valle de días hábiles en el trimestre (DEMPREVHFV), por el Porcentaje Previsto por Potencia (%DIFPt).

$$\%PERDP_t = \frac{DIFP_t}{DEMPREVHFV_t} \times \%DIFP_t$$

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio Estacional por Energía Adicional (PERDESTtb) que corresponde a cada banda horaria "b" en cada trimestre "t" del período a programar totalizando los siguientes valores.

a) El precio de la Diferencia por Energía, calculado como el producto del Porcentaje Previsto de la Diferencia por Energía (%PERDEt) por el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado (PREF) en dicha banda para el trimestre.

b) Para las bandas horarias de pico y resto, el precio en horas fuera de valle de días hábiles de la Diferencia por Potencia multiplicando el Porcentaje Previsto de la Diferencia por Potencia (%PERDPt) por el Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD), convertido en horas de pico y resto multiplicando por el porcentaje que representan las horas fuera de valle de días hábiles en el total de horas fuera de valle del trimestre;

c) el ajuste calculado (AJUSAt) dado el monto a recuperar en el trimestre del saldo de la Cuenta por Energía Adicional.

Para “b” horas restantes o pico

$$PERDESTtb(\$/MWh) = PREFtb \times \%PERDEt + \$PPAD \times \%PERDPt \times NHFVTt / NFVTt + AJUSAt$$

Para “b” horas de valle

$$PERDESTtb(\$/MWh) = PREFtb \times \%PERDEt + AJUSAt$$

siendo:

NHFVTt = cantidad de horas fuera de valle de días hábiles del trimestre “t”.

NFVTt = cantidad de horas fuera de valle del trimestre “t”.

2.4.7.3. CALCULO DEL CARGO POR ENERGÍA ADICIONAL

Los Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores como consumidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) comparten el pago de las diferencias que surgen debido a las pérdidas. Para ello, pagan mensualmente un Cargo por Energía Adicional de acuerdo a la energía consumida en el mes.

2.4.7.3.1. VALOR SEMANAL DE LA ENERGÍA ADICIONAL

Al finalizar cada semana “s”, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe evaluar el saldo de las pérdidas en el Mercado calculando la Diferencia por Energía y la Diferencia por Potencia que resulta y el monto semanal correspondiente, de acuerdo a la metodología establecida en el punto 2.4.7.1

Los montos calculados se deben repartir entre la demanda total del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) abastecida en dicha semana. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular:

a) el Valor Semanal de la Diferencia por Energía (VALSEME), dividiendo el Monto Semanal de Diferencia por Energía (SEMDIFEs) por la integración de la demanda horaria (PDEM) total abastecida en la semana.

$$VALSEMESs(\$/MWh) = \frac{SEMDIFESs}{\sum_h \sum_j PDEMhj}$$

siendo:

h = horas de la semana.

j = agentes consumidores.

b) el Valor Semanal de la Diferencia por Potencia (VALSEMP), dividiendo el Monto Semanal de Diferencia por Potencia (SEMDIFPs) por la integración de la demanda horaria total abastecida (PDEM) en horas fuera de valle de días hábiles.

$$\mathbf{VALSEMPs(\$/MWhfv) = \frac{SEMDIFPs}{\sum_{h1}\sum_{j} PDEMh1j}}$$

siendo:

h1 = horas fuera de valle de días hábiles de la semana.

j = agentes consumidores.

2.4.7.3.2. CARGO POR ENERGÍA ADICIONAL PARA GRANDES USUARIOS Y AUTOGENERADORES

Al finalizar cada mes “m”, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Cargo por Energía Adicional (CARADIC) de cada Autogenerador y Gran Usuario “j” en función a su demanda horaria abastecida (PDEM), totalizando el cargo que resulta para cada semana incluida en el mes en función de los correspondientes Valor Semanal de la Diferencia por Energía y por Potencia.

$$\mathbf{CARADICmj(\$) = \sum s\left[VALSEMEs \times \sum h(s) PDEMh(s)j + VALSEMPs \times \sum h1(s) PDEMh1(s)j\right]}$$

siendo:

s = semanas que incluyen días del mes “m”.

h(s) = horas de la semana “s” que se encuentran en días del mes “m”.

h1(s) = horas fuera de valle de los días hábiles de la semana “s” que se encuentran en el mes “m”.

2.4.7.3.3. CARGO POR ENERGÍA ADICIONAL PARA DISTRIBUIDORES

Al finalizar cada mes "m" de un trimestre "t", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Cargo por Energía Adicional (CARADIC) correspondiente a cada Distribuidor “j” totalizando el cargo que resulta en cada banda horaria. El cargo para una banda horaria “b” se calcula multiplicando su demanda de energía abastecida en la banda horaria (DEMBAN) por el correspondiente Precio Estacional por Pérdidas para dicha banda.

$$\mathbf{CARADICmj(\$) = \sum b\left(DEMBANm,bj \times PERDESTtb\right)}$$

2.4.7.4. CUENTA POR ENERGÍA ADICIONAL

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Valor Semanal de la Diferencia por Energía y por Potencia de las semanas del mes y su energía consumida, y lo efectivamente recaudado de dichos agentes en concepto de Cargo por Energía Adicional, se acumula dentro del Fondo de Estabilización en una subcuenta denominada Cuenta por Energía Adicional.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a esta cuenta lo recaudado de los agentes consumidores en concepto de Cargo por Energía Adicional, y le debe retirar el Monto Mensual de Diferencia por Energía para asignarlo al Fondo de Estabilización y el Monto Mensual de Diferencia por Potencia para asignarlo al Fondo de Apartamiento de la Potencia.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con la información de seguimiento de estado del Fondo de Estabilización, debe realizar el seguimiento de la Cuenta por Energía Adicional. El monto

acumulado en esta cuenta es transferido al cálculo del Precio Estacional por Energía Adicional del siguiente Período Trimestral, como se indica en el punto 2.4.7.2.

Para la evaluación del estado del Fondo de Estabilización en lo que hace a definir la probabilidad a utilizar para definir el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no debe incluir el resultado de la Cuenta por Energía Adicional.

2.5. PRECIO ESTACIONAL DE LA POTENCIA

2.5.1. DEMANDA MÁXIMA

Al realizar sus proyecciones de demanda de energía y pronosticar sus curvas de carga características, los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deben determinar también su previsión de demanda de potencia máxima mensual en los nodos de conexión al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) durante las horas en que se remunera la potencia del mes. Dichos valores deberán incluir la demanda prevista cubrir con contratos de importación. Por su parte, los Autogeneradores deben determinar su previsión de compra máxima de potencia al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) durante las horas en que se remunera la potencia y los Generadores con contratos de exportación la demanda máxima asociada a la exportación durante las horas en que se remunera la potencia de cada mes.

Los Grandes Usuarios podrán declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y también ofertarla como reserva de corto plazo para la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

2.5.1.1. POTENCIA DECLARADA Y POTENCIA DE IMPORTACIÓN

Cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador debe informar su demanda máxima de potencia prevista durante las horas en que se remunera la potencia para cada uno de los primeros DOCE (12) meses a partir de su incorporación, entendiéndose que dichos valores corresponden a la potencia máxima prevista como demanda a tomar en los nodos de conexión al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) durante dichas horas en que se remunera la potencia.

Junto con los datos para la Programación Estacional, los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su demanda de potencia máxima prevista durante las horas en que se remunera la potencia para cada mes del semestre a programar y para cada mes del semestre subsiguiente, incluyendo la prevista cubrir con contratos de importación. Por su parte, los Autogeneradores deben determinar su previsión de compra máxima durante las horas en que se remunera la potencia en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para cada mes del Período Estacional e informarla al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Asimismo, para tener en cuenta la demanda a retirar del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) por contratos de importación, cada agente Consumidor debe informar para cada contrato de importación en que es la parte compradora la potencia prevista importar cada mes en el intervalo Spot en que prevé su máxima demanda durante las horas en que se remunera la potencia en el mes. El OED considerará como Potencia Máxima de Importación (MAXIMP) de cada contrato de importación la informada por el agente que es la parte compradora salvo verificar que, de existir curvas representativas informadas para el contrato, resulta en dichas curvas un valor de potencia mayor durante dicho período en cuyo caso tomará el valor que resulta de las curvas de cargas representativas del contrato de importación.

En lo referido a la demanda que se agrega por exportación, cada Generador debe informar las curvas de carga representativa previstas para cada contrato de exportación en que es la parte vendedora, de acuerdo a lo que establece el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS. Debe haber establecido también su requerimiento de exportación con respaldo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para la Reprogramación Trimestral los agentes deben informar los ajustes necesarios a la demanda de potencia máxima informada para la Programación Estacional, así como los ajustes a las previsiones de contratos de importación y exportación.

De no suministrar algún agente la información indicada, el OED debe utilizar para los meses en que exista una información anterior del agente, dicho valor anterior previsto. Para los meses que no exista previsión anterior, si la información faltante es para un Distribuidor o Gran Usuario, debe considerar como potencia máxima durante las horas en que se remunera la potencia la que resulta para la demanda de energía prevista y las curvas de demanda típicas definidas para ese mes. Para un Autogenerador, de no suministrar

información respecto a su compra prevista de energía y potencia, se supondrá CERO (0). De no suministrar información un contrato de importación o de exportación, el OED debe asignar los valores que resultan de las curvas de carga representativas o, de no suministrarse tampoco esta información, una demanda máxima igual a CERO (0).

La Potencia Declarada (PDECL) para cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador estará dada por la demanda máxima prevista durante las horas en que se remunera la potencia que informe el agente, de acuerdo a lo indicado precedentemente, salvo que dicho valor sea inferior a la potencia máxima que resulta durante las horas en que se remunera la potencia para la demanda de energía prevista y las curvas de demanda típicas definidas para ese mes, en cuyo caso estará dada por la potencia máxima resultante de las previsiones de energía y curvas típicas.

En caso que una demanda abastecida por un Distribuidor se convierta en un Gran Usuario del MEM, el Distribuidor debe informar al OED la potencia a descontar de su Potencia Declarada que corresponde a esta demanda que se retira. De manera análoga, si un Gran Usuario deja de pertenecer al MEM y pasa a comprar al Distribuidor, este último debe informar al OED la potencia a adicionar a su Potencia Declarada para tener en cuenta su nueva demanda.

La Potencia Máxima Trimestral (PMAXTRI) de un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador "j" es el máximo de las potencias declaradas en los meses del trimestre.

$$\mathbf{PMAXTRI}^{t}_{j}(\mathbf{MW}) = \mathbf{máx}^{m}\left(\mathbf{PDECL}^{m}_{j}\right)$$

siendo "m" los meses del trimestre "t".

La correspondiente Potencia Máxima Estacional (PMAXEST) es la mayor de las potencias máximas de los dos trimestres.

$$\mathbf{PMAXEST}_{j}(\mathbf{MW}) = \mathbf{máx}^{t}\left(\mathbf{PMAXTRI}^{t}_{j}\right)$$

siendo "t" los trimestres del Período Estacional.

2.5.1.2. GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES

El Gran Usuario del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que tome energía para consumo propio podrá ofertar una parte de su potencia máxima declarada a comprar en el Mercado Spot como disponible para ser retirada del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en caso de requerimiento de reserva y/o de emergencias en la operación o déficit en la oferta y/o capacidad de transporte.

Esta potencia representará una reserva para reemplazar faltantes y/o condiciones extraordinarias en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

De acuerdo a los tiempos de respuesta comprometidos y de quedar habilitado para ello, parte o toda la potencia interrumpible podrá ser considerada reserva de corto o de mediano plazo en la programación y operación del MEM. El Gran Usuario Interrumpible que compromete un tiempo de respuesta menor que el tiempo asociado a una reserva de corto o mediano plazo y que queda habilitado para ello, no le corresponde pagar el cargo por potencia asociada a dicha compra de reserva de corto o mediano plazo, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El procedimiento de habilitación de un GUI, compromisos asociados, asignación y penalidades ante incumplimientos se establecen en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

2.5.2. PRECIO Y REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

2.5.2.1. PRECIO MÁXIMO DE LA POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN

2.5.2.1.1. PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA

En cada hora, se entiende por Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de una máquina a la potencia firme garantizada máxima que en esa hora puede entregar al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Dicho valor está dado por la potencia operada máxima neta generable salvo existir restricciones de transporte u operativas en cuyo caso estará limitada en función de la máxima potencia generable.

Se entiende por Período en que se Remunera la Potencia a las horas dentro de una semana en las cuales el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) pagará por la potencia puesta a disposición.

Denominase hora de remuneración de potencia (hrp) a cada hora dentro del Período en que se Remunera la Potencia.

Para una semana típica de CINCO (5) días hábiles, un día semilaborable y un día feriado, el Período en que se Remunera la Potencia tendrá un total de NOVENTA (90) horas distribuidas diariamente de acuerdo con el siguiente cuadro:

Día Típico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Hábil																								
Sábado																								
Domingo																								

Los días feriados, tanto optativos como obligatorios, se asimilarán a los días domingo en lo que a identificación de las horas de remuneración de potencia se refiere, en tanto que los días semilaborables se asimilarán a los días sábados respecto a las horas de remuneración de la potencia.

2.5.2.1.2. EL PRECIO DE LA POTENCIA EN EL MERCADO

- Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD): Se define como el valor unitario de la Remuneración Base de Potencia ($BASE) definido en DIEZ PESOS POR MEGAVATIO (10) $/MW por hora en el Período en que se Remunera la Potencia ($/MWhrp).

$$\$PPAD(\$/MW-hrp) = K_{PPAD} \times \$BASE$$

El factor "KPPAD" será fijado por la SECRETARIA DE ENERGÍA y será, en todos los casos, mayor o igual que la unidad.

A cada nodo del sistema de Transporte en Alta Tensión le corresponde un Precio Máximo de la Potencia en el Nodo, transfiriendo al nodo el Precio de la Potencia en el Mercado multiplicado por el Factor de Adaptación de dicho nodo.

- Precio por Confiabilidad de Potencia ($CONF): Se define así al valor unitario destinado a remunerar el servicio de Reserva de Confiabilidad prestado por las unidades generadoras, que satisfagan las exigencias establecidas para la provisión de dicha reserva, la que se concursará conforme lo reglamentado por la SECRETARIA DE ENERGÍA.

2.5.2.1.3. REMUNERACIÓN POR POTENCIA

La remuneración por potencia que reciba cada Agente Generador estará dada por la asignación de la Remuneración Base de Potencia y los servicios de reserva de corto y mediano plazo, habiendo cumplido con las condiciones definidas y de acuerdo a lo indicado en los Anexos correspondientes de LOS PROCEDIMIENTOS.

En consecuencia, dicha remuneración estará constituida por el pago de:

- La Remuneración Base de Potencia
- Los Servicios de reserva de corto y mediano plazo (incluyendo la reserva de 4 horas y de confiabilidad).

En la operación real, puede estar aportando potencia una máquina no prevista en la simulación para la Remuneración Base de Potencia y/o en los programas de despacho de reservas, sin contar con la asignación previa de remuneración por tales conceptos. En ese caso, su producción será remunerada de acuerdo a lo que se establece en los Anexos correspondientes.

Para el cálculo de la remuneración asociada a un servicio de reserva, se considerará como remuneración la reserva de potencia asignada valorizada al precio de la reserva en el Nodo.

2.5.2.1.4. CARGOS POR POTENCIA

En el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) existen los siguientes cargos por potencia:

- Cargo por Potencia Despachada.
- Cargo por Reserva de Potencia.
- Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

A la demanda, ya sea de un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador del MEM o bombeo realizado por una central de bombeo o un Contrato de Abastecimiento, incluyendo los contratos de exportación, le corresponde abonar un Cargo por Potencia Despachada, en función de su demanda durante las horas en que se remunera la potencia, de acuerdo a lo que se establece en este capítulo.

Asimismo, un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador del MEM o contrato de exportación o importación que requiere respaldo del MEM, le corresponderá un Cargo por Reserva de Potencia, en función de su requerimiento máximo mensual y, de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, según el aporte que realice a las reservas de corto y/o mediano plazo, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Por último, a cada agente Consumidor del MEM le corresponderá un Cargo por Servicios Asociados a la Potencia, en función de su Potencia Declarada y requerimiento máximo mensual, de acuerdo a lo que se establece en este capítulo.

Cada Generador pagará dentro de su Cargo por Potencia Despachada la suma de los cargos correspondientes a la demanda de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora y se deba producir tal débito, más la demanda correspondiente a su compra Spot para contratos de exportación. De no vender por Contratos de Abastecimiento ni comprar Spot para cubrir contratos de exportación su Cargo por Potencia Despachada resultará CERO (0).

Cada Generador pagará un Cargo por Reserva de Potencia y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia que refleja el cargo correspondiente a la demanda de los Contratos de Abastecimiento en que asume el compromiso de cubrir estos cargos y en que el Generador es la parte vendedora, de acuerdo a lo que establece el Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS. De no vender por Contratos de Abastecimiento que incluyen este tipo de compromisos, los correspondientes Cargos resultarán CERO (0).

En lo que respecta a la demanda por Bombeo, por no requerir ningún tipo de reservas, ya sea de corto o mediano plazo, no le corresponderá abonar ninguno de los cargos de potencia establecidos en el presente Capítulo.

2.5.2.2. DETERMINACIÓN DE LA VENTA DE POTENCIA BASE EN RESERVA.

Junto con la Programación Estacional de Invierno el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar la Remuneración Base de Potencia correspondiente a los siguientes doce meses en el parque Hidráulico y Térmico del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), determinada con la metodología establecida en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Cada mes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la Remuneración Base de Potencia de cada central hidroeléctrica y máquina térmica convencional o nuclear "q", teniendo en cuenta la indisponibilidad debida al mantenimiento programado para el mes (%MAPRO) y la indisponibilidad forzada (%FORZ) registrada.

2.5.2.3. DETERMINACIÓN DE LOS SERVICIOS DE RESERVA

Los tipos de reserva de corto y mediano plazo requeridos para la operación del sistema se establecen en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS y son:

Reserva instantánea;

Reserva regulante;

- Reserva operativa (de CINCO (5) minutos);
- Reserva de DIEZ (10) minutos;
- Reserva fría (de VEINTE MINUTOS (20) minutos).
- Reserva de CUATRO HORAS

- Reserva de Confiabilidad

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto, el OED debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGÍA, en los casos que así se establezcan y de considerarlo necesario, un informe proponiendo el nivel de reserva requerido para el siguiente Período Estacional, con la correspondiente justificación. Dentro de los siguientes CINCO (5) días hábiles la SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al OED el nivel de reserva operativa a utilizar. De no responder dentro de este plazo, el OED debe considerar que ha sido aceptada su propuesta.

2.5.3. CARGOS Y PRECIOS DE LA POTENCIA PARA LA DEMANDA

El precio de cada cargo por potencia se determina mensualmente, salvo para los Distribuidores en que el precio de dichos cargos se estabiliza para cada Período Trimestral. Por lo tanto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada Período Trimestral el Precio Estacional para Distribuidores de los distintos cargos por potencia.

2.5.3.1. COMPRA DE POTENCIA DEMANDADA

2.5.3.1.1. COMPRA DE POTENCIA

Cada hora se considera que un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador "j" compra en el Mercado Spot su demanda de potencia no cubierta por contratos de Abastecimiento. En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral estará prevista su compra horaria de potencia, en función de la demanda horaria de potencia prevista en la Base de Datos Estacional y una demanda máxima mensual de potencia dada por la Potencia Declarada.

El Cargo por Potencia Despachada refleja el requerimiento base de potencia asociado a la demanda durante las horas en que se remunera la potencia. Por consiguiente, cada agente Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador que compra en el MEM tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja su demanda registrada durante las horas en que se remunera la potencia.

Cada Contrato de Abastecimiento tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja la demanda comprometida en la curva de carga representativa del contrato durante las horas en que se remunera la potencia. Dicho Cargo se asignará como un débito a la parte vendedora y un crédito a la parte compradora. De la misma manera, cada contrato de exportación tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja la compra Spot realizada durante las horas en que se remunera la potencia para cubrir el contrato. Dicho Cargo se asignará como un débito a la parte vendedora.

En ese mismo contexto, los contratos de importación tienen asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja la compra Spot realizada por la parte compradora durante las horas en que se remunera la potencia que estaba prevista cubrir con el contrato. Dicho Cargo se asignará como un débito a la parte compradora.

2.5.3.1.2. REQUERIMIENTO MÁXIMO DE POTENCIA

Para cada mes, la demanda máxima mensual prevista de cada agente Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador está dada por su Potencia Declarada menos la potencia a cubrir con contratos de importación en que dicho agente es la parte compradora y que no requieren respaldo del MEM.

Al finalizar el mes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada agente Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador la curva de Demanda (en cada intervalo de medición comercial del SMEC), la que resulta como la diferencia entre:

la suma de la demanda registrada por el SMEC en sus puntos de conexión al MEM;

la potencia total entregada por los contratos de importación sin respaldo en que es la parte compradora.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada agente demandante el Requerimiento Máximo de Potencia en el mes (REQMAX) como la Potencia Declarada para el mes, salvo que el máximo de su Demanda con Requerimiento de Reserva durante las horas en que se remunera la potencia en el mes haya superado dicho valor, en cuyo caso será dicho máximo (compra Spot más compra por Contratos de Abastecimiento y contratos de importación, excluyendo contratos de importación sin respaldo).

Se considera que cada contrato de exportación tiene un Requerimiento Máximo de Potencia mensual igual al respaldo de potencia que requiere del MEM. Si no requiere respaldo, el correspondiente requerimiento será cero para el cálculo del cargo de reserva de potencia.

2.5.3.2. PRECIO DE LA POTENCIA DESPACHADA

Para cada Período Trimestral, el OED debe definir un Precio Estacional por Potencia Despachada en función de la demanda prevista durante las horas en que se remunera la potencia y el Precio de la Potencia en el Mercado.

2.5.3.2.1. PRECIO ESTACIONAL DE LA POTENCIA DESPACHADA

El Precio de la Potencia puesta a Disposición ($PPAD) refleja el valor de la remuneración base horaria de la potencia para cada MW producido en las horas que se remunera la potencia del trimestre programado. Este precio se expresará también como un valor por MW medio mes comprado a Precio Estacional en las horas que se remunera la potencia. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe multiplicar el Precio de la Potencia puesta a Disposición ($PPAD) por el promedio mensual de las horas en que se remunera la potencia en el trimestre, con lo que resulta el Precio por Potencia Despachada mensual del trimestre "t" como:

$$PMESDES^{t}(\$/MWmes) = \$PPAD \times NHRP/3$$

siendo NHRP el total de horas en que se remunera la potencia en el trimestre.

2.5.3.2.2. COMPRA DE POTENCIA DESPACHADA

Al finalizar cada mes "m" del trimestre "t", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la compra de Potencia Despachada realizada por cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario como su demanda registrada en las horas que se remunera la potencia. La correspondiente potencia media representa la compra de Potencia Despachada en el mes de cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" en las horas que se remunera la potencia.

$$COMPDESPmj(MW) = -\frac{\sum_{h}\left(PDEMhj - \sum_{i} PCONTIhij\right)}{NHRPMES}$$

donde:

h = hora en que se remunera la potencia del mes "m".

PDEMhj = demanda de potencia en la hora "h" del Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j.

PCONTIhij = potencia cubierta para la hora "h" por el contrato de importación "i" del Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j".

NHRPMES = total de horas fuera de valle de días hábiles del mes.

En la misma oportunidad, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la demanda comprada por cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario a través de contratos de importación en el mismo período como sigue:

$$COMPOTI^{M}{}_{J}(MW) = \sum_{H}\sum_{I} PCONTI^{H}{}_{IJ}$$

donde:

h = hora en que se remunera la potencia del mes "m".

2.5.3.2.3. CARGO MENSUAL POR POTENCIA DESPACHADA

Para cada mes "m", el Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" debe pagar un Cargo por Potencia Despachada (CARGOPDESP) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular como:

el producto de la Compra de Potencia Despachada (COMPDESPm j) por el Precio por Potencia Despachada (PMESDESt) del correspondiente trimestre "t", transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación;

más la compra de potencia (COMPOTIm j) asociada a la curva de demanda asignada a sus contratos de importación, valorizada al Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD) transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación;

menos los Cargos por Potencia Despachada de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte compradora (CARGOPDESPm kj) y que deben ser cubiertos por el vendedor en caso de no establecerse algo en contrario contractualmente.

$$\mathbf{CARGOPDESP^{m}_{j}(\$)} = \left(\mathbf{COMPDESP^{m}_{j} \times PMESDES^{t} + COMPOTI^{m}_{j} \times \$PPAD}\right) \times \mathbf{FA_{j}} - \sum_{k}\left(\mathbf{CARGOPDESP^{m}_{kj}}\right)$$

Para cada mes "m", el Generador o Comercializador "k" debe pagar un Cargo por Potencia Despachada (CARGOPDESP) que el OED debe calcular como la suma de:

los Cargos por Potencia Despachada de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora (CARGOPDESPm kj);

el producto de la compra de potencia del mes asociada a la curva de demanda asignada al contrato de exportación (COMPOTm kx) por el Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD) transferido al nodo frontera a través del Factor de Adaptación.

$$\mathbf{CARGOPDESP^{m}_{k}(\$)} = \sum_{j}\left(\mathbf{CARGOPDESP^{m}_{kj}}\right) + \sum_{x}\mathbf{COMPOT^{m}_{kx} \times FA_{x} \times \$PPAD}$$

2.5.3.2.4. PRECIO DE LA RESERVA DE POTENCIA.

Cada mes los Distribuidores, Autogeneradores, Grandes Usuarios y los contratos de exportación que venden con respaldo deben abonar un cargo por reserva de potencia que comprende las reservas por confiabilidad y de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, que debe calcular el OED multiplicando el Precio de la Reserva que corresponde al agente consumidor, por el requerimiento de reserva de dicho agente. Este requerimiento es calculado con el Requerimiento Máximo de Potencia en el mes (REQMAX) definido en el punto 2.5.3.1.2. En el caso de Grandes Usuarios Interrumpibles dicho precio de la reserva dependerá del tipo de reserva que provean.

Para cada Período Trimestral, el OED debe definir un Precio Estacional por Reserva de Potencia para Distribuidores en función de lo señalado precedentemente, el Precio de la Potencia en el Mercado y el estado de la Cuenta de Apartamiento de la Reserva.

Del mismo modo, cada mes debe definir un Precio Mensual por Reserva conforme lo ya señalado, el Precio de la Potencia en el Mercado y los precios que resulten en el mes para las reservas de corto y mediano plazo asignadas. Dicho precio mensual se aplicará a los agentes que no son Distribuidores.

2.5.3.2.5. PRECIO ESTACIONAL POR RESERVA DE POTENCIA

En la Programación Estacional, el OED debe calcular para cada trimestre del período la remuneración total prevista para cada servicio de reserva de confiabilidad y reserva de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, totalizando:

La remuneración trimestral de reserva de DIEZ (10) minutos (REMRES10) prevista: Se calcula multiplicando el requerimiento de reserva de DIEZ (10) minutos previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio Máximo de dicha reserva en el Mercado y por la cantidad de horas del trimestre.

La remuneración trimestral de reserva fría (REMRF) prevista: Se calcula multiplicando el requerimiento de reserva fría previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio Máximo de dicha reserva en el Mercado y por la cantidad de horas del trimestre.

La remuneración trimestral por Reserva de CUATRO (4) horas (REMRCUA) prevista: Se calcula multiplicando el requerimiento de Reserva de CUATRO (4) horas previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio Máximo de dicha reserva en el Mercado y por la cantidad de horas previstas para este servicio en el trimestre.

La remuneración trimestral por Reserva de Confiabilidad (REMCONF) prevista: Se determina calculando la Reserva de Confiabilidad requerida para cada mes del trimestre, multiplicada por el Precio de esta Reserva en el Mercado, de existir, para cada mes o el precio máximo permitido y por la cantidad de horas en que se remunera dicha reserva que correspondan a cada mes del trimestre.

La remuneración por reserva de máximo requerimiento térmico (REMMAXTER) prevista: Calculada como la Remuneración Base de Potencia prevista en el trimestre descontada la demanda de potencia en las horas que se remunera la potencia prevista valorizada al Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD).

Por otra parte, el OED debe estimar el monto previsto al comienzo del período a programar acumulado en la Cuenta de Apartamiento de la Reserva (CUENRES), resultado de la metodología indicada en el punto 2.5.3.3.4. Para el primer trimestre (t1) del período a programar se debe tomar como ajuste necesario al precio estacional por reserva de potencia el saldo previsto en la cuenta con signo contrario.

$$\mathbf{AJUSRt1 = -CUENRES}$$

En la Programación Estacional, para el cálculo del precio estacional del segundo trimestre, el OED debe considerar que el ajuste es cero.

Para cada Período Trimestral, la demanda máxima prevista (DEMMAX) durante las horas en que se remunera la potencia para un Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j" está dada por la suma de sus Potencias Declaradas para el trimestre menos la demanda prevista cubrir con contratos de importación sin respaldo calculada como la suma de la Potencia Máxima de Importación (MAXIMP) de cada uno de estos contratos.

$$\mathbf{DEMMAX^{t}_{j}(MW) = \sum_{m}\left(PDECL^{m}_{j} - \sum_{i} MAXIMP^{m}_{ij}\right)}$$

Donde:

m: los meses del trimestre "t"

MAXIMPijm: Potencia Máxima de Importación del contrato de importación "i" sin respaldo del MEM, en que el agente Consumidor "j" es la parte compradora.

Para un Generador "k" que vende por contratos de exportación con respaldo del MEM, su demanda máxima (DEMMAX) durante las horas en que se remunera la potencia está dada por la potencia que requiere respaldo (PRESP) en sus contratos de exportación.

$$\mathbf{DEMMAX^{t}_{k}(MW) = \sum_{m}\sum_{x} PRESP^{xm}_{k}}$$

Donde:

m: los meses del trimestre "t"

PRESPkxm: Potencia a exportar con respaldo del MEM en el mes "m" por el contrato de exportación "x" del Generador "k".

Para un Distribuidor, Autogenerador, Generador con contratos de exportación con respaldo y Gran Usuario que no esté habilitado como Gran Usuario Interrumpible, su compra de reserva (COMPRES) prevista en la Programación Estacional está dada por su demanda máxima prevista.

$$\mathbf{COMPRESTj(MW) = DEMMAXtj}$$

Para un Gran Usuario Interrumpible, su compra de reserva dependerá de los servicios de reserva de corto y/o mediano plazo que provea, de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS. En consecuencia, de estar habilitado, su compra de reserva de máximo requerimiento térmico o la compra del resto de las reservas, reserva de confiabilidad (COMCONF), reserva de CUATRO (4) horas (COMCUATRO), reserva fría (COMPRF) y reserva de DIEZ (10) minutos (COMPRES10), podrán ser iguales a CERO (0), dependiendo de la potencia ofertada y el tiempo de respuesta como reserva de potencia que ofrezca.

En la Programación Estacional, el OED debe calcular el Precio Estacional por Reserva de Potencia (PESTRES) para cada Período Trimestral de acuerdo al siguiente procedimiento:

El OED calculará el precio de las distintas reservas, dividiendo la remuneración a efectuar por cada una de ellas de parte de los agentes productores por el total de compra de reserva (COMPRES) prevista para cada una de las mismas conforme lo siguiente:

$$\mathbf{RES10^t(\$/MWmes) = \frac{REMRES10^t}{\sum_j (COMPRES^t{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESF^t(\$/MWmes) = \frac{REMRF^t}{\sum_j (COMPRES^t{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESCUATRO^t(\$/MWmes) = \frac{REMCUATRO^t}{\sum_j (COMPRES^t{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESCONFt(\$/MWmes) = \frac{REMCONF^t}{\sum_j (COMPRES^t{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESMAXTERt(\$/MWmes) = \frac{REMMAXTER^t}{\sum_j (COMPRES^t{}_j)_r}}$$

Siendo:

j = agente Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario (Interrumpible o no según corresponda) del MEM para cada una de las reservas.

r = el tipo de reserva en análisis (RES10, RESRF, RESCUATRO, RESCONF, RESSECO)

El OED calculará el precio estacional de la reserva totalizando el precio de cada reserva y sumándole el ajuste necesario (AJUSR) dividido por la compra de reserva prevista de los Distribuidores.

$$\mathbf{PESTRES^t(\$/MWmes) = (RES10^t + RESF^t + RESCUATRO^t + RESCONF^t + RESMAXTER^t) + (AJUSR^t / \sum_{jj} COMPRES^t_{jj})}$$

siendo:

jj = agente Distribuidor.

2.5.3.2.6. PRECIO MENSUAL POR RESERVA DE POTENCIA

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular la remuneración mensual para cada una de las reservas indicadas precedentemente conforme la remuneración a erogar por dichos conceptos en el mes.

Se denomina Compra Mensual de Reserva (COMESRES) de un Distribuidor, Autogenerador, Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM o Gran Usuario no Interrumpible a su Requerimiento Máximo de Potencia para el MEM en el mes (REQMAX).

Para un Gran Usuario Interrumpible, su inclusión en la compra mensual de reserva dependerá de los servicios de reserva de corto y/o mediano plazo que provea, de igual manera que la considerada para el cálculo del precio estacional.

El OED debe calcular los Precios Mensuales de las Reservas, de acuerdo a la metodología utilizada en el cálculo trimestral, resultando:

$$\mathbf{RES10^m(\$/MWmes) = \frac{MESRES10^m}{\sum_j (COMPRES^m{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESNF^m(\$/MWmes) = \frac{MESRF^m}{\sum_j (COMESRES^m{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESCUATRO^m(\$/MWmes) = \frac{MESRESCUATRO^m}{\sum_j (COMPRES^m{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESCONF^m(\$/MWmes) = \frac{MESRESCONF^m}{\sum_j (COMPRES^m{}_j)_r}}$$

$$\mathbf{RESMAXTER^m(\$/MWmes) = \frac{REMRESMAXTER^m}{\sum_j (COMPRES^m{}_j)_r}}$$

siendo:

j = agente Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario (Interrumpible o no según corresponda al tipo de reserva) del MEM para cada una de las reservas.

r = el tipo de reserva en análisis (RES10, RESRF, RESCUATRO, RESCONF, RESMAXTER)

El precio mensual de la reserva de un Autogenerador o Gran Usuario no Interrumpible "j" estará dado por la suma del precio de cada reserva según lo siguiente:

$$PMESTRES^{m}{}_{j}(\$/MWmes) = RES10^{m} + RESF^{m} + RESCUATRO^{m} + RESCONF^{m} + RESMAXTER^{m}$$

El precio mensual de la reserva para un contrato de exportación con respaldo del MEM estará dado por una suma equivalente a la anterior. Por otro lado, de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, el precio mensual correspondiente será el que resulte de la sumatoria de las reservas que requiera.)

2.5.3.2.7. CARGO MENSUAL POR RESERVA DE POTENCIA

Al finalizar cada mes "m" de un Período Trimestral, el OED debe calcular el Cargo por Reserva (CARGORES) que debe pagar cada Distribuidor, Autogenerador, Gran Usuario, y/o Generador "j" con contratos de exportación con respaldo del MEM, multiplicando la compra de reserva del mes (COMESRES) por el precio de la reserva que corresponda, ya sea el Precio Estacional para los Distribuidores o el Precio Mensual para el resto de los agentes según su requerimiento de reservas.

Para “j” Distribuidor,

$$CARGORES^{m}{}_{j}(\$) = COMESRES^{m}{}_{j} \times PESTRES^{t} \times FA_{j}$$

Para “j” Autogenerador, Generador o Gran Usuario

$$CARGORES^{m}{}_{j}(\$) = COMESRES^{m}{}_{j} \times PMESRES^{m} \times FA_{j}$$

2.5.3.2.8. CUENTA DE APARTAMIENTO DE LA RESERVA DE POTENCIA

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Precio Mensual por Reserva de Potencia y lo efectivamente recaudado de dichos agentes en concepto de Cargo Mensual por Reserva de Potencia, se acumula dentro del Fondo de Apartamiento de la Potencia discriminado en una subcuenta denominada Cuenta de Apartamiento de la Reserva (CUENRES).

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a esta cuenta el monto recaudado de los agentes consumidores totalizando los correspondientes Cargos por Reserva y le debe retirar el monto a abonar a los Generadores en concepto de remuneración por las distintas reservas de potencia.

El saldo en dicha cuenta se transferirá al cálculo del Precio Estacional por Reserva de Potencia del siguiente Período Trimestral. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con la información de seguimiento de estado del Fondo de Apartamiento de la Potencia, debe suministrar el seguimiento de la Cuenta de Apartamiento de la Reserva.

Para la evaluación del Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia se utilizará el monto que resulta para el Fondo de Apartamiento de la Potencia sin incluir el monto correspondiente a la Cuenta de Apartamiento de la Reserva.

2.5.3.3. PRECIO POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

2.5.3.3.1. PRECIO MENSUAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA

Los requerimientos de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear, así como los requerimientos de despacho que fuerzan máquinas, ya sea por necesidades de potencia en el pico, por tiempos mínimos entre ciclos de arranque y parada en el parque térmico, como en el parque hidráulico para incrementar la capacidad de transporte, son atribuibles a los requerimientos de potencia en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Al finalizar cada mes "m", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada hora los sobrecostos de la energía que resulta para las máquinas forzadas por despacho, entendiéndose como tal las máquinas turbovapor forzadas, las máquinas turbovapor de punta generando a mínimo técnico y las máquinas hidráulicas forzadas por el despacho por requerimientos de Transporte o regulación de frecuencia. Dicho sobrecosto horario está dado por la diferencia entre el precio al que fue remunerada su

energía y el precio de la energía en su nodo. El sobrecosto mensual (SCFORZ) se calcula con la integración de los sobrecostos horarios.

A su vez, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular los costos por remuneración de arranque y parada (CAP) de las máquinas rearrancadas durante el mes por despacho, habiendo sido paradas previamente por orden del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) por resultar más económico desde el punto de vista del despacho.

De este modo quedará evaluado para cada mes "m" el Sobrecosto por Despacho (SCDESP) como la suma del sobrecosto por máquinas forzadas por despacho y la remuneración de Arranque y Parada reconocida.

$$\mathbf{SCDESP^{m}(\$) = SCFORZ^{m} + CAP^{m}}$$

El OED debe calcular el monto a adicionar al precio por Servicios Asociados a la Potencia debido a las reservas de corto plazo relacionadas con la seguridad operativa del sistema, siendo dicho monto compuesto por:

- Remuneración mensual de reserva operativa de CINCO (5) minutos (REMROP).
- El Saldo del Servicio de Regulación Secundaria (SALRSF) calculado tal como se indica en el Anexo 23 - " Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS.

$$\mathbf{RESCP^{m}(\$) = REMROP^{m} + SALRSF^{m}}$$

El OED debe calcular además el monto a descontar del precio por Servicios Asociados a la Potencia por incumplimiento en los compromisos relacionados con la calidad del servicio, de acuerdo al saldo que resulta para el mes en las penalidades por incumplimientos en las obligaciones de alivio de carga ante un requerimiento de corte por déficit y/o falla en el MEM (PENCOR), conforme lo establecido en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS:

Para cada mes "m" resulta un Monto Mensual por Servicios (MONSER) totalizando los montos calculados.

$$\mathbf{MONSER^{m}(\$) = SCDESP^{m} + RESCP^{m} - PENCOR^{m}}$$

Al finalizar un mes "m" el OED debe calcular el Precio Mensual por Regulación Primaria de Frecuencia (PMESRPF) en cada área que surja del despacho "A", o sea el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante el mes, dividiendo el Saldo del Servicio de Regulación Primaria (SALRPF) del área, calculado tal como se indica en el Anexo 23 "Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS, por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia en el Mes (REQMAX) de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores "j(A)" del área, multiplicado por su Factor de Adaptación.

$$\mathbf{PMESRPF^{m}{}_{A}(\$/MWmes) = \frac{SALRPF^{m}{}_{A}}{\sum_{j(A)}\left(REQMAX^{m}{}_{j(A)} \times FA_{j(A)}\right)}}$$

Al finalizar el mes "m", el OED debe calcular el Precio Mensual por Servicios Asociados a la Potencia (PMESSER) en cada área de despacho "A", o sea el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante el mes, dividiendo la remuneración total para el mes (MONSER) por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia en el Mes (REQMAX) de todos los Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores "j" multiplicado por su Factor de Adaptación, y adicionando el Precio Mensual por Regulación Primaria (PMESRPF) del área.

$$PMESSER^{m}{}_{A}(\$/MWmes) = \frac{MONSER^{m}}{\sum_{j}(REQMAX^{m}{}_{j} \times FA_{j})} + PMESRPF^{m}{}_{A}$$

2.5.3.3.2. PRECIO ESTACIONAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe calcular la Remuneración por Servicios a asignar al primer trimestre "t" del período, para ello debe evaluar los siguientes conceptos:

- La suma de los Montos Mensuales por Servicios (SERMES) registrados en los TRES (3) meses comprendidos entre el último mes del trimestre segundo anterior al trimestre a programar (t-2) y el segundo mes del trimestre anterior al trimestre a programar (t-1).

$$SERMES^{t}(\$) = \sum_{m} MONSER^{m}$$

siendo "m" los meses comprendidos entre m1-4 y m1-2, dónde "m1" es el primer mes del trimestre "t".

- Para cada área "A", el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante los meses considerados, la suma de Saldo del Servicio de Regulación Primaria (SALRPF) del área, calculado tal como se indica en el Anexo 23: "Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS, registrado en cada uno de los TRES (3) meses comprendidos entre el último mes del trimestre segundo anterior al trimestre a programar (t-2) y el segundo mes del trimestre anterior al trimestre a programar (t-1).

$$SALMES^{t}A(\$) = \sum_{m} SALRPF^{m}{}_{A}$$

Siendo "m" los meses comprendidos entre m1-4 y m1-2, dónde "m-1" es el primer mes del trimestre "t".

- El saldo previsto, en el Fondo de la Potencia (FONPOT) al comienzo del siguiente Período Trimestral, resultado de la metodología descripta en el punto 2.5.3.6.

Con estos valores, debe determinar el valor unitario correspondiente al MW mes para los siguientes conceptos.

- El valor unitario por servicios (UNISER), calculado dividiendo los Montos Mensuales por Servicios (SERMES) por la suma de la potencia declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador "j" del MEM en cada mes del trimestre, afectadas por su Factor de Adaptación.

$$UNISER^{t}(\$/MWmes) = \frac{SERMES^{t}}{\sum_{m}\sum_{j}(PDECL^{m}{}_{j} \times FA_{j})}$$

siendo "m" los meses del trimestre "t".

- El valor unitario del saldo previsto en el Fondo de la Potencia (UNIFON), calculado dividiendo el saldo previsto en el Fondo de la Potencia (FONPOT), con signo inverso, por la suma de la potencia declarada por los Distribuidores "jj" del MEM en cada mes "m" del trimestre afectadas por su factor de adaptación.

$$UNIFON^{t}(\$/MWmes) = \frac{-(FONPOT)}{\sum_{m}\sum_{jj}(PDECL^{m}{}_{jj} \times FA_{jj})}$$

- El valor unitario del Saldo de Servicios de Regulación Primaria (UNISAL) en cada área de despacho "A", o sea el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante los meses anteriores utilizados en el cálculo, calculado dividiendo los montos mensuales por dichos saldos en el trimestre (SALMES) por la suma de la potencia declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador "j(A)" del área en cada mes del trimestre afectadas por su Factor de Adaptación.

$$UNISAL^{t}_{A}(\$/MWmes) = \frac{SALMES^{t}}{\sum_{m}\sum_{j(A)}\left(PDECL^{m}_{j(A)} \times FA_{j(A)}\right)}$$

El (OED) debe calcular el Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia (PESTSER) en cada área "A" sumando los valores unitarios calculados

$$PESTSER^{t}_{A}(\$/MWmes) = UNISER^{t} + UNIFON^{t} + UNISAL^{t}_{A}$$

A cada Distribuidor le corresponde el precio Estacional:

- correspondiente al Mercado, si durante todos los meses previos utilizados para el cálculo del saldo del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia siempre resultó en el Mercado;
- correspondiente al área desvinculada "A", si durante parte de los TRES (3) meses considerados para el cálculo del saldo del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia resultó en dicha área desvinculada.

2.5.3.3.3. CARGO MENSUAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia (CARGOSER) correspondiente a cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" multiplicando el Precio por Servicios Asociados a la Potencia que corresponda, Precio Estacional para Distribuidores y Precio Mensual para Grandes Usuarios y Autogeneradores, transferido a su nodo a través de su Factor de Adaptación por su Requerimiento Máximo de Potencia en el Mes (REQMAX):

Para “j” Distribuidor,

$$CARGOSER^{m}_{j}(\$) = REQMAX^{m}_{j} \times PESTSER^{t} \times FA_{j}$$

Para “j” Autogenerador o Gran Usuario,

$$CARGOSER^{m}_{j}(\$) = REQMAX^{m}_{j} \times PMESSER^{m} \times FA_{j}$$

2.5.3.4. CARGO MENSUAL POR POTENCIA

Mensualmente a cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario del MEM se les facturará:

- El cargo por potencia despachada;
- El cargo por reserva de potencia;
- El cargo por servicios asociados a la potencia.

Un Generador, conforme sus compromisos en el Mercado a Término, podrá recibir la facturación de:

- Un cargo por potencia despachada debido a la demanda comprometida en sus contratos de abastecimiento;
- Un cargo por reserva de potencia cuando haya acordado en sus contratos del Mercado a Término hacerse cargo del pago de dicho rubro;

- Un cargo por servicios asociados a la potencia cuando haya acordado en sus contratos del Mercado a Término hacerse cargo del pago de dicho rubro.

2.5.3.5. FONDO DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA

Al finalizar cada mes el OED debe calcular lo recaudado en este fondo como la diferencia entre lo asignado como cargos a los agentes por compra de potencia, y lo asignado como remuneración a los agentes por venta de potencia y al transportista por los sobrecostos asociados al Factor de Adaptación.

La recaudación está dada por la suma de:

- los cargos por potencia pagados por Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores;
- los cargos por potencia pagados por Generadores y Cogeneradores con Contratos de Abastecimiento, incluyendo contratos de exportación;

El total pagado está dado por la suma de:

- los montos abonados a Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores por las ventas de potencia asociadas a la remuneración base de potencia y los servicios de reserva;
- los montos por sobrecostos asociados al Factor de Adaptación pagados a la empresa de Transporte en Alta Tensión y que miden la calidad de los vínculos con el Mercado, calculado de acuerdo a lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS.
- el Sobrecosto por Despacho (SCDESP) dado por los sobrecostos de la energía que resulta para las máquinas forzadas por despacho, entendiéndose como tal las máquinas turbovapor forzadas, las máquinas turbovapor de punta generando a mínimo técnico y las máquinas hidráulicas forzadas por el despacho por requerimientos de Transporte, más los costos por remuneración de arranque y parada (CAP);
- los montos abonados por potencia a las importaciones Spot de potencia de países interconectados.

Este monto, ya sea positivo o negativo, se acumulará durante el trimestre en un Fondo de la Potencia (FONPOT) que se transferirá, excluyendo la Cuenta de Apartamiento de la Reserva, al siguiente trimestre para el cálculo del correspondiente Precio por Servicios Asociados a la Potencia.

2.6. SOBRECOSTO POR MAQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES

Durante la operación real, restricciones asociadas al transporte en un sistema de transporte por Distribución Troncal o en un sistema de Distribución o asociadas al control de tensión y suministro de potencia reactiva, pueden forzar máquinas generando que no son requeridas por el despacho óptimo y producir un sobrecosto por la correspondiente energía generada a costo operativo (SCFORZ).

Este sobrecosto será calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), salvo que la unidad generadora puesta en servicio debido a la restricción esté cubriendo un contrato de Disponibilidad de Potencia y dentro de la convocatoria se invoque la restricción en cuestión. En este caso, se aplicará lo dispuesto al efecto en el Capítulo 4 – “MERCADO A TERMINO” de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para cada una de estas restricciones “r” que genera este tipo de sobrecosto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar en cada hora “h” las máquinas “q” que resultan forzadas y calcular el correspondiente sobrecosto de la energía producida, adicionándole el Sobrecosto de Combustible (SCCOMB) asociado al combustible líquido consumido y, de haberse producido, el correspondiente Costo de Arranque y Parada (CAP).

Para el cálculo del sobrecosto de la energía el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar el combustible de menor precio y de libre disponibilidad hasta la central.

Al finalizar cada mes “m”, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la integración de los sobrecostos horarios para calcular el Sobrecosto Mensual (SCFORZMES) a asignar a cada restricción, ya sea de transporte, de un sistema de distribución, o de control de tensión y reactivo, que requirió generación forzada durante el mes.

Los sobrecostos correspondientes a la remuneración por potencia de las unidades despachadas forzadas se establecen en los anexos correspondientes, en donde se define la determinación, el despacho y la asignación de la remuneración base de potencia forzada y, de requerirse, de las reservas de corto y mediano plazo.

2.7. REMUNERACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

El Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador debe pagar los cargos fijos de los sistemas de Transporte y de Distribución asociado a la función técnica de transporte, que le corresponden para acceder a él o los nodos de entrada/salida que le sean asignados en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

En la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular los cargos fijos por el servicio de transporte a pagar por los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

El ámbito de la Red de Transporte tanto del Sistema de Transporte en Alta Tensión como el Sistema de Transporte por Distribución Troncal se define en el Anexo 11 de LOS PROCEDIMIENTOS remuneración del Servicio de Transporte se detalla en el Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Transporte en Alta Tensión en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Transporte por Distribución Troncal y en los Anexo 27 y Anexo 28 para la Función Técnica de Transporte.

Para cada restricción de transporte "r" asociadas al transporte en un sistema de transporte por Distribución Troncal o a un sistema de Distribución, que generó Sobrecosto por Máquinas Forzadas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar el conjunto de líneas que impone dicha restricción al finalizar el mes. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe repartir el sobrecosto mensual resultante (SCFORZMES), calculado tal como se indica en el punto 2.6.., entre los usuarios del Sistema de Transporte de la correspondiente empresa de Distribución Troncal (DISTRO) o Distribución en la proporción que participan en el pago del Cargo Complementario de las líneas que imponen la restricción. Este sobrecosto por restricciones de Transporte se facturará como un cargo adicional por restricciones de Transporte.

2.8. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

Todos los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) son responsables por el control del flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), como se indica en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Junto con la Programación Estacional, en base al equipamiento de reactivo declarado por los Generadores y Transportistas y del reactivo requerido por la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar flujos de carga para verificar el cumplimiento de la calidad de servicio, o sea el mantenimiento de los niveles de tensión requeridos y la sobrecarga que resulta en el equipamiento. En base a ello, debe determinar los cargos fijos que deben abonar los Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios por los apartamientos permanentes en su compromiso de reactivo, y los cargos asociados a incumplimientos transitorios. En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incluir los cargos correspondientes a cada agente para el trimestre.

En caso de ser requerida en la operación real la puesta en servicio de generación forzada, no requerida por el despacho óptimo, para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, los sobrecostos mensuales correspondientes (SCFORZMES) determinados tal como se indican en el punto 2.6.. serán abonados por los agentes responsables de esta acción como un cargo por reactivo.

Si dentro del área de Influencia asociada a la restricción existen usuarios que no cumplen con los valores tolerados o acordados de potencia, tal como se definen en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS, el sobrecosto mensual se distribuirá entre ellos en forma proporcional al reactivo faltante en cada uno de ellos.

Si todos los usuarios del Área de Influencia cumplen con los valores tolerados de cos phi, el sobrecosto por generación forzada se asignará al correspondiente Transportista.

2.9. REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar para cada Período Estacional de Invierno un presupuesto anual de sus gastos, que incluya todas las necesidades tanto en materia de gastos directos, como indirectos e inversiones. El presupuesto no podrá superar un valor tope expresado como el 0,85% del importe total de las ventas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en el período.

A más tardar el 1º de abril de cada año el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará a la SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE el presupuesto para su aprobación.

El reembolso de los gastos mensuales del presupuesto aprobado estará a cargo de todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Cada agente debe pagar cada mes por lo menos un Cargo Mínimo por Gastos de Administración del Mercado.

Junto con cada Programación Estacional de Invierno, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá presentar a la SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE el monto que correspondería al Cargo Mínimo por Gastos de Administración del Mercado, en función del costo que como mínimo introduce el ingreso de un nuevo agente.

Con este análisis, la SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE definirá la conveniencia de adecuar el valor de dicho Cargo Mínimo, con vigencia para el período anual que comienza con la mencionada programación.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada agente el Cargo por Gastos del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) prorrateando el gasto mensual presupuestado entre todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), ya sea el agente comprador o vendedor, proporcionalmente al volumen de su transacción en el mes anterior, incluyendo las transacciones en el Mercado a Término. Si para algún agente el monto que resulta de este prorrateo es inferior al cargo mínimo definido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) le asignará como monto mensual a pagar el Cargo Mínimo por Gastos de Administración del Mercado.

Si de la ejecución presupuestaria de un Período Estacional resultara al finalizar un excedente, el mismo debe ser incorporado como partida presupuestaria en el período siguiente.

2.10. PRECIOS ESTACIONALES

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral para cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador los Precios Estacionales que pagará por su compra en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Para Distribuidores, calculará el Precio Estacional de la Energía por banda horaria.

- Para Distribuidores, Autogeneradores y Grandes Usuarios calculará los Precios Estacionales de Potencia para cubrir la demanda, reserva y servicios asociados.

Mensualmente el Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario debe pagar, además:

- un cargo por el Servicio de Operación y Despacho, en proporción a su transacción en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM);
- los cargos por Transporte que le correspondan;
- los cargos por potencia reactiva y las penalizaciones que puedan corresponder.

A más tardar el 10 de marzo y el 10 de setiembre de cada año el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe presentar la Programación Estacional Provisoria, de acuerdo a lo que se indica en el Anexo 7 de LOS PROCEDIMIENTOS, a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes contarán con 14 días corridos para enviar sus observaciones. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar dichas observaciones, pudiendo incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el Período Estacional recalculando los Precios Estacionales. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe elevar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA antes del 10 de abril y el 10 de octubre de cada año la Programación Definitiva con la propuesta de Precios Estacionales y las observaciones realizadas por los agentes.

Antes del 25 de abril y el 25 de octubre de cada año, la SECRETARÍA DE ENERGÍA. establecerá por Resolución los Precios Estacionales para el primer trimestre del Período Estacional de Invierno y del Período Estacional de Verano respectivamente. Vencido este plazo, si no se emite Resolución se mantendrán los Precios Estacionales vigentes.

2.11. REPROGRAMACIÓN TRIMESTRAL

Durante el transcurso del primer trimestre del Período Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe actualizar los estudios de programación del despacho y cálculo de precios para el segundo trimestre del Período Estacional. Para ello, antes del primero de junio y primero de diciembre los agentes deben informar los ajustes necesarios a la información requerida para la Reprogramación Trimestral.

2.11.1. DEMANDA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar el comportamiento de la demanda registrada en el primer trimestre respecto de los valores previstos. Dado el efecto directo de la demanda sobre los precios, de detectar un apartamiento significativo para un Distribuidor y el agente no ajustar su previsión a la realidad observada, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reemplazar dicha demanda prevista por una estimación propia e informar al Distribuidor. El valor utilizado debe contar con el acuerdo de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe indicar en la Reprogramación Trimestral cuáles demandas no corresponden a la previsión del Distribuidor y los motivos de su modificación.

2.11.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Los Generadores y Transportistas deben informar junto con los datos para la Reprogramación Trimestral los pedidos de cambios al Mantenimiento Programado Estacional y al Mantenimiento Programado Tentativo.

Los cambios en el mantenimiento de la red de Transporte deben haber sido acordados previamente con los usuarios del área de influencia. De surgir observaciones contrarias y no poder llegar a un acuerdo entre las partes antes de la fecha establecida para el envío de la información al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), el Transportista debe enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las distintas alternativas de mantenimiento con sus correspondientes objeciones. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe definir la más conveniente entre ellas desde el punto de vista de costo de operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en conjunto, pero también teniendo en cuenta las objeciones de cada parte, de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 2.1.2.3.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar en conjunto el nuevo mantenimiento que resulta y podrá solicitar a las empresas modificaciones en función de su efecto sobre los precios y el riesgo de falla.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reunir a los Generadores y Transportistas antes del 8 de junio y 8 de diciembre para acordar la actualización correspondiente al programa de mantenimiento para el trimestre y siguientes treinta meses. La reunión tendrá características similares a la realizada para la Programación Estacional y el mantenimiento acordado para el siguiente Período Trimestral será considerado como el mantenimiento programado.

2.11.3. BASE DE DATOS ESTACIONAL

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe verificar la consistencia y validez de la Base de Datos Estacional resultante de la información suministrada por los agentes, y de detectar para algún dato distinto de la demanda incoherencias y/o un apartamiento significativo con respecto a lo registrado en el primer trimestre, sólo podrá modificarlo de estar habilitado para ello. De no estar habilitado, debe solicitar su modificación al agente. De no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incorporar el valor suministrado por el agente en la Base de Datos, pero en la Reprogramación Trimestral debe también incluirlo en la lista de Datos Observados, indicando el motivo de la objeción.

No se modificarán los criterios para la reserva y capacidad regulante que fueron acordados para el Período Estacional.

2.11.4. MODIFICACIÓN DE LOS VALORES DECLARADOS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe evaluar el precio medio que resultaría para el siguiente Período Trimestral con los cambios incluidos en la Base de Datos Estacional, manteniendo los costos variables de producción y valores del agua vigentes. Si para uno o más meses del trimestre el Precio de Mercado medio resultante para una probabilidad del 50% difiere en por lo menos un 10% del previsto para la misma probabilidad en la Programación Estacional, antes del 10 de junio y 10 de diciembre el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a los Generadores que se podrá modificar su declaración estacional de costos variables de producción y valores del agua para el Período Trimestral a programar, o sea el trimestre que resta del Período Estacional. La metodología para realizar la declaración y la evaluación de los máximos reconocidos será la misma que para la declaración estacional. Sólo estarán habilitadas a realizar este tipo de declaración las centrales que hayan realizado previamente la correspondiente declaración estacional.

2.11.4.1. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN.

Antes del 14 de junio y 14 de diciembre los Generadores deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las modificaciones a su declaración de costos variables de producción, con las mismas características y metodología que la definida en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS para las declaraciones del Período Estacional.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reemplazar el costo variable de producción estacional con los valores declarados salvo para aquellas declaraciones que superen el valor tope establecido en que debe tomar como costo variable de producción estacional el correspondiente valor máximo reconocido. Para aquellas centrales que no suministren información, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se mantiene el costo variable de producción estacional vigente.

Junto con los datos para la Programación Semanal de la primera semana del Período Trimestral, el Generador térmico que haya declarado sobrecosto de punta en la Programación Estacional debe informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las modificaciones al sobrecosto de punta de sus máquinas turbovapor. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reemplazar el sobrecosto estacional de con los valores declarados salvo para aquellas declaraciones que superen el valor tope establecido en que debe tomar el correspondiente valor máximo reconocido. Para aquellas máquinas que no suministren información, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se mantiene el sobrecosto estacional de punta vigente.

2.11.4.2. PROGRAMACIÓN INDICATIVA Y MODIFICACIÓN DE LOS VALORES DEL AGUA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la programación indicativa del Período Trimestral dada la Base de Datos acordada y tomando como valor del agua para las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional el resultante del modelo de optimización vigente. Antes del 18 de junio y 18 de diciembre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe enviar a los Generadores con centrales hidroeléctricas que hayan declarado valores del agua para el Período Estacional, como resultado de la Programación Indicativa los valores indicados en el punto 2.3.1.2.2.. y los niveles de embalse correspondiente al valor máximo declarable. Las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional que hayan declarado valores del agua podrán modificar su declaración antes del 22 de junio y 22 de diciembre, con las mismas características y metodología que la definida en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS para las declaraciones del Período Estacional.

2.11.5. PROGRAMACIÓN PROVISORIA Y DEFINITIVA

Antes del 5 de julio y el 5 de enero, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe presentar la Programación Provisoria a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes tendrán 5 días corridos para producir observaciones. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizarlas y podrá incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el trimestre.

A más tardar el 15 de julio y 15 de enero, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS la Programación Definitiva con los Precios Estacionales para el segundo trimestre, adjuntando un informe con los datos modificados con respecto a la Programación Estacional, los datos observados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y los motivos, y las observaciones de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe indicar el efecto sobre los precios de las modificaciones realizadas respecto de los datos utilizados para la Programación Estacional. El informe tendrá un formato similar a la Programación Estacional, tal como se indica en el Anexo 7 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Antes del 25 de julio y 25 de enero la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS ajustará por Resolución los Precios Estacionales para el segundo trimestre del Período Estacional. Vencido este plazo sin intervención de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, quedarán firmes los Precios Estacionales vigentes.

2.12. INFORME MENSUAL Y TRIMESTRAL

Antes del día 15 de cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe producir para conocimiento de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) un informe analítico sobre la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y

evolución de precios durante el mes anterior, con particular referencia a cada uno de los apartamientos significativos observados respecto a la programación con que se definieron los Precio Estacionales, tal como se indica en el Anexo 8 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adjuntará una recopilación de las modificaciones a la Base de Datos Estacional, tanto las solicitadas por los agentes en el transcurso del mes como las realizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al verificarse la objeción realizada a un dato observado. Debe indicar el apartamiento que resulta entre la operación real y los Precios Estacionales vigentes, incluyendo la evolución del Fondo de Estabilización y Fondo de la Potencia.

Quince días antes de cumplirse el primer trimestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe producir un Informe Trimestral de seguimiento, proyectando los días faltantes del trimestre, que junto con la Reprogramación Trimestral del segundo trimestre mencionado en el punto 2.10.. constituirá para la Secretaría de Energía la base para la definición de los Precios Estacionales para el segundo trimestre del Período Estacional. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incluir el saldo previsto del Fondo de Estabilización y el Fondo de Potencia, con una descripción de los motivos y variables que justifican este apartamiento.

2.13. PRECIOS DE REFERENCIA DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS DE USUARIOS FINALES

2.13.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio de la potencia en el MEM a la tarifa de usuarios finales, se considera como Precio de Referencia de la Potencia para un Distribuidor “j” ($POTREFt,a j) en un período trimestral “t” del año “a” al valor calculado con los Precios Estacionales de la Potencia para el MEM vigentes en dicho trimestre.

$$\$POTREF^{t,a}{}_{j}(\$/MWmes) = \left(PESTRES^{t,a} + PESTSER^{t,a}{}_{j} + PESTSRI^{t,a}\right) \times FA^{t,a}{}_{j}$$

siendo:

PESTRESt.a: Precio Estacional por Reserva de Potencia ($/MW mes) vigente en el trimestre “t” del año “a”.

PESTSERt.a. j: Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia ($/MW mes) vigente en el trimestre “t” del año “a” correspondiente al área del Distribuidor “j”.

PESTSRIt,a: Precio Estacional por Servicio de Reserva Instantánea ($/MW mes) vigente en el trimestre “T” del año “a”.

Fat.a j: Factor de Adaptación del Distribuidor “j” para el trimestre “t” del año “a”.

2.13.2. PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio de la energía en el MEM a la tarifa de usuarios finales de un Distribuidor “j” en un período trimestral “t” del año “a” se considera como Precio de Referencia de la Energía ($PEST) para cada banda horaria “b” el valor calculado con el Precio Estacional de la Energía del Distribuidor, el Precio Estacional por Energía Adicional, y el Precio de la Potencia vigentes en el MEM en dicho trimestre.

Para la banda horaria “b” resulta:

$$\$PEST^{t,a}{}_{j,b}(\$/MWh) = PEST^{t,a}{}_{j,b} + PERDEST^{t,a}{}_{b} + \$PPAD^{t,a} \times FA^{t,a}{}_{j} \times RELB^{t,a}{}_{j,b} + SCCOMBEST^{t,a}{}_{b}$$

siendo:

$PEST^{t,a}{}_{j,b}$: Precio Estacional de la Energía ($/MWh) del Distribuidor “j” en la banda horaria “b” vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$PERDEST^{t,a}_b$: Precio Estacional por Energía Adicional ($/MWh) en la banda horaria “b” vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$SCCOMBEST^{t,a}_b$: Sobrecosto Estacional de Combustibles ($/MWh) en la banda horaria “b” vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$\$PPAD^{t,a}_b$: Precio horario de la Potencia en el Mercado ($/MWh) vigente en el trimestre “t” del año “a” correspondiente a la banda horaria “b”.

$FA^{t,a}_j$: Factor de Adaptación del Distribuidor “j” para el trimestre “t.” del año “a”.

$RELB^{t,a}_{j,b}$: Relación para el Distribuidor “j” entre la demanda de energía prevista en la banda horaria “b” en las horas en que se remunera la potencia no cubierta por contratos reconocidos para su traspaso a la tarifa de usuarios finales y la correspondiente previsión de demanda de energía durante las horas de la banda horaria “b” de todo el trimestre no cubierta por dicho tipo de contratos. Su cálculo se realiza en base a las relaciones correspondientes a dicha banda horaria en el trimestre “t” del año anterior (REL2 y REL3), calculadas de acuerdo a la metodología que se indica en el punto 2.13.3.

El factor $RELB^{t,a}_{j,b}$ mide para la banda horaria “b” la relación entre la previsión de demanda de energía en las horas en que se remunera la potencia no cubierta por contratos autorizados para su pasaje a la tarifa a usuarios respecto la demanda de energía prevista para todo el trimestre no cubierta por dicho tipo de contratos. Para cada Distribuidor “j” el cálculo de la demanda prevista por banda horaria se realiza en base a la demanda total de energía prevista para el trimestre y las relaciones REL2 y REL3.

$$RELB^{t,a}_{j,b} = \frac{EDEMPREV^{t,a}_{j} \times REL2^{t,a-1}_{j,b} \times REL3^{t,a-1}_{j,b} - ECONTHRP^{t,a}_{j,b}}{EDEMPREV^{t,a}_{j} \times REL2^{t,a-1}_{j,b} - ECONT^{t,a}_{j,b}}$$

siendo

b: banda horaria “b”.

$EDEMPREV^{t,a}_j$: Energía prevista abastecer (MWh) al Distribuidor “j” durante el trimestre “t” del año “a”, de acuerdo a los valores indicados en la correspondiente Programación Estacional del MEM.

$ECONTHRP^{t,a}_{j,b}$: Energía a abastecer (MWh) por los contratos reconocidos al Distribuidor “j” para su traspaso a la tarifa a usuarios finales en la banda horaria “b” en las horas en que se remunera la potencia en el trimestre “t” del año “a”.

$ECONT^{t,a}_{j,b}$: Energía a abastecer (MWh) por los contratos reconocidos al Distribuidor “j” para su traspaso a la tarifa a usuarios finales en la banda horaria “b” durante el total del trimestre “t” del año “a”.

De existir contratos cuyo precio es trasladado a la tarifa de usuarios finales, para realizar el pasaje al precio de la energía asignado a dichos contratos del cargo por pérdidas y del cargo por sobrecosto de combustibles correspondientes a la energía cubierta por estos contratos, se debe adicionar el Precio Estacional por Energía Adicional y el Sobrecosto Estacional de Combustibles correspondiente por banda horaria.

2.13.3. CALCULO DE LOS FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA DEFINICION DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA PARA DISTRIBUIDORES

2.13.3.1. FACTORES PARA EL CALCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIAPARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Al finalizar cada Período Trimestral "t" de un año "a", CAMMESA deberá calcular la relación (REL1) entre la suma de las demandas media mensuales de potencia en las horas en que se remunera la potencia y la suma de las demandas mensuales máximas de potencia en las horas en que se remunera la potencia que resultó para cada Distribuidor "j" utilizando los datos de demanda de potencia abastecida registrados durante el transcurso de dicho trimestre. Este factor será utilizado en el cálculo del precio de referencia de la potencia para las tarifas de Distribuidores del mismo trimestre del siguiente año (o sea "a+1").

$$REL1^{t,a}{}_j = \frac{\sum_m EDEMHRP^{m,a}{}_j / NHRP^{m,a}}{\sum_m PMAXHRP^{m,a}{}_j}$$

siendo

$EDEMHRP^{m,a}{}_j$: Energía abastecida (MWh) en horas en que se remunera la potencia al distribuidor "j" en el mes "m" del trimestre "t" del año "a".

$NHFRP^{m,a}$: Número de horas en que se remunera la potencia en el mes "m" del trimestre "t" del año "a".

$PMAXHRP^{t,a}{}_j$: Demanda máxima de potencia horaria (MW) abastecida al Distribuidor "j" en horas en que se remunera la potencia en el mes "m" del trimestre "t" del año "a".

2.13.3.2. FACTORES PARA EL CALCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES.

Al finalizar cada período trimestral "t" de un año "a", CAMMESA deberá calcular para la banda horaria "b" para cada Distribuidor "j" la relación entre la demanda de energía abastecida por banda horaria y la total abastecida en el trimestre ($REL2^{t,a}{}_j$), con los datos de demanda horaria de potencia registrados durante el transcurso de dicho trimestre.

$$REL2^{t,a}{}_{j,b} = \frac{EDEMBA^{t,a}{}_{j,b}}{EDEMTOT^{t,a}{}_j}$$

siendo

b: banda horaria "b".

$EDEMBA^{t,a}{}_{j,b}$: Energía abastecida (MWh) en la banda horaria "b" al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

$EDEMTOT^{t,a}{}_j$: Energía total abastecida (MWh) al Distribuidor "j" durante el trimestre "t" del año "a".

A su vez, con los mismos datos deberá calcular la relación entre la demanda de energía abastecida en las horas en que se remunera la potencia y la total abastecida por banda horaria en el trimestre ($REL3^{t,a}{}_j$).

$$REL3^{t,a}{}_{j,b} = \frac{EDEMBHRP^{t,a}{}_{j,b}}{EDEMBA^{t,a}{}_{j,b}}$$

siendo

b: banda horaria "b".

$EDEMBA^{t,a}{}_{j,b}$: Energía abastecida (MWh) en la banda horaria "b" al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

$EDEMBHRP^{t,a}{}_{j,b}$: Energía abastecida (MWh) al Distribuidor "j" en la banda horaria "b" en las horas en que se remunera la potencia en el trimestre "t" del año "a".

2.13.3.3. INFORMACIÓN DE LAS RELACIONES REGISTRADAS

En el informe mensual del primer mes de cada Período Trimestral "t", el OED deberá incluir los factores que caracterizan la forma de la curva de demanda horaria de potencia de cada Distribuidor (REL1, REL2 y REL3) del trimestre anterior "t-1".

En el informe trimestral del trimestre "t", el OED deberá adjuntar un listado de los factores que caracterizan la demanda de Distribuidores (REL1, REL2, REL3) correspondientes a los cuatro períodos trimestrales a

partir del mismo trimestre "t" del año anterior, informando las correcciones que se hayan realizado y el motivo."

2.13.3.4. REVISIÓN Y CORRECCIÓN DE LAS RELACIONES CALCULADAS EN BASE A LOS DATOS REGISTRADOS

Dentro de los siguientes 15 días de recibir el informe mensual, el Distribuidor podrá solicitar la revisión del cálculo de las relaciones correspondiente a su demanda (REL1, REL2, y REL3) de objetar el valor calculado por el OED.

De haberse presentado para un Distribuidor "j" en un trimestre "t" de un año "a" condiciones extraordinarias que significan que una o más de las relaciones calculadas no caracteriza una demanda típica normal (por ejemplo, condición de cortes programadas), se tomará en su lugar como relación para el trimestre el promedio de las correspondientes relaciones calculadas para el mismo trimestre de los dos años anteriores.

$$RELx^{t,a}{}_j = \left(RELx^{t,a-1}{}_j + RELx^{t,a-2}{}_j\right) \times 0{,}5$$

siendo "x" 1,2 y/o 3.

El ENRE analizará y definirá en qué trimestres es conveniente aplicar esta modificación. Durante el transcurso de los primeros dos meses de un trimestre "t", el OED y/o el Distribuidor podrán informar al ENRE si consideran que la o las relaciones para dicho trimestre del año anterior no son representativas del año actual; adjuntando la correspondiente justificación.

De decidir realizar un cambio para uno o más Distribuidores, antes del día 10 del último mes del trimestre "t" el ENRE notificará al OED y a los Distribuidores afectados el conjunto de Distribuidores para quienes no se debe tomar las relaciones del año anterior sino utilizar en su lugar el valor calculado de acuerdo a lo indicado en este punto. De no recibir notificación hasta esta fecha, el OED deberá considerar que se utilizará para todos los Distribuidores las relaciones del año anterior.

CAPITULO 3: MERCADO DE PRECIOS HORARIOS

3.1. PROGRAMACIÓN SEMANAL Y RIESGO DE FALLA.

3.1.1. INFORMACIÓN BÁSICA

A más tardar a las 10:00 hs. del penúltimo día hábil de cada semana calendaria, las empresas deben enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la información necesaria para realizar el despacho de la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente, tal como se indica en el Anexo 9 de Los PROCEDIMIENTOS. Es responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) completar los datos faltantes manteniendo como válidos los utilizados en la semana anterior, salvo que se haya observado una diferencia importante que justifique su modificación. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a la empresa el valor asumido y su justificación. En vista de la importancia de las demandas previstas en la definición del riesgo de falla, de faltar las previsiones de las empresas correspondientes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá los valores a utilizar con un modelo de pronósticos de demanda, como se indica en el punto 3.1.2.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe respetar la información suministrada por las empresas e incorporarla a la Base de Datos Semanal. Sin embargo, de resultar datos incongruentes respecto al conjunto o con diferencias significativas respecto a lo que se ha registrado en las últimas semanas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar su modificación aclarando los motivos. En el caso de demandas podrá indicar la diferencia con respecto a los valores previstos con el modelo de demandas. De no llegarse a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe respetar el valor informado por la empresa, pero dejando constancia de su observación en la información enviada con la programación semanal.

Durante la semana el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el seguimiento de los datos observados. Si durante dos días se verifica una diferencia superior al 10% con respecto al dato informado por la empresa y dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada, se considerará que la observación del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es válida y quedará habilitado para modificar el valor para el resto de la semana y toda la semana siguiente en la Base de Datos Semanal de acuerdo al criterio indicado en la observación. En este caso, deberá informar a la empresa que el dato objetado se considera modificable y el valor adjudicado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Para la programación semanal y diaria, el despacho y el cálculo de precios horarios de la energía el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar los costos variables de producción estacional de las centrales térmicas.

Hasta el penúltimo día hábil de cada semana, las empresas pueden solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mantenimientos correctivos para la semana siguiente. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar estas solicitudes en función de la urgencia del pedido y su efecto sobre la programación semanal prevista (riesgo de falla, precios, etc.) y coordinar un programa de Mantenimiento Correctivo Semanal, buscando minimizar el costo total de operación y riesgo de falla. En consecuencia, podrá no aceptar pedidos justificándolo debidamente de objetar la fecha solicitada y no llegar a un acuerdo con la empresa sobre una fecha alternativa. En la operación real de la semana, toda salida imprevista (contingencia) o prevista pero no incluida en el programa de mantenimiento estacional ni el programa correctivo semanal será considerada forzada a los efectos de evaluar la indisponibilidad de la máquina.

Asimismo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recabará las solicitudes de Autogeneradores y Cogeneradores para realizar transacciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Sólo se considerarán los pedidos recibidos dentro del plazo indicado para ser incorporados a la Base de Datos Semanal.

Es responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) coordinar las operaciones de importación y exportación con países interconectados, de acuerdo a las normas y plazos que se establecen en el Anexo 30 “Importación y Exportación de Energía Eléctrica” de LOS PROCEDIMIENTOS. En el caso de solicitudes de importación y exportación basadas en convenios de interconexión vigentes, las mismas solo podrán ser recibidas dentro de los plazos indicados para ser incorporadas a la Base de Datos para ser consideradas en la programación semanal.

3.1.2. MODELOS UTILIZADOS

Incorporando a la Base de Datos Estacional los datos semanales y las modificaciones informadas por los agentes a los datos previstos en la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar mediante los modelos de optimización vigentes en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) los valores del agua para cada uno de los embalses sin valores declarados y los valores de bombeo para las centrales de bombeo sin valores declarados.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incorporar a la Base de Datos Semanal los costos variables de producción estacional, sobrecostos estacional de punta, ,los valores de agua, la disponibilidad ofertada por el parque, restricciones vigentes, y las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional al precio solicitado. Con estos datos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la simulación del despacho y operación de la semana siguiente partiendo del estado inicial previsto en los embalses.

De existir solicitudes de compra de países interconectados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar una simulación incorporando la energía solicitada como un pedido de compra, o sea una demanda adicional cuyo cubrimiento sólo se hará de existir excedentes de generación para cubrirla (no provoca déficit). Se determinará así las posibilidades de cubrir la energía requerida, el sobrecosto respecto a la programación sin exportación, y el precio de nodo previsto. El precio a ser empleado en la operación de venta resultará de las características del respectivo Convenio de Interconexión.

Con el modelo de simulación vigente en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar la energía a generar en la semana a programar y semana subsiguiente en las centrales hidráulicas con capacidad de embalse estacional y mensual.

Para las centrales hidroeléctricas de capacidad semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá tomar como dato los paquetes de energía que oferten. Dichos valores deben corresponder a la optimización programada por el Generador de la operación de sus embalses. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá enviar cada semana a las centrales de capacidad semanal las previsiones de precios de Mercado y/o Precio Local según corresponda y de riesgo de falla para las semanas correspondientes al mes en curso y mes subsiguiente. Dichos Generadores deberán utilizar estos datos para determinar el manejo óptimo de sus embalses dentro de las restricciones que limitan su operación y de los compromisos agua abajo.

Tomando como dato los paquetes de energía hidráulica en cada embalse para las siguientes dos semanas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la optimización de su ubicación a lo largo de las dos semanas, en paquetes diarios divididos en períodos de una o más horas que no superen la correspondiente banda horaria, mediante un modelo de despacho hidrotérmico semanal (MDHS).

La función objetivo a minimizar es el costo total de operación evaluado en el Mercado, suma del costo variable de producción, más el costo variable de transporte a través del factor de nodo, y la valorización de la energía no suministrada.

El modelo debe tener en cuenta:

- un horizonte de 7 a 14 días;
- los requerimientos de importación y exportación de países interconectados;
- los requerimientos de venta de Autogeneradores y Cogeneradores;
- los requerimientos de compra de Autogeneradores;
- la posibilidad de definir agrupamiento de máquinas de acuerdo al nivel de detalle requerido;
- la posibilidad de definir máquinas forzadas;
- la disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central térmica o grupo de máquinas, para definir la distribución óptima de combustibles;
- los requerimientos de reserva rotante para regulación y operativa para contingencias;
- los requerimientos de pico y la competencia para su cubrimiento entre máquinas turbovapor operando de punta, con su costo variable de producción estacional y sobrecosto estacional de punta, y máquinas turbogas y su costo variable de producción estacional;

- la representación de la red que permita incluir las restricciones de Transmisión y operación que afectan los resultados del despacho a nivel semanal;
- la representación de distintos tipos de centrales hidráulicas, con sus valores del agua, y de sus limitaciones al despacho diario (requerimientos aguas abajo, posibilidades de empuntamiento, etc.);
- la representación de centrales de bombeo, con sus valores del agua y valores de bombeo, para definir sus requerimientos de bombeo y despacho de generación semanal.

El modelo a utilizar, así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS. Su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá suministrar el modelo a un agente que lo requiera siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso que correspondan, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

El modelo para proyección de demandas (PRODEM) a nivel semanal y diario, debe tener en cuenta:

- sensibilidad a las condiciones climáticas,
- demandas reales registradas en el período anterior.

3.1.3. DESPACHO SEMANAL

Para las centrales hidroeléctrica con capacidad estacional y mensual, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar:

a) mediante los modelos de optimización vigentes en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), los valores del agua para los embalses que no hayan hecho la correspondiente declaración;

b) mediante el modelo de simulación de la operación vigente, los paquetes de energía a ubicar en la semana en cada embalse de acuerdo a los valores del agua establecidos, teniendo como objetivo minimizar el costo total futuro de operación, incluyendo el costo de falla.

El criterio para el uso del agua dentro de la semana se hará con el Modelo de Despacho Hidrotérmico Semanal (MDHS). Para las centrales hidroeléctrica con capacidad estacional y mensual, se admite un apartamiento de hasta el 5% en la energía hidroeléctrica despachada con respecto al valor estimado por el programa de simulación vigente. Para las centrales de bombeo con capacidad de bombeo semanal, la operación entre semanas y entre días de una misma semana se determina en base a los valores del agua y valores de bombeo establecidos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar:

- a las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional o mensual, despachar una energía que difiera del valor calculado con el modelo de simulación vigente en más de un 5%;
- a las centrales hidroeléctricas de capacidad semanal, apartamientos respecto a la energía ofertada.

Si en el despacho semanal surge una previsión de déficit, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe correr el modelo de demandas (PRODEM) para definir las proyecciones de demanda semanal de cada consumidor, que se consideran las de referencia. Si para algún Distribuidor o Gran Usuario la demanda informada supera la de referencia en más de un 5%, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe reemplazarla por el pronóstico del modelo e informar a la empresa correspondiente. Con las demandas así convalidadas, se realiza el despacho semanal y se establece si existe riesgo de déficit.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar los requerimientos de potencia para cubrir la demanda de pico de días hábiles, teniendo en cuenta la oferta, haciendo competir las máquinas de punta (turbogas y ciclos combinados) con sus costos variables de producción estacional con las máquinas turbovapor con sus costos variables de producción estacional más el sobrecosto estacional de punta. Como resultado, obtendrá la lista de máquinas turbovapor incluidas en la Programación Semanal exclusivamente por requerimientos de punta para cubrir la banda horaria de pico de días hábiles. Esta lista sólo podrá ser modificada mediante una Reprogramación Semanal. A su vez, debe determinar las máquinas turbovapor forzadas por el despacho el fin de semana por resultar más económico que pararlas dada la remuneración que resulta por su arranque y parada. Junto con el envío de los resultados de la

Programación o Reprogramación Semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a los Generadores las máquinas turbovapor que resultan en estas condiciones.

El despacho se realiza en el Mercado teniendo en cuenta las pérdidas marginales del Transporte a través de los factores de nodo. Para los Generadores vinculados directamente a la Red de Transporte, se utiliza el factor de nodo. Para aquellos que se vinculan al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a través de instalaciones de un Distribuidor, los factores de nodo a utilizar son los de su barra de ingreso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Si el Generador se vincula a través de varios puntos de conexión, los factores de nodo se calcularán como el promedio de los correspondientes factores de nodo ponderados por la energía que entrega en cada uno.

En función de la configuración prevista en la red y composición de la oferta, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará las restricciones de Transporte y generación forzada vigentes.

Como resultado del despacho el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá para cada día típico y banda horaria la previsión de:

- el Precio de Mercado (PM);
- las áreas que resultan desvinculadas del Mercado y el correspondiente precio local.

Del modelo resultará además la previsión por tipo de día y banda horaria de:

- paquetes de energía por central hidráulica;
- energía no suministrada;
- operación prevista de bombeo semanal;
- paquetes de generación térmica y consumo de combustibles;
- paquetes de intercambios para Autogeneradores y Cogeneradores;
- paquetes de importación y/o exportación con países interconectados.

3.1.3.1. PREVISIÓN DE RESTRICCIONES A LA DEMANDA

De resultar en la Programación Semanal una previsión de déficit, se considerará necesario prever un programa de restricciones al abastecimiento. En este caso el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá un programa tentativo de cortes para la próxima semana, que informará conjuntamente con la programación semanal.

Se analizará en primer lugar la parte de la demanda que no se podrá abastecer por restricciones en el Sistema de Transmisión o Distribución (ENSTRANS). De contar alguna de estas demandas con contrato de abastecimiento, se informará al Generador correspondiente la parte de su demanda contratada que se prevé no poder abastecer por imposibilidad de llevar la energía hasta el punto convenido.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerará luego el déficit de generación (ENSGEN), o sea el déficit restante luego de descontar a la energía no suministrada total (ENS) la demanda no abastecida por restricciones de transporte.

$$\mathbf{ENS = ENSTRANS + ENSGEN}$$

Se excluirá de aplicar restricciones por déficit de generación a la demanda de Distribuidores y Grandes Usuarios cubierta por contratos de abastecimiento del Mercado a Término con garantía de suministro, siempre que el Generador correspondiente que debe abastecerlo cuente con la disponibilidad necesaria para cubrir todos sus contratos, ya sea con generación en sus máquinas o en máquinas de terceros con los que tenga contratos de reserva y que hayan sido convocadas.

A su vez, se excluirá de aplicar restricciones por déficit de generación a la demanda de Distribuidores y Grandes Usuarios cubierta por contratos de reserva fría siempre que la máquina contratada esté disponible y haya sido convocada. A un Distribuidor o Gran Usuario con contratos de reserva fría convocados se descontará de su demanda la parte cubierta con generación de sus máquinas contratadas en reserva fría. En consecuencia, se considerará como demanda propia su demanda total menos la potencia entregada al contrato por sus máquinas contratadas como reserva.

En caso de aplicar restricciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), la potencia total comprometida de un Distribuidor o Gran Usuario por sus contratos de abastecimiento no podrá superar a su demanda propia. Si el Distribuidor o Gran Usuario resulta sobrecontratado, o sea si la suma de las potencias de sus contratos de abastecimiento supera su demanda propia, se considera que el compromiso de suministro en cada contrato se reduce en forma proporcional al nivel de sobrecontrato.

Para cada Distribuidor o Gran Usuario "j" con una potencia contratada (PCONT) y una demanda propia (DPROPIA) se calculará el nivel de sobrecontrato.

$$\mathbf{SOBREj = máx\left(\sum kPCONTkj - DPROPIAj,0\right)}$$

donde PCONTkj es la potencia comprometida en el contrato de abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor o Gran Usuario "j".

De estar sobrecontratado, o sea de resultar esta diferencia mayor que cero, el compromiso de abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor o Gran Usuario "j" se entenderá que se reduce y no corresponder aplicar penalidades por el faltante, al no generar restricciones al abastecimiento.

La demanda comprometida en cada contrato al aplicarse restricciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) resulta entonces:

$$\mathbf{PCOMPkj = PCONTkj \times \left(1 - SOBREj / \sum k\, PCONTkj\right)}$$

Cuando un Generador con contratos por falta de generación propia, dada como la suma de la disponibilidad de sus máquinas más la de los grupos convocados con quienes tenga contratos por reserva fría, no alcanza a cubrir todos sus contratos de abastecimiento, teniendo en cuenta los ajustes realizados en caso de Distribuidores y/o Grandes Usuarios sobrecontratados, se convierte en un demandante en el Mercado Spot por la diferencia entre la potencia comprometida y su generación propia.

A los efectos de evaluar la compra en el Mercado Spot de un Distribuidor o Gran Usuario, se descontará de la demanda propia la demanda comprometida a ser cubierta en contratos de abastecimiento.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe programar las restricciones al abastecimiento suponiendo en primer lugar que se retira la demanda interrumpible de los Grandes Usuarios comprometidos. De resultar el déficit menor que la demanda total comprometida a retirarse del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), se repartirá entre los Grandes Usuarios comprometidos involucrados en forma proporcional a su participación en la demanda ofertada como reserva del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). En el caso de ser esta reserva insuficiente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe distribuir el déficit restante previsto (ENSRES) proporcionalmente a la demanda de cada comprador en el Mercado Spot, incluyendo:

- toda la demanda sin contratos que no sea interrumpible, o sea la demanda restante en los Distribuidores y Grandes Usuarios luego de descontar la potencia de sus contratos de reserva fría convocados y la potencia comprometida en sus contratos de abastecimiento, y la potencia interrumpible en caso de Grandes Usuarios;
- la compra de los generadores que no pueden cumplir sus contratos de abastecimiento.

Para la Programación Semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el corte que le corresponde a un Generador con contratos de abastecimiento que sale a comprar al Mercado Spot, o sea la parte de su solicitud de compra que no se cubrirá. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) supondrá que este corte se reparte en primer lugar entre sus contratos de abastecimiento sin garantía de suministro. Si la potencia comprometida en dichos contratos es mayor o igual que el corte programado para el Generador comprador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) repartirá el corte entre estos contratos proporcionalmente a la potencia comprometida en cada uno de ellos.

Si en cambio es insuficiente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) repartirá el corte restante entre los Distribuidores y Grandes Usuarios con los que el Generador está ligado contractualmente con garantía de suministro en forma proporcional a sus demandas contratadas. La potencia entregada a

cada contrato está dada por la potencia comprometida menos el corte calculado. Resultará como si el demandante comprara en el Mercado Spot la parte proporcional de la compra total del Generador con quien tiene contrato.

De este modo se obtendrá una previsión de abastecimiento a cada Distribuidor y Gran Usuario dado por la suma de:

- su potencia comprada en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM);
- su demanda abastecida por contratos de reserva fría;
- su demanda abastecida por contratos de abastecimiento.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el programa de restricciones a aplicar la semana siguiente a cada Distribuidor y Gran Usuario como la diferencia entre su demanda total prevista y su demanda prevista abastecer.

3.1.3.2. DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE CORTO PLAZO

El OED informará la magnitud de las reservas de corto plazo que será necesario constituir para los días de la semana y habilitará la presentación de ofertas para el cubrimiento de dichas reservas. Los Generadores que deseen participar deberán informar su disposición a participar de las mismas, indicando la información requerida en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3.1.3.3. ENVIÓ DE LA PROGRAMACIÓN SEMANAL

Antes de las 14:00 hs del penúltimo día hábil de cada semana, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a cada central:

a) su programa de producción semanal, aclarando si no está previsto su despacho, e incluyendo en el caso de centrales de bombeo con capacidad de bombeo semanal su bombeo previsto;

b) el Precio de Mercado previsto;

c) los períodos en que está previsto quedará desvinculado del Mercado y el correspondiente Precio Local;

d) el nivel de falla previsto en su área;

e) el valor del agua en los embalses estacionales y mensuales;

f) para los Generadores térmicos su previsión de consumo de combustibles;

g) la lista de máquinas turbovapor incluidas por requerimientos previstos de punta, y las máquinas turbovapor forzadas el fin de semana por costo de arranque y parada;

h) la utilización de energía importada y su precio;

i) la exportación prevista;

j) las restricciones vigentes de Transporte y distribución, y operativas, indicando el parque forzado previsto por requerimientos de transporte o a pedido de un Distribuidor;

Junto con esta información se señalarán los datos utilizados que fueron observados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y el motivo de cada observación.

A los países interconectados que hayan ofertado energía, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) les informará si se la tomará, mientras que a aquellos que hayan solicitado comprar les indicará si existe el excedente y el precio al que se vendería.

De definirse restricciones programados a la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) enviará a los Compradores del Mercado Spot las restricciones previstas, indicando para los Grandes Usuarios interrumpibles los períodos en que se hace uso de su oferta de retiro de demanda y el motivo que lo justifica. Los Distribuidores podrán indicar hasta las 10:00 hs del último día hábil requerimientos a tener en cuenta en la programación diaria de las restricciones (horarios más convenientes, duración, etc.).

Los Grandes Usuarios podrán presentar los mismos tipos de requerimientos dentro de los mismos plazos pero solo respecto a restricciones a aplicar fuera de su oferta de potencia interrumpible. Por su parte, los Generadores con contratos que también resulten compradores por falta de disponibilidad propia, podrán

informar dentro del mismo plazo su requerimiento en cuanto al modo de repartir entre sus contratos el corte programado para su compra.

De no recibir estos requerimientos especiales, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar que se acepta el criterio de, en la operación diaria, repartir las restricciones en forma proporcional a la compra.

3.2. DESPACHO DIARIO Y PRECIOS EN EL MERCADO

3.2.1. INFORMACIÓN BÁSICA

Todos los días, antes de las 10:00 hs. se deberá suministrar al OED la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente y cualquier modificación a los datos previstos para el resto de la semana.

En el caso de sábado, domingo y días feriados, el día hábil previo se informarán los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil subsiguiente. De surgir durante el fin de semana o días feriados modificaciones en los datos previstos, la empresa deberá notificar al OED el cambio para ser incorporado a la base de datos y tenerlo en cuenta en el despacho.

Será responsabilidad del OED completar los datos faltantes con los valores utilizados el mismo tipo de día anterior, modificando sólo aquellos en que existan apartamientos que los invaliden. En este caso, el OED deberá informar a la empresa correspondiente el cambio realizado y su justificación. Las demandas recibirán un trato diferencial. En caso de no suministrar previsiones algún Distribuidor o Gran Usuario, el OED calculará con el modelo de pronóstico de demandas los valores a utilizar.

El OED deberá respetar la información de las empresas e incluirla en la Base de Datos Diaria (Anexo 10). Sin embargo, en el caso de observar incongruencias en el conjunto que puedan afectar al Sistema en su operación, podrá solicitar modificaciones. De no llegar a un acuerdo, el OED deberá utilizar la información indicada por la empresa, pero dejando constancia de su observación en la programación diaria que enviará a las empresas del MEM.

Al finalizar el día, el OED analizará el comportamiento real de los datos objetados. Si se verifica que alguno se aparta en más del 10% del valor declarado por la empresa y que esta diferencia se corresponde con la objeción realizada, el OED quedará habilitado para el resto de la semana ajustar este dato de acuerdo al criterio indicado en su observación al mismo. En este caso, informará a la empresa que se ha verificado la validez de la observación y el ajuste realizado cada día en que modifique el valor declarado por la empresa.

Para el equipamiento indisponible o con limitaciones, se lo considerará fuera de servicio o con la misma restricción salvo que dentro del plazo indicado la empresa notifique su hora de entrada prevista.

Se considerará que continúa vigente el compromiso de reserva fría de las máquinas ofertada en la programación semanal, salvo que en el plazo indicado el Generador informe su indisponibilidad.

El OED debe coordinar las operaciones diarias de importación y exportación con países interconectados de acuerdo a las normas y plazos que se definen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS y los convenios de interconexión vigentes. Las ofertas deben ser recibidas dentro de los plazos establecidos.

Asimismo, debe recabar las solicitudes de venta de los Autogeneradores y Cogeneradores y las de compra de los Autogeneradores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, que serán incorporadas al despacho diario siempre que envíen la información requerida dentro de los tiempos establecidos.

3.2.2. MODELO UTILIZADO

La programación diaria es realizada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con un modelo de despacho hidrotérmico del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), que optimiza la ubicación horaria de los paquetes de energía hidráulica diarios. La función objetivo es minimizar el costo total, medido como la suma de costos de producción llevados al centro de carga más el costo de la energía no suministrada.

El modelo debe permitir:

- representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario, garantizar que el despacho es realizable y que se ajusta a las restricciones de Transporte y Operación vigentes;
- realizar los flujos de carga de la red y determinación de las pérdidas, precios de nodo y correspondientes factores de nodos horarios;

- representar el parque térmico y nuclear en detalle, indicando disponibilidad por tipo de combustibles por central o máquina y sus correspondientes costos variables de producción estacional, para definir la mezcla óptima, el consumo específico para definir el costo marginal, el consumo propio para definir su potencia neta, las restricciones a la variación de carga horaria máxima, y las posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia primaria y secundaria;
- representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y rearranque de la máquina, y el costo de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear;
- representar los requerimientos de banda de potencia como reserva para regulación y la penalización en caso de su no cumplimiento;
- representar los requerimientos de reserva rotante para mantener la operatividad del sistema eléctrico y contar con capacidad de respuesta rápida ante contingencias;
- representar distintos tipos de cuencas y centrales hidroeléctrica (de pasada, con capacidad de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, diques compensadores o reguladores, centrales de bombeo, etc.) y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho horario hidráulico;
- representar solicitudes de venta de Autogeneradores y Cogeneradores;
- representar solicitudes de compra de Autogeneradores;
- incluir con respecto a los países interconectados, ofertas de exportación con sus precios solicitados como generación adicional disponible, y requerimientos de importación como demanda adicional que se puede no abastecer si no existe el excedente requerido, o sea no provoca falla.

El modelo a utilizar, así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS. Su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá suministrar el modelo a un agente que lo requiera siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso que correspondan, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

3.2.3. PREDESPACHO

3.2.3.1. DESPACHO DE CARGAS Y DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE MERCADO

El despacho diario es realizado todos los días por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los viernes y días hábiles previos a un feriado se informa a las centrales hidroeléctricas el despacho previsto para el fin de semana o días feriados y el primer día hábil subsiguiente. Este despacho será indicativo.

Se debe realizar en primer lugar un redespacho semanal para definir los paquetes de energía hidráulicas a ubicar en el día a despachar, teniendo en cuenta el horizonte semanal y las modificaciones que puedan haber surgido en las previsiones.

Utilizando la Base de Datos Diaria y la energía hidráulica a despachar resultado del redespacho semanal), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el despacho hidrotérmico diario del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Las máquinas turbovapor no se sacarán de servicio por despacho si la salida despachada resulta con una duración inferior al Tiempo Mínimo Requerido entre Parada y Rearranque (TMIN) informado por el Generador en la Base de Datos del Sistema. De no informarse dicho valor para alguna máquina turbovapor, se considerará 12 horas. Si la duración prevista de la salida (TS) es mayor que el mínimo correspondiente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sólo la mantendrá en servicio de resultar económico una vez computado su remuneración por arranque y parada.

Con respecto a la generación hidroeléctrica, se admitirá un apartamiento de hasta el 5% en la energía despachada para una central con respecto al óptimo definido en despacho o redespacho semanal vigente.

Al realizar el predespacho de un día hábil, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar, dentro de la lista de máquinas turbovapor incluidas en la Programación Semanal vigente, las máquinas turbovapor requeridas por el despacho solamente para la banda horaria de pico de dicho día, denominadas turbovapor de punta (TVP). Toda otra máquina turbovapor que resulte en servicio por haberlo determinado en el despacho semanal vigente se considera máquina turbovapor forzada (TVF). Si se

requiere entrar en servicio una máquina turbovapor que no está prevista en la programación semanal vigente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar previamente una Reprogramación Semanal.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula el Precio Mínimo de Pico (PMINPI) con el costo de punta (COPI) más caro entre las máquinas turbovapor de punta (TVP) determinadas en el predespacho. Si no existe ninguna máquina turbovapor requerida en esta condición, el Precio Mínimo de Pico (PMINPI) se considera cero.

$$PMINPI = máxq3(COPIq3,u)$$

donde:

$$COPIq3,u = CVPEq3,u + SCPEq3,u$$

siendo:

q3: máquinas turbovapor de punta (TVP).

u: combustible o mezclas de combustibles declarado por el Generador en su previsión semanal.

CVPE: costo variable de producción estacional de la central para la correspondiente máquina turbovapor y el combustible o mezcla de combustible declarado.

SCPE: sobrecosto estacional de punta para la correspondiente máquina turbovapor y el combustible o mezcla de combustible declarado.

El precio de la energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) refleja el costo del siguiente MW de demanda a abastecer por despacho teniendo en cuenta las restricciones vigentes, asociadas al transporte y al mantenimiento del nivel de calidad del servicio y seguridad establecidos, calculado de acuerdo a la metodología descripta en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

De resultar en el predespacho de un día hábil una o más máquinas turbovapor despachadas como turbovapor de punta (TVP), durante la banda horaria de pico de dicho día el precio Spot de la energía no podrá ser inferior al Precio Mínimo de Pico (PMINPI).

En base al despacho realizado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determina la previsión de precios de la energía y para cada hora establece:

a) el Precio de Mercado previsto;

b) la máquina térmica o central hidráulica que margina;

c) para días hábiles, las máquinas turbovapor definidas como turbovapor de punta y el correspondiente precio mínimo de pico;

d) las máquinas turbovapor definidas como turbovapor forzada;

e) las áreas desvinculadas, indicando las máquinas incluidas dentro de dicha área.

3.2.3.2. PROGRAMAS DE CARGAS Y DEFINICIÓN DE PRECIOS LOCALES

Una restricción activa de transporte se manifiesta como una saturación del vínculo y provoca diferencias en el despacho de máquinas de un área respecto del despacho óptimo sin restricciones de transporte, evidenciando las limitaciones impuestas al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Para las horas en que en un área las restricciones de transporte afectan el despacho económico, el área se considera desvinculada del Mercado. Su precio local es determinado de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo 26 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La operación de las centrales del bombeo con capacidad de bombeo semanal se despacha teniendo en cuenta la energía prevista como generación y bombeo entre semanas y entre días de la semana en la programación semanal vigente. La operación de generación y bombeo dentro del día se determina con el rendimiento económico de bombeo definido por el Generador en función de la diferencia de los precios horarios de compra y de venta de la energía.

3.2.3.3. DESPACHO DE COMBUSTIBLES

En el programa de despacho diario se incluirá la previsión de disponibilidad de combustibles por central suministrada por los Generadores (cuota de gas, stock de combustibles líquidos y/o carbón) y la información respecto a restricciones en las posibilidades de quemado de los distintos tipos de combustibles en las máquinas.

El programa de despacho optimiza en función a la disponibilidad de máquinas y la disponibilidad de combustibles por central con sus correspondientes precios, y obtiene como resultado, junto con los precios de la energía y programas de cargas, una previsión de consumo de combustible en cada máquina. De este modo se determinará la distribución dentro de cada central de la cuota de gas prevista, que corresponde al despacho óptimo y que se utilizará para la fijación de precios de la energía.

3.2.3.4. PROGRAMACIÓN DE RESTRICCIONES AL ABASTECIMIENTO

El OED deberá definir los programas de restricciones horarias a aplicar. De estar previsto de la programación semanal la necesidad de aplicar restricciones al abastecimiento, realizará el despacho horario de la ENS prevista para ese día. Por otra parte, de surgir en la programación diaria que la generación disponible resulta insuficiente para abastecer la demanda prevista, determinará mediante el programa de despacho una previsión de déficit horario.

Se discriminará dentro del déficit previsto (ENS) dos tipos:

- uno atribuible a limitaciones en el Sistema de Transmisión y/o Distribución (ENSTRANS);
- otro debido a déficit de generación y/o requerimiento de limitar la generación hidráulica para mantener la reserva estratégica en embalses (ENSGEN).

$$\mathbf{ENS = ENSGEN + ENSTRANS}$$

Primeramente, se analizarán las restricciones de Transporte y se definirá para cada nodo el nivel de déficit que surge por imposibilidad de llegar hasta la demanda a abastecer (TRANSk).

Se considerará demanda propia de un Distribuidor o Gran Usuario a su demanda total menos la demanda cubierta con generación de las máquinas que tenga contratadas como reserva fría y que haya convocado.

En caso de aplicar restricciones por déficit de generación en el MEM, cada hora la potencia total de un Distribuidor o Gran Usuario a ser cubierta por contratos de abastecimiento no podrá ser mayor que su demanda propia. En caso de resultar el Distribuidor o Gran Usuario sobrecontratado, o sea que la suma de sus potencias contratadas supere su demanda propia, se considerará que el compromiso de suministro en cada contrato de abastecimiento se reducirá repartiendo entre todos sus contratos proporcionalmente el nivel de sobrecontrato.

Para cada hora se calculará el nivel de sobrecontrato de cada Distribuidor o Gran Usuario "j" con una demanda contratada (PCONT) y una demanda propia (DPROPIA).

$$\mathbf{SOBREj = máx\left(\sum kPCONTkj - DPROPIAj,0\right)}$$

donde PCONTkj es la potencia contratada para esa hora en el contrato de abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor o Gran Usuario "j".

De resultar sobrecontratado, o sea ser esta diferencia mayor que cero, el compromiso de abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor o Gran Usuario "j" será reducido por el OED y no corresponderá aplicar penalidades por el faltante, al no generar restricciones al abastecimiento.

La demanda comprometida en cada contrato al aplicarse restricciones en el MEM se ajustará así para no superar la demanda propia del Distribuidor o Gran Usuario.

$$\mathbf{PCOMPkj = PCONTkj \times \left(1 - SOBREj / \sum kPCONTkj\right)}$$

Si bien el compromiso horario de los Generadores está dado por la suma de las potencias comprometidas en sus contratos, para el caso de déficit en el Sistema se considerará que su compromiso incluye además el nivel de pérdidas previstas. Para un contrato entre una Demanda "j" ubicada en un nodo "nj" y un Generador "k" ubicado en un nodo "nk", las pérdidas correspondientes previstas se evaluarán en función de los correspondientes factores de nodo.

$$\mathbf{PPERDkj} = (\mathbf{FNnj} - \mathbf{FNnk}) \times \mathbf{PCOMPkj}/\mathbf{2}$$

En los contratos de abastecimiento se considerará que los Distribuidores y Grandes Usuarios compran directamente su demanda comprometida del Generador correspondiente en vez de comprarla del MEM. De existir déficit de generación en el MEM, el Generador deberá cubrir este compromiso con generación propia, o sea con sus máquinas (PPADk) y las máquinas con las que tenga contratos de reserva fría y haya convocado (PRESERVgk). Si el Generador no cuenta con la disponibilidad necesaria para cubrir sus contratos de abastecimiento, pasará a ser comprador en el Mercado Spot con una demanda igual a la potencia faltante para cubrir su requerimiento contratado.

A la demanda de un Distribuidor o Gran Usuario cubierta por contratos de abastecimiento garantido, no se aplicarán restricciones por déficit de generación cuando el Generador responsable del contrato no compre en el Mercado Spot (COMPRAk=0).

Se define como Falla de un Generador con Contrato de Abastecimiento a la imposibilidad de cumplir su garantía de suministro contratado por indisponibilidad propia, o sea que la suma de sus potencias contratadas más pérdidas asignadas es mayor que su potencia generada (PGENk) más la potencia entregada dentro de los contratos de reserva fría que haya convocado (PRESERVgk). En este caso la compra requerida del Generador "k" en el Mercado Spot debido a sus compromisos contratados resulta para una hora:

$$\mathbf{COMPRAk} = \sum \mathbf{k}(\mathbf{PCOMPkj} + \mathbf{PPERDkj}) - \mathbf{PGENk} - \sum \mathbf{gPRESERVgk}$$

La compra en el Mercado Spot de un Distribuidor o Gran Usuario se obtendrá descontando de la demanda propia (o sea demanda total menos demanda cubierta con potencia de sus máquinas con contratos de reserva fría) la demanda comprometida a ser cubierta por contratos de abastecimiento. O sea que la compra horaria de un Distribuidor o Gran Usuario "j" en el Mercado Spot resulta:

$$\mathbf{COMPRAj} = \mathbf{PDEMj} - \sum \mathbf{kPRESERVgj} - \sum \mathbf{k}(\mathbf{PCOMPkj} + \mathbf{PPERDkj})$$

El OED deberá programar la restricción al abastecimiento suponiendo en primer lugar que se retira la demanda interrumpible de los Grandes Usuarios comprometidos. De resultar el déficit menor que la demanda total comprometida a retirarse del MEM, se repartirá entre los Grandes Usuarios involucrados en forma proporcional a su participación en la demanda ofertada como reserva al MEM. En el caso de ser esta insuficiente, el OED repartirá el déficit restante de generación (ENSGENRES) en forma proporcional a la potencia requerida por cada Comprador en el Mercado Spot. En consecuencia, la restricción horaria por déficit de generación para cada Comprador "c" resulta:

$$\mathbf{DEFGENc} = \mathbf{ENSGENRES} \times \mathbf{COMPRAc}/\sum \mathbf{qCOMPRAq}$$

donde

$$\mathbf{ENSGENRES} = \mathbf{máx}(\mathbf{0}, \mathbf{ENSGEN} - \mathbf{INTGU})$$

siendo INTGU la restricción programada para los Grandes Usuarios Interrumpibles.

Si un Generador con falla tiene más de un contrato, se repartirá la restricción que le corresponde (DEFGENk) utilizando el criterio acordado en la programación semanal. En consecuencia, de no haber requerido el Generador un tratamiento especial respecto al modo de distribuir su déficit, el OED lo repartirá en forma proporcional a la demanda de cada contrato respecto al total contratado por el Generador. En este caso la falla, o sea la potencia no abastecida de un contrato entre un Generador "k" y un Distribuidor o Gran Usuario "j" para una hora resulta:

$$FALLAkj = DEFGENk \times \frac{PCOMPkj}{\sum IPCOMPkl}$$

La restricción total programada para cada Comprador será la suma del déficit por falta de generación más el provocado por las restricciones de transmisión.

En todos los casos el OED tendrá en cuenta los requerimientos indicados por los Distribuidores en la programación semanal en cuanto a la programación horaria de sus restricciones.

3.2.3.5. DESPACHO DE LA COMPRA/VENTA CON OTROS PAÍSES

Las operaciones de importación y exportación con países interconectados se realizarán de acuerdo a las normas establecidas en el Anexo 30 “Importación y Exportación de Energía Eléctrica” de LOS PROCEDIMIENTOS y los acuerdos vigentes en los convenios de interconexión.

3.2.3.6. DESPACHO DE LA CAPACIDAD REGULANTE

Los Generadores del MEM participarán en la regulación primaria y secundaria de frecuencia de acuerdo a las características informadas de sus máquinas.

El OED definirá las características mínimas que deberá reunir una máquina para poder participar en la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Los Generadores con máquinas y/o centrales que reúnan estos requisitos podrán solicitar su habilitación para participar en la Regulación de Frecuencia.

La participación en la regulación será voluntaria, pudiendo un Generador habilitado decidir no participar. En ese caso, junto con el envío de los datos para la programación diaria, los Generadores habilitados deberán informar su indisponibilidad como capacidad regulante. De no recibirse esta notificación, el OED considerará que el Generador participará en la capacidad regulante.

En el Anexo 23 se indican los procedimientos para la habilitación de máquinas y/o centrales, y la metodología para el despacho de la reserva para regulación.

3.2.3.7. DESPACHO DE LA RESERVA FRÍA

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED contará con las ofertas de reserva informada para la semana y cada día hábil constituirá reserva fría térmica, de existir el excedente necesario. En ese caso, para definir el nivel de reserva a utilizar deberá tener en cuenta el criterio acordado en la programación estacional.

Partiendo de la lista de mérito semanal, el OED conformará la lista de mérito del día eliminando aquellas máquinas que hayan resultado despachadas en el predespacho o estén declaradas como indisponibles. Se despachará el conjunto de máquinas en reserva partiendo de la primera máquina de la lista ordenada diaria y hasta completar el nivel de potencia requeridos. De acuerdo a los excedentes térmicos previstos, podrá resultar una reserva menor que la requerida. Como resultado, se obtendrá para cada hora una previsión de PPAD formada una parte por la potencia despachada y el resto como reserva.

Con la lista diaria de reserva ofertada se obtendrá la previsión de precio en el Mercado de la potencia en reserva para ese día hábil fuera de las horas de valle ($PRES), dado por el de la máquina más cara aceptada como reserva (precio de corte del concurso de Reserva Fría) o, de no quedar por arrancar ninguna de las máquinas ofertadas como reserva, por el precio máximo establecido para el período.

3.2.3.8. CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE REACTIVA

Los Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas deberán informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro de reactivo.

De violarse algún criterio de operación debido a la falta de cumplimiento por algún actor del MEM de sus obligaciones con respecto al reactivo se limitará, en caso de ser necesario, el transporte afectando primordialmente al involucrado.

En el Anexo 4 se indican las obligaciones de los agentes del MEM con respecto el control de tensión y potencia reactiva y los montos de los cargos y penalizaciones correspondientes.

3.2.3.9. ENVIÓ DE LA PROGRAMACIÓN DIARIA

Antes de las 13:00 hs del día de cierre para recabar información, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe enviar los resultados del predespacho. Los mismos representarán un compromiso por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de respetar en la operación la programación prevista, salvo apartamientos respecto a las condiciones previstas, pero además supondrán del Generador un compromiso de cumplir los programas indicados y aceptar los precios que de ello resulten. La información enviada es la correspondiente a los precios resultantes en función de las maquinas despachadas con los combustibles previstos y las limitaciones activas que resultan de acuerdo al predespacho. En tanto las empresas no informen modificaciones y/o el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realice un redespacho, en la operación en tiempo real el precio queda determinado de acuerdo a lo que indica el despacho vigente para la hora correspondiente.

a) **A Generadores**: Para cada hora, el Precio de Mercado previsto y la máquina térmica o central hidroeléctrica que lo define, y el correspondiente Precio Local cuando su nodo esté previsto desvinculado del Mercado.

b) **A Generadores**: las máquinas generando forzadas por restricciones eléctricas o hidráulicas y las máquinas turbovapor de punta y turbovapor forzadas.

c) **A Generadores**: Los días hábiles el nivel de reserva fría y el precio resultante, y las máquinas previstas en reserva.

d) **A Generadores**: Valor del agua de las centrales hidroeléctricas que no están generando forzadas.

e) **Generadores con máquinas despachadas**: Para cada máquina el programa horario de generación y tipo de combustible previsto y la discriminación de los períodos en que se considera forzada.

f) **A Generadores con máquinas no despachadas**: Para cada una, la indicación de que no resultó despachado y si se la considera en reserva fría.

g) **A Países Interconectados**: Se responderá si se aceptan las ofertas de venta. A las solicitudes de compra, se indicará si es posible suministrar la energía pedida y el precio requerido. En ambos casos, se suministrará el programa de cargas horario previsto para la interconexión.

h) **A Distribuidores**: De existir una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento.

i) **A los agentes que participen en el control de tensión y aporte de reactiva**: Las consignas de tensión en barras y requerimientos particulares de reactiva que difieran de los compromisos acordados.

j) **A todos los agentes**: Las restricciones activas previstas, tanto de Transporte como máquinas forzadas.

k) **A Grandes Usuarios**: De existir una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento indicando los períodos en que se hace uso de su oferta de potencia interrumpible, de existir, y el motivo que lo justifica.

Los Distribuidores contarán hasta las 16.00 hs para acordar modificaciones a su programa de restricciones.

3.3. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, tanto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como los Generadores deberán respetar la programación vigente. De surgir alguna modificación en las condiciones previstas para un Generador, la misma será tenida en cuenta para el redespacho y afectará la definición de precios a partir del momento que la empresa lo notifique al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El despacho vigente se utilizará para la definición de los precios horarios de la energía, la previsión de áreas desvinculadas y sus precios locales, y la reserva fría acordada.

La definición de las máquinas en reserva fría se fija con el predespacho, resultando así una remuneración para la reserva fría programada para cada hora. El precio de la reserva fría no se modifica en la operación real salvo que se realice un redespacho que redefina las máquinas en reserva, pero sí se modificará su composición entre potencia generada y en reserva.

Si una máquina prevista en servicio en el predespacho estando disponible se saca de servicio, se considera que pasa a integrar la reserva incrementándola. Si por el contrario, se debe entrar en servicio una máquina de la reserva fría, en tanto no se realice un redespacho se mantendrá una menor proporción de potencia en reserva fría.

Si alguna máquina de la lista aceptada en reserva fría se ve forzada a entrar en servicio por restricciones de operación, deja de integrar el conjunto en reserva para pasar a ser considerada máquina forzada. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) decidirá si es necesario redespachar la reserva para agregar una nueva máquina. De ser así, el precio de la reserva fría se calculará teniendo en cuenta la incorporación de esta nueva máquina.

Cuando un Generador con contratos en el Mercado a Término resulta despachado por encima de su potencia contratada, venderá la potencia excedente el Mercado Spot al correspondiente precio para la potencia en su nodo.

Cada hora el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el Precio de Mercado con la metodología indicada en el punto 3 del Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS y en las áreas desvinculadas su precio local de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo 26 de LOS PROCEDIMIENTOS. Además, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará para cada hora la lista de las máquinas forzadas discriminando el motivo (a requerimiento de un Distribuidor, por transporte, por requerimientos de punta).

En caso de cambios intempestivos (ej. disparo de una máquina), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar apartamientos temporarios respecto a la programación prevista sin realizar un redespacho, pero respetando las restricciones incluidas por las empresas en la información suministrada para realizar el predespacho que puedan afectar su seguridad, o en caso de centrales hidroeléctricas sus compromisos aguas abajo.

De ser necesaria la entrada de máquinas térmicas, debe primero solicitar la máquina de menor costo en el Mercado. Cuando desaparezca la perturbación, debe volver a la programación original. De mantenerse la anormalidad, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar un redespacho.

Los Generadores deber informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cualquier modificación en su parque térmico, ya sea en la disponibilidad de alguna máquina o en el tipo de combustible que está consumiendo. A los efectos de la operación, el cambio sólo pasará a ser tenido en cuenta a partir de su notificación al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Si una máquina que participa en la regulación de frecuencia tiene una disminución en su potencia máxima operable, debe informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el cual podrá modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación. Si queda imposibilitado de seguir participando en la regulación de frecuencia debe informarlo al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), quien podrá decidir a partir de ese momento pasar a despacharla a máxima potencia.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe ser informado de las indisponibilidades de equipamiento de transporte, como de cualquier apartamiento de lo comprometido con respecto al reactivo por parte de los Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es el responsable de que la configuración de la red se adecue a los requerimientos del despacho vigente. En consecuencia, en cumplimiento de sus funciones, podrá solicitar maniobras sobre el equipamiento del Sistema Interconectado. En todos los casos se considera que un requerimiento del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es de cumplimiento obligatorio por las empresas integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Sin embargo, la seguridad de los equipos y personas involucradas será responsabilidad de las empresas propietarias. Solamente de significar un riesgo para la seguridad de sus instalaciones y/o personas bajo su responsabilidad, la empresa podrá negarse a acatar las instrucciones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El Gran Usuario que oferta parte de su demanda como reserva a ser retirada del Mercado Spot ante déficit y/o emergencias, se compromete, frente a una solicitud del OED de reducir su demanda con la correspondiente justificación, a realizarla hasta no más de su potencia ofertada dentro de los tiempos comprometidos.

Ante emergencias en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que requieran realizar en una o más áreas reducciones operativas de la demanda, el operador del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá solicitar en primer lugar la reducción comprometida de los Grandes Usuarios del área siempre que ello sea operativamente posible. El Gran Usuario podrá rehusarse al pedido en la medida que el preaviso sea con un tiempo inferior al ofertado.

3.3.1. CENTRALES DE BOMBEO

Para optimizar el uso de su energía de oportunidad de la central de bombeo, el OED podrá ir modificando su programa de generación en función de las condiciones reales que se presenten en el Sistema o, de surgir excedentes importantes, ofrecerle bombear.

Por su parte, de acuerdo a la evolución real de precios, la central de bombeo podrá solicitar incorporarse a la demanda del Sistema para bombear, pero el OED podrá no aceptar dicho requerimiento de apartarse en forma significativa del programa tentativo informado, justificando debidamente la no aceptación en función de condiciones en el Sistema.

3.3.2. ASIGNACIÓN DE LA CUOTA DE GAS

El Generador deberá informar las modificaciones significativas que surjan en su disponibilidad de gas respecto de lo previsto o contratado y que afecten su despacho previsto.

Como primera medida, de ser la cuota inferior a la prevista o contratada e insuficiente para todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá pasar a consumir combustibles fósiles en el orden dado por la máquina de menor costo. Si por el contrario la oferta es mayor y sobra gas una vez cubierto el requerimiento de todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá ir pasando a gas natural en el orden dado por la máquina más cara de la central.

Si la modificación en la disponibilidad de gas invalida el despacho óptimo previsto, el OED deberá realizar el correspondiente redespacho.

Si el Generador no consume el combustible disponible del modo óptimo indicado y/o despachado, deberá informar al OED y justificarlo debidamente. De no considerarse el motivo válido, para el cálculo de precios el OED considerará que la máquina está quemando el combustible correspondiente al despacho óptimo (predespacho o redespacho vigente) independientemente de lo que haya hecho el Generador en la realidad.

3.3.3. REDESPACHO

Durante la operación en tiempo real, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar los redespacho que sean necesarios para garantizar que el despacho vigente corresponde a la operación óptima para las condiciones existentes de oferta y demanda, y recalcular los nuevos precios que resultan. Debe realizar un redespacho de presentarse alguna de las siguientes condiciones.

a) Se modifica la demanda o la oferta, vinculada al Mercado o en un área desvinculada según corresponda, prevista en el despacho vigente en una magnitud que resulta significativa para el cálculo del precio de la energía.

b) Se modifica la composición del parque vinculado al Mercado por más de una hora, resultando máquinas térmicas no forzadas generando que no están previstas en el despacho vigente con un precio de nodo inferior a su costo operativo.

Si en condiciones extraordinarias, transitoriamente en una hora resulta una máquina térmica generando que no está en el despacho vigente, será remunerada a costo operativo si su precio de nodo resulta inferior a dicho costo. Dicha condición transitoria se podrá mantener a lo sumo una hora, requiriendo para un período mayor un redespacho y nuevo cálculo de precios por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Cuando el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realiza un redespacho para el resto de un día, debe enviar a cada central sus nuevos programas de carga y consumos de combustibles, junto con los nuevos precios horarios previstos. La información se enviará en forma similar a la indicada para el predespacho. De ser necesario despachar las máquinas que estaban en reserva fría, el ORGANISMO

ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá definir nueva reserva de acuerdo al orden indicado en la lista de mérito del día.

Toda máquina aceptada como reserva fría en el predespacho, será remunerada por su potencia puesta a disposición salvo que quede indisponible o falle al pedirse su entrada en servicio. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no podrá en el redespacho eliminar de la lista, máquinas en reserva definidas en el predespacho, salvo que la máquina quede indisponible.

3.4. RESULTADOS DE LA OPERACIÓN

3.4.1. DETERMINACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS

Antes de las 10:00 hs del primer día hábil siguiente, los agentes deben enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la siguiente información.

- Cada central, Autogenerador y Cogenerador, la energía horaria generada al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).
- Cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario, la energía consumida al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la potencia máxima resultante.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe recopilar dicha información en la Base de Datos de Operación del Mes para su procesamiento.

Antes de las 18:00 hs. el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a cada central, Autogenerador y Cogenerador el precio resultante para cada hora en su nodo, su volumen de venta de energía, y el precio y remuneración correspondiente por reserva fría en el Mercado. Informará además los períodos en que cada máquina de la central se considera forzada y la correspondiente energía.

Para las centrales de bombeo, informará a su vez el volumen de compra de energía y su valorización a los precios horarios en su nodo, precio de la energía más precio de la potencia en su nodo.

3.4.2. INCUMPLIMIENTO DE LAS ORDENES DEL OED

En la operación real, los integrantes del MEM deberán acatar las órdenes del OED. La falta de cumplimiento injustificado dará lugar a multas cuyo monto definirá el S.E.E. en base al perjuicio que ocasione al Sistema.

Junto con la información de la operación, el OED enviará a las empresas su cuestionamiento por incumplimiento de la programación u órdenes del OED. La empresa contará con 24:00 hs contadas a partir de la recepción de dicha información para responder y presentar su justificación. En caso que la empresa no responda dentro del plazo indicado o que el OED considere que la justificación no responde a motivos de seguridad de su equipamiento y/o personal, se elevará a la Secretaría de Energía Eléctrica la queja correspondiente, la solicitud de sanción si se justifica, y la respuesta de la empresa. La Secretaría de Energía Eléctrica decidirá como última instancia sin apelación.

En caso de que una máquina genere por encima de lo solicitado, con una tolerancia del 5%, el OED informará documentadamente la situación al Generador y no reconocerá la remuneración de esta energía (o sea que se le asignará como penalización un precio cero).

Si alguna empresa en la operación no informó en tiempo cambios en su disponibilidad de equipamiento o en el combustible consumido que hubieran afectado su despacho y no justifica debidamente esta demora, el OED podrá elevar a la Secretaría de Energía Eléctrica la queja correspondiente, solicitando la sanción correspondiente. Por su parte, si de la modificación resulta el PM o PL superior al correspondiente a la situación real, el OED corregirá para el período correspondiente los precios e informará a las empresas los motivos del cambio.

3.4.3. CUESTIONAMIENTOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS

Con los resultados de la operación suministrados por el OED, las empresas Generadoras contarán con un plazo de 24 horas después de recibir la información del OED, para cuestionar apartamientos con respecto a su programa de generación previsto, pudiendo solicitar reconocimiento de una programación alternativa. En el caso de centrales hidráulicas con embalse podrán cuestionar si su energía semanal generada resulta con un apartamiento superior al 10% respecto al óptimo previsto, considerando la programación semanal y sucesivos redespachos. Las centrales de bombeo podrán también cuestionar las negativas a sus requerimientos de bombear.

Si el OED demuestra que en el despacho realizado el costo total es inferior al despacho sugerido por la empresa o que los apartamientos se debieron a motivos operativos de seguridad, se considerará que la operación realizada fue la correcta y la empresa deberá acatar el resultado obtenido. De no ser así y no llegar a un acuerdo entre las partes, la empresa podrá elevar su cuestionamiento a la S.E.E.

Las empresas también podrán cuestionar la falta de redespacho, y en consecuencia redefinición de precios vigentes, en el caso de registrarse apartamientos respectos a las hipótesis previstas. Si el OED demuestra que las diferencias no resultan significativas en el precio final, representando una diferencia no mayor que el 5%, se rechazará la queja. De lo contrario y de no surgir acuerdo, la empresa podrá elevar su queja a la S.E.E.

En todos los casos, el OED contará con 24 horas para responder al cuestionamiento. Transcurrido este plazo y de no haber respuesta del OED, el cuestionamiento pasará automáticamente a la S.E.E.

La S.E.E. decidirá en instancia única en base al cuestionamiento planteado y la justificación del OED, si corresponde un resarcimiento y en tal caso, su importe.

3.4.4. CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) emitirá, antes del día CINCO (5) de cada mes, para cada sistema de transporte, un 'Documento de Calidad de Servicio de Transporte Provisorio' (DCSTp), que contendrá la información de las indisponibilidades del equipamiento según los datos recabados por aplicación de lo dispuesto en el punto 5.1.4.1. del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS adecuadamente consolidados. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) notificará inmediatamente el DCSTp a los transportistas, a los usuarios del transporte y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

3.4.5. CUESTIONAMIENTOS DE LOS AGENTES AL DOCUMENTO DE CALIDAD DE SERVICIO DEL TRANSPORTE PROVISORIO (DCSTP)

Los transportistas y los usuarios del transporte, deberán presentar por escrito ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), todas las observaciones que tuvieren a la información contenida en el DCSTp, dentro de los CINCO (5) días corridos contados desde su notificación.

Dentro de los SIETE (7) días corridos contados desde el vencimiento del plazo indicado en el párrafo precedente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) reunirá las observaciones presentadas, las analizará y notificará inmediatamente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dichas observaciones y su análisis.

3.5. REMUNERACIÓN A GENERADORES

Los Generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida al MEM calculada a partir del valor neto entregado, o sea descontando el consumo propio de la central. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que se prestan en el Sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

3.5.1. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA

Cada hora "h", el precio de la energía (PEN) en un nodo “n” depende si dicho nodo está o no en un área desvinculada.

- Si resulta en un área vinculada del Mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el Precio de Mercado (PM) transferido hasta el nodo a través del factor de nodo (FN).

$$PENhn = PMh \times FNhn$$

- Si resulta despachada en un área Desvinculada "a", el precio de nodo se calcula con el Precio Local (PL) del área transferido hasta el nodo a través del correspondiente factor de nodo.

$$PENhn = PLha \times FNhn$$

Cada hora la energía vendida por una máquina al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) se remunera al precio de la energía en el nodo salvo en los siguientes casos:

- Máquina generando forzada a requerimiento de un Distribuidor: Su generación no resulta del despacho sino del cubrimiento de demanda no despachada, tal como se indica en el punto 1 del Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS. Es remunerada a su costo operativo.
- Máquina generando forzada a requerimiento del Transporte: Es remunerada a su costo operativo.
- La energía de una máquina turbovapor de punta (TVP) en las horas fuera de pico de días hábiles en que resulta operando forzada al mínimo técnico, es remunerada al Precio de la Energía de Máquinas Forzadas por Requerimientos de Pico ($FORPI), definido en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS salvo que dicho precio resulte mayor que su costo operativo en cuyo caso es remunerada a su costo operativo.
- La energía de una máquina térmica forzada en las horas que resulta operando forzada al mínimo técnico, es remunerada a su costo operativo;

El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva rotante con que opera el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula para cada hora la remuneración que corresponde a cada Generador por su venta de energía al Mercado Spot. De la integración de estos valores se obtiene la remuneración mensual del Generador por venta de energía al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

3.5.2. REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD REGULANTE.

En el Anexo 23 se indican los procedimientos para la remuneración y despacho de la reserva para regulación de frecuencia.

3.5.3. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

La potencia neta puesta a disposición se calcula descontando de la potencia bruta el consumo por servicios auxiliares. Para el cálculo de la potencia neta operada y la potencia neta puesta a disposición se deben tener en cuenta las restricciones de transporte, de distribución y/o de operación que limiten la potencia firme máxima generable.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica recibe una remuneración base de potencia en función de la simulación de su operación prevista en el año, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS, y/o la asignada como resultado de su participación en las reservas de corto y mediano plazo que provea, conforme lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3.5.3.1. POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN

La potencia generada se remunera al Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD) transferido al nodo a través del Factor de Adaptación (FA) los días hábiles fuera del período de valle. En cada máquina que resulte generando en una hora, incluyendo las máquinas forzadas, se remunera la potencia entregada al Mercado Spot, calculada como la potencia neta operada menos la potencia contratada.

En cada máquina térmica que no resulta despachada a pesar de estar prevista en servicio en el predespacho, se remunera la potencia puesta a disposición siempre que la máquina esté disponible todo el día y arranque al ser requerida.

En los días hábiles fuera del período de valle, se remunera la reserva fría acordada, o sea las máquinas de punta aceptadas en el concurso de reserva fría más las agregadas en los redespachos, al precio resultante del concurso de reserva fría ($PRES), o sea el precio (MW/PPAD) de la máquina más cara en la lista de mérito entre las aceptadas como reserva fría diaria en el predespacho más las que se hayan agregado en los redespachos, trasladado al nodo a través del factor de adaptación. Las máquinas en reserva fría cobran por su potencia neta ofertada en el concurso de reserva fría.

La potencia neta se calcula descontando los servicios auxiliares. Para el cálculo de la potencia neta operada y la potencia neta puesta a disposición se debe tener en cuenta las restricciones de transporte y/o distribución que limiten su potencia máxima generable.

En caso de que en la operación real una máquina en reserva fría al ser convocada no responda (no entre en servicio y alcance su potencia dentro de los tiempos ofertados) perderá la remuneración correspondiente a ese día. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar la entrada de otra máquina de la lista de mérito del día y como consecuencia aumentar el precio de la reserva para ese día. En caso de que ésta no pueda entrar en servicio, no será penalizada si no estaba comprometida como reserva fría para ese día. En ningún caso el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá bajar el precio de la reserva por debajo del valor definido en el predespacho.

Toda falla en la entrada de una máquina en reserva afectará negativamente sus posibilidades futuras, desplazándola al final de la lista de orden de mérito si se ofrece nuevamente como reserva. Si se repite la falla en el cumplimiento de su compromiso de reserva tres veces en el transcurso de dos meses, se le aplicará una penalización mayor: no podrá presentarse al concurso de reserva fría durante los siguientes seis meses. En el Anexo 15 se adjunta la correspondiente reglamentación.

3.5.3.2. POTENCIA BASE

Cada mes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar la potencia vendida por cada máquina (VENDEPBASq) al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) con la metodología establecida en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La remuneración por potencia base en reserva de una máquina (REMPBAS) se determina multiplicando la potencia base en reserva mensual que vende por el Precio de la Potencia en el Nodo por el número total de horas fuera de valle de día hábil del mes.

$$\mathbf{REMBASq = VENDEPBASq \times (\$PPAD \times FAq) \times NHFVMES}$$

siendo:

$PPAD: Precio de la Potencia en el Mercado.

FAq: Factor de Adaptación.

NHFVMES: número de horas fuera de valle de días hábiles del mes.

3.5.4. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

En el Anexo 4 se describen los criterios según los cuales se realizan pagos por potencia reactiva.

Los Generadores que por cualquier motivo no pongan a disposición la potencia reactiva solicitada por el OED de acuerdo a lo establecido en los compromisos de suministro, que estarán dentro de las posibilidades de la máquina según su Curva de Capacidad P/Q declarada, deberán abonar una penalización. Si dicho incumplimiento fue informado en la programación estacional (limitación prolongada) la penalización se pagará como un cargo fijo mensual. Si el incumplimiento fue informado en la programación semanal o diaria (limitación transitoria) se aplicará una penalización por hora. De haberse reemplazado con suministro adicional de reactivo de otra empresa, a la misma le será abonado el cargo o penalización correspondiente.

3.6. REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE

En la operación en tiempo real se hará el seguimiento y consolidación de la información relevante para la remuneración de los Transportadores, en un todo de acuerdo con lo descripto en los Anexos 18 y 19 correspondientes al Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal respectivamente.

3.7. ARRANQUE Y PARADA DE MAQUINAS

Los arranques de turbinas de vapor o centrales nucleares solicitadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) serán remunerados cuando su parada anterior también haya sido ordenada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). La remuneración correspondiente se calcula de acuerdo a lo indicado en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Por cada parada no programada de una máquina turbovapor o nuclear, o sea que no es solicitada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ni corresponde a una salida por mantenimiento programado o correctivo en días u horas no hábiles, se descontará al Generador una suma correspondiente al costo de arranque de UNA (1) máquina turbovapor sustitutiva de módulo equivalente. Sin embargo, este

descuento no se hará efectivo si la máquina entrara nuevamente en servicio dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) horas para el caso de unidades turbovapor o de SESENTA (60) horas para unidades nucleares.

3.8. AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN

Los Autogeneradores y Cogeneradores pertenecientes al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA podrán vender, y los Autogeneradores comprar, al precio que resulta en el Mercado de una manera similar a los otros agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, debiendo suministrar la información necesaria dentro de los plazos indicados para su programación (estacional, semanal y diaria). La metodología a utilizar se explicita en el Anexo 12.

3.9. EMPRESAS NO RECONOCIDAS COMO AGENTES DEL MEM

Todo pedido de compra/venta en el MEM de una empresa no perteneciente al MEM deberá ser solicitada dentro de los plazos indicados en la programación semanal y diaria. Cuando se solicite comprar en el Mercado Spot, el OED accederá en la medida de que exista energía disponible. Esta demanda adicional no modificará los precios. El precio de venta quedará fijado de acuerdo a la disponibilidad de Generación en el Sistema.

a) La energía correspondiente a excedentes hidráulicos se venderá al PM.

b) La energía térmica-nuclear se venderá pagando los sobreprecios de las incorporaciones que origina en el despacho esta nueva demanda.

c) La energía hidráulica embalsada se venderá al CENS fijado para el período.

CAPITULO 4: MERCADO A TERMINO

El Mercado Spot dispone de una calidad y seguridad de suministro definida a partir de las reservas base de potencia y de las reservas de corto y mediano plazo que deben abonar todas las demandas no interrumpibles.

En el Mercado a Término del MEM se pueden pactar contratos de energía para fijar y/o estabilizar el precio, o de disponibilidad de potencia para contar con una garantía adicional a las reservas del sistema establecidas en el Mercado Spot. Conjugando ambos objetivos, se pueden pactar contratos de abastecimiento que permitan disponer un cubrimiento de precios y el respaldo de potencia, para una demanda.

Las empresas de otros países pueden suscribir contratos en el Mercado a Término con Agentes y Comercializadores del MEM. A su vez, los Agentes y Comercializadores del MEM pueden suscribir contratos en el Mercado a Término con empresas de otros países. Las condiciones, requisitos y funcionamiento de estos contratos se debe ajustar a lo indicado en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En las disposiciones sobre Contratos toda referencia al Generador o Agente Productor se refiere al vendedor dentro del contrato y tal vendedor puede ser un Generador o un Cogenerador o un Autogenerador en su función de productor o un Comercializador que comercialice generación, salvo que se indique en forma explícita condiciones específicas para alguno de ellos en particular. A su vez, toda referencia al Distribuidor o Gran Usuario o Agente Consumidor debe entenderse aplicable al comprador dentro del contrato y tal comprador puede ser un Distribuidor o un Gran Usuario o un Autogenerador en su función de consumidor o un Comercializador que comercialice demanda, o en el caso de los Contratos de Disponibilidad de Potencia en que el comprador también puede ser un Generador, o Cogenerador, salvo que se indique explícitamente condiciones específicas para alguno de ellos en particular.

4.1. CARACTERISTICAS GENERALES

4.1.1. REQUISITOS

En todos los casos, para considerar que un contrato pertenece al Mercado a Término del MEM, requiere cumplir los requisitos que se establecen en LOS PROCEDIMIENTOS. En particular, los contratos de importación y exportación deben cumplir lo establecido en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Un contrato del Mercado a Término no puede afectar el despacho económico del MEM, o sea no puede establecer una relación física que obliga a generar con una máquina o central en particular independientemente de su competitividad en el despacho.

No son contratos del Mercado a Término aquellos cuya operatoria altera o impide la satisfacción de los criterios de formación del Precio SPOT contenidos la Ley 24.065 y su reglamentación.

El OED supervisará el cumplimiento de los requisitos exigidos.

4.1.2. PARTES

Ser parte en un contrato del Mercado a Término implica operar en el Mercado Spot para transar los saldos, las partes deberán ser Agentes o Participantes autorizados en el MEM. En consecuencia, en el Mercado a Término del MEM existen:

- contratos internos: en que las partes son Agentes o Comercializadores del MEM;
- contratos externos: entre Agentes o Comercializadores del MEM y empresas de un país interconectado.

Una empresa Generadora del Estado Nacional o una central que es comercializada por una empresa del Estado Nacional no podrá suscribir contratos del Mercado a Término.

Salvo las restricciones definidas en la Ley 24.065 y dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, los Generadores del MEM podrán suscribir contratos del Mercado a Término con agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores u otros Generadores) o Comercializadores pactando condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes, y contratos de exportación con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores de otros países.

Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, un Cogenerador podrá vender sus excedentes por Contratos de Abastecimiento y contratos de disponibilidad de potencia en el Mercado a Término con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM o por contratos de exportación.

Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, un Autogenerador podrá vender sus excedentes por Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término a Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM, o comprar por Contratos de Abastecimiento de un Generador o Comercializador del MEM. Durante los períodos en que esté en vigencia uno o más Contratos de Abastecimiento en que un Autogenerador es la parte compradora, no podrá suscribir contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora. Un Autogenerador no podrá suscribir, como vendedor, Contratos de Disponibilidad de Potencia.

Una empresa de otro país podrá suscribir Contratos de importación y exportación si cumplen las condiciones indicadas en los Anexos 30 y 31 de LOS PROCEDIMIENTOS.

4.1.3. INFORMACION

Los contratos serán de conocimiento público en cuanto a precios y a la información requerida para su administración dentro del MEM. Dichos datos e información deberán ser entregados al OED, de acuerdo al formato que establezca para ello el denominado "Formato de Datos de Contratos". A los efectos de agilizar el intercambio de información y su procesamiento, el formato se establecerá en un medio para ingresar directamente al sistema informático.

Los datos a suministrar en el formato que defina el OED deberán incluir:

- Identificación de las partes y la declaración jurada de que reconocen como válida la información suministrada en el Formato.
- Plazo de vigencia.
- Condiciones de renovación y rescisión.
- Los precios.
- La información necesaria para su administración, de acuerdo al tipo de contrato y lo que se establece en LOS PROCEDIMIENTOS.

Opcional y sólo para contratos internos: Identificación de cómo se repartirán entre las partes el pago de los Cargos de Transporte y otros servicios del MEM del contratante. A los contratos internos que no suministren esta información se aplicarán los criterios generales que se definen en este capítulo de LOS PROCEDIMIENTOS. En ningún caso el acuerdo que hagan las partes será oponible a CAMMESA o al resto de los actores del MEM que no sean parte en el acuerdo para liberar la responsabilidad de pago que según las normas generales de remuneración del transporte y otros servicios en el MEM tiene cada parte.

La información necesaria para demostrar que se cumplen los requisitos y restricciones indicados en LOS PROCEDIMIENTOS.

El suministro al OED de la información de un contrato, incluyendo el Formato de Datos de Contratos, es obligación de la parte vendedora de tratarse de un contrato interno o de la parte local de tratarse de un contrato externo.

4.1.4. AUTORIZACION

Al recibir la información de un contrato a través del Formato de Datos de Contratos, el OED debe verificar el cumplimiento de los requisitos vigentes para su autorización como contrato perteneciente al Mercado a Término, de acuerdo a lo que establecen LOS PROCEDIMIENTOS.

El OED debe notificar la autorización o rechazo de un contrato a la parte que requirió su autorización.

Cuando la autorización o rechazo del contrato no resulte clara para el OED por advertir una posible incompatibilidad con los principios de la Ley 24.065 y sus reglamentaciones podrá elevar el caso a la Secretaría de Energía para que le instruya sobre la autorización o rechazo del Contrato. De verificar el OED que la información suministrada para un contrato es incorrecta o que se vulnera alguna restricción o requisito establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, notificará que el contrato no se acepta como perteneciente al Mercado a Término, indicando el motivo que lo justifica.

Si el Formato fue suministrado con la anticipación que se indica en LOS PROCEDIMIENTOS y para la fecha de entrada en vigencia el OED no ha notificado su rechazo, el OED y las partes deberán considerar que el contrato tiene una autorización condicional y, a los efectos de su administración en el MEM, recibirá el mismo tratamiento que un contrato autorizado como perteneciente al Mercado a Término. Si posteriormente el OED informa su rechazo, con el motivo que lo justifica, el contrato se considera que se mantiene vigente hasta:

- TREINTA (30) días después a la fecha en que se informó el rechazo, o su finalización, lo que ocurra primero, de tratarse de un Contrato de Energía o de Abastecimiento;
- SIETE (7) días después a la fecha en que se informó el rechazo, o su finalización, lo que ocurra primero, de tratarse de un Contrato de Disponibilidad de Potencia.

Si el Formato no fue suministrado con la anticipación que se indica en LOS PROCEDIMIENTOS, no podrá entrar en vigencia hasta que el OED notifique su autorización como perteneciente al Mercado a Término.

De rescindirse un contrato, será obligación de las partes de tratarse de un contrato interno, o de la parte local de tratarse de un contrato externo, notificar inmediatamente al OED. Dicha rescisión será tenida en cuenta en el cálculo de las transacciones económicas dentro del MEM a partir del primer día hábil posterior a la notificación de su cancelación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá adjuntar un listado de los contratos previstos vigentes. En el Informe Mensual el OED deberá adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o se hayan modificado en el mes. Junto con los resultados de la Programación Semanal, el OED deberá adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o finalizado o han sido modificados en la semana programada.

Ante situaciones como las descritas en el punto 4.1.1. del presente Capítulo, en relación con la formación del Precio Estacional, el OED deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de un plazo máximo de SETENTA Y DOS (72) horas de detectado el incumplimiento a efectos de que se expida al respecto.

4.2. VINCULACION CON EL MEM

En caso que, dado los puntos de entrada/salida al MEM de las partes, un contrato del Mercado a Término requiera el uso de un Sistema de Distribución, deberá convenir con el correspondiente Distribuidor el costo del transporte por el uso de la parte de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra/venta en el MEM, dentro del marco de libre acceso establecido en la Ley Nº 24.065. Los Distribuidores del MEM comprometen el libre acceso a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

El Agente o Comercializador que requiera la prestación por parte de un Distribuidor de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) para vender o comprar a un tercero mediante contratos del Mercado a Término, presentará su solicitud al Distribuidor correspondiente. Dentro de un plazo de QUINCE (15) días las partes deberán llegar a un acuerdo sobre las condiciones técnico-económicas por el uso de sus instalaciones de Distribución para transportar la energía contratada. En caso de no llegar a un acuerdo dentro del plazo indicado sobre las condiciones de uso o la tarifa correspondiente, se deberá recurrir a la SECRETARIA DE ENERGIA quien, dentro de los QUINCE (15) días, definirá las condiciones de prestación del servicio disponiendo la aplicación al caso de los Anexos 27 ó 28 o sus normas complementarias (Resolución SE N° 428/98) con el objetivo fundamental de garantizar el libre acceso al MEM.

4.3. SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL MEM

En el contrato se especificará el o los puntos de intercambio del MEM: punto o puntos de entrega del vendedor y puntos dónde se considera recibiendo la energía el comprador. En caso de contratos de importación el punto de intercambio del vendedor debe ser un nodo frontera, y en caso de contratos de exportación el punto de intercambio del comprador debe ser un nodo frontera.

Los cargos por el servicio de Transporte en el MEM resultan de la metodología vigente y no dependen de la existencia de contratos. Los cargos fijos por Transporte de cada agente o participante del MEM serán los indicados en la Programación Estacional vigente, y resultarán de su ubicación y uso previsto de la red, independientemente de los contratos que suscriban.

Mensualmente, el cargo variable del Transporte correspondiente a un contrato será calculado por el OED en base a la energía y/o potencia efectivamente entregada, y la energía y/o potencia efectivamente tomada

dentro de los niveles del contrato, y afectándola de los precios correspondientes para cada uno de los nodos de recepción y de entrega.

A los efectos de determinar la remuneración variable del Transporte que se hacen cargo las partes de un contrato del Mercado a Término, el OED deberá considerar el siguiente criterio y metodología:

- La transacción contractual de energía y/o potencia se realiza en un punto, denominado nodo de referencia para el Transporte con un precio definido en ese punto. El nodo de referencia del Transporte es el nodo Mercado, salvo para contratos de importación o exportación en que es el correspondiente nodo frontera.
- El precio se acuerda en dicho punto, nodo de referencia para el Transporte.
- El vendedor se hace cargo del servicio de transporte para llevar su energía desde su nodo hasta el nodo de referencia para el Transporte. En consecuencia, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que entrega al contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.
- El comprador se hace cargo del servicio de Transporte para llevar la energía del nodo de referencia para el Transporte hasta su nodo de compra. En consecuencia, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que recibe del contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.
- En un contrato interno, las partes podrán acordar cómo se repartirán el pago del servicio de Transporte e informar al OED en el correspondiente Formato de Datos de Contratos. De no suministrar esta información, para las transacciones económicas del MEM el OED adjudicará a cada parte del contrato:
- el cargo variable del transporte que corresponde a transmitir la energía y potencia entre su nodo de conexión y el nodo de referencia para el Transporte;
- el cargo fijo de Transporte que resulta de la Programación Estacional vigente.

De requerir un criterio de asignación distinto, en el Formato de Datos de Contratos se deberá suministrar la siguiente información adicional:

- El nodo de referencia del contrato, entendiéndose que la parte vendedora se hace cargo de la remuneración variable del Transporte entre su nodo de conexión y el nodo de referencia del contrato y la parte compradora entre el nodo de referencia del contrato y su nodo de conexión.
- El porcentaje, que puede ser CERO (0), del costo fijo de transporte de la parte compradora que se hará cargo la parte vendedora.
- El porcentaje, que puede ser CERO (0), del costo fijo de transporte de la parte vendedora que se hará cargo la parte compradora.

Para los contratos internos que establezcan un criterio de asignación de costos del servicio de Transporte, en las transacciones económicas del MEM el OED deberá tenerlo en cuenta y asignar a cada parte del contrato los cargos de Transporte que correspondan. En ningún caso el acuerdo que hagan las partes será oponible contra CAMMESA o el resto de los actores del MEM que no sean parte en el acuerdo para liberar la responsabilidad de pago que según las normas generales de remuneración del transporte en el MEM tiene cada parte del Contrato.

Las partes al convenir un contrato deberán tener en cuenta que el mismo no incluye el riesgo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro ofrecida por el vendedor en un contrato sólo se referirá a su respaldo de generación, o sea a la disponibilidad en sus máquinas de la potencia contratada, excluyendo al Sistema de Transmisión y/o Distribución y las restricciones que puedan surgir en el mismo que no permitan hacer llegar la energía contratada hasta el correspondiente comprador. En consecuencia, ambas partes deberán haber analizado la calidad del vínculo que los conecta entre sí y/o con el Mercado.

4.4. OBLIGACIONES DE LOS GRANDES USUARIOS.

4.4.1. REQUISITOS DE CONTRATACIÓN.

Los Grandes Usuarios tendrán los siguientes requisitos de contratación:

GUMA: Deberá contar al comienzo de cada mes con contratos que cubran por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista.

GUME: Deberá contar con contratos de duración de uno o más períodos estacionales que cubran el CIEN POR CIENTO (100%) de su demanda.

GUPA: Deberá contar con contratos de duración de dos o más períodos estacionales que cubran el CIEN POR CIENTO (100%) de su demanda.

El agente que es la parte vendedora deberá informar al OED del Contrato, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor de 15 días hábiles antes de la fecha de comienzo prevista.

4.4.2. DEPÓSITO DE GARANTÍA.

Todo Gran Usuario Mayor y Autogenerador, en su función de consumidor, que no hayan cumplido sus obligaciones con el Mercado, dentro de los plazos de vencimiento de facturación especificados, al menos una vez dentro de un período de análisis de los SEIS (6) meses móviles consecutivos anteriores con intereses y/o morosidad facturada, deberá efectuar un Depósito de Garantía.

Cuando este incumplimiento corresponda exclusivamente a diferencias de conciliaciones fiscales canceladas antes del tercer día hábil de haberse realizado la comunicación del OED, no se lo computará a los efectos de lo dispuesto en el párrafo precedente.

El OED determinará los montos mínimos a considerar en el cómputo de incumplimientos en el Procedimiento Técnico correspondiente.

El monto del Depósito de Garantía se determinará como el monto neto de los débitos y créditos de los últimos TRES (3) meses móviles, incluido el mes en que se realiza el análisis de morosidad, remitidos al Agente por el OED, incluyendo impuestos e intereses. Los Depósitos de Garantías deberán tener una vigencia mínima de SEIS (6) meses.

Cada mes, antes de los TRES (3) días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento de la facturación, el OED evaluará la condición de cumplimiento de los Agentes Consumidores mencionados, identificando a aquellos que deben efectuar el Depósito de Garantía correspondiente.

El Depósito de Garantía debe ser integrado, a satisfacción del OED, dentro de los DIEZ (10) días corridos posteriores a la identificación de los obligados, en alguna de las siguientes formas:

- Dinero en efectivo. En los casos en que el Agente opte por entregar dinero en efectivo como depósito de garantía, deberá expresar formalmente su acuerdo para que CAMMESA coloque dicho monto a plazo fijo en los bancos con los que opera normalmente y acredite los respectivos intereses al mismo Depósito.
- Carta de Crédito "stand by" irrevocable otorgada por un Banco de primera línea
- Fianza o aval bancario.

Cuando se trate de ingresos de nuevos Grandes Usuarios Mayores o Autogeneradores en su función de Consumidores, se requerirá garantía por la facturación prevista del OED para los siguientes TRES (3) meses a partir del inicio de sus operaciones en el MEM. En los casos en que el ingresante sea una empresa ya habilitada como Gran Usuario Mayor o Autogenerador en su función de consumidor y solicite una nueva habilitación como Agente, por un nuevo punto de vinculación con el Sistema Eléctrico, en calidad de Gran Usuario Mayor o Autogenerador en su función de Consumidor en el MEM, sólo se requerirá el depósito de garantía si la empresa registra morosidad por tal otro punto en los términos previstos en la presente norma.

Al presentarse el Formato de Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Demanda ante el OED, éste verificará si su titular debe efectuar el Depósito. En el caso de que deba hacerlo, dentro de los QUINCE (15) días hábiles de presentada la documentación mencionada, el OED informará al titular del suministro ingresante el importe aproximado de la Garantía a constituir.

Al notificar el OED al titular del nuevo suministro la Autorización de ingreso que emite la Secretaría de Energía, le informará también el monto a constituir como Depósito, debiendo su titular efectuarlo a más tardar DIEZ (10) días hábiles antes del comienzo de sus operaciones en el MEM.

El OED no administrará contratos o acuerdos, ni considerará transacción comercial alguna en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) del titular del nuevo suministro que, debiendo hacerlo conforme la presente norma, no haya efectuado el Depósito de Garantía. El OED notificará de la pérdida de su condición de Agente del MEM al Gran Usuario o Autogenerador involucrados, al Prestador de la Función Técnica de Transporte (FTT), al Generador o Comercializador con el cual hubiere suscrito Contratos de Disponibilidad

de Potencia, de Energía, de Abastecimiento y/o Acuerdo de Comercialización de Demanda, a la SECRETARIA DE ENERGIA y al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

El Gran Usuario Mayor y Autogenerador, en su función de consumidor, con Depósito de Garantía vigente deberá adecuar los montos del Depósito de Garantía si se verifica una variación de más del QUINCE POR CIENTO (15%) en el monto depositado, dentro de los QUINCE (15) días corridos luego de ser notificado por el OED.

El Depósito de Garantía debe mantenerse vigente aún con posterioridad al cese de la actuación del agente como Gran Usuario Mayor o Autogenerador del MEM, en tanto no se finalice el cobro y pago de las transacciones correspondientes al último mes de pertenencia y previo descuento de los recargos e intereses correspondientes.

Cuando un Gran Usuario Mayor o Autogenerador, en su función de consumidor, incumpla sus pagos en las transacciones económicas del Mercado, el OED utilizará su Depósito de Garantía para cubrir la deuda impaga, que incluye los impuestos, recargos e intereses correspondientes. Si el monto en dicho depósito es suficiente para cubrir la totalidad de la deuda, el OED debe retirar el total del monto adeudado. Por el contrario, de resultar insuficiente, el OED debe retirar la totalidad del depósito, resultando el GUMA o Autogenerador moroso por el monto faltante.

Cuando se utiliza el Depósito de Garantía en forma parcial o total para saldar la deuda con el Mercado, el Consumidor involucrado deberá, dentro de un plazo no mayor de QUINCE (15) días corridos, reponer íntegramente a su Depósito de Garantía los fondos retirados.

En caso que un Gran Usuario Mayor o Autogenerador que conforme el presente punto deba tener constituido íntegro y vigente el Depósito de Garantía requerido, incumpla dicha obligación, o no reponga el fondo utilizado para saldar sus deudas con el Mercado dentro de los plazos indicados, pierde automáticamente su habilitación como Agente del Mercado y el OED debe considerar que esa demanda se integra a la del Distribuidor del área donde opera.

En los casos descriptos en el párrafo precedente el OED notificará la situación producida al sujeto incumplidor, al Prestador de la Función Técnica de Transporte, al Generador o Comercializador con el cual hubiere suscrito el Contrato de Disponibilidad, de Abastecimiento o acuerdo de comercialización de demanda, a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENRE.

4.5. TIPOS DE CONTRATOS EN EL MERCADO A TERMINO

En el Mercado a Término se podrán pactar distintos tipos de contrato de acuerdo al compromiso requerido:

a) Contratos de Disponibilidad de Potencia: Se compromete la disponibilidad de potencia de máquinas de un Generador como respaldo para ser convocada por el agente contratante. El compromiso se establece a nivel de potencia y deberá ser cubierto por el Generador contratado como respaldo con las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente que es la parte compradora, en el caso de ser convocada. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía que esté generando el Generador que tiene comprometida su Disponibilidad cuando sea convocado por su contratante. Las partes deberán analizar la calidad de la red de transporte que los vincula, a fin de evaluar si es posible transmitir esa potencia contratada. Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia con diferente prioridad, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la condición de convocatoria.

b) Contratos de Abastecimiento: Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. El vendedor garantiza con sus máquinas la entrega de esa energía. Además las partes deberán verificar que el nodo de compra tiene una vinculación con la red de transporte que permita transmitir en condiciones normales esa demanda contratada. El vendedor se podrá respaldar contratando disponibilidad de potencia como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.

c) Contratos de Potencia Firme: Se compromete una potencia firme en un nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora (contratos de importación y exportación), o en un nodo dentro de una Ampliación Firme por Peaje en que se conecta un agente al MEM. Sus condiciones, requisitos y modo de implementación se definen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

d) Contrato de Energía: Se compromete la venta de energía a una demanda con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. La garantía de abastecimiento de este tipo de contrato es sólo la oferta del Mercado Spot en el nodo de compra del contratante.

Para la administración de las transacciones en el Mercado Spot, con el cálculo de los saldos que se compran y venden, como así también el cálculo de las limitaciones a la máxima energía y potencia contratable, el Contrato de Potencia Firme y el Contrato de Energía debe ser tratado como un Contrato de Abastecimiento, salvo que se explicite lo contrario. En ese sentido, la referencia al Distribuidor o Gran Usuario, para un contrato de exportación debe entenderse como un Distribuidor o un consumidor de otro país o un Comercializador y para un contrato de importación, la referencia a un Generador debe entenderse como un productor de otro país o un Comercializador.

Con referencia a lo previsto en los puntos "3.1.3.1. Previsión de Restricciones a la Demanda" y "3.2.3.4. Programación de Restricciones al Abastecimiento" del "Capítulo 3. MERCADO DE PRECIOS HORARIOS" de LOS PROCEDIMIENTOS, cuando se define Demanda Contratada o Potencia Contratada, se refiere a aquella respaldada con Contratos de Disponibilidad de Potencia, de Abastecimiento y/o de Potencia Firme.

4.5.1. CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

4.5.1.1. OBJETO

Los Contratos de Disponibilidad de Potencia permiten acordar una oferta de potencia puesta a disposición en una o más máquinas de un Generador que es la parte vendedora, para ser convocada por el agente que es la parte compradora en condiciones definidas en el contrato (por ejemplo déficit en el MEM) para el cubrimiento de requerimientos propios. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer a la parte compradora.

Este tipo de contratos, entre otras cuestiones, permite:

- a los Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot y/o cubrirse del riesgo del Transporte contando con un respaldo de máquinas ubicadas en la misma área que la demanda que contrata;
- a los Distribuidores acotar el precio de su energía, y/o su riesgo de falla particularmente en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión, pudiendo así contar con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación;
- a los Grandes Usuarios, acotar el precio de su energía, y/o garantizar la continuidad de procesos industriales con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación.

4.5.1.2. CARACTERISTICAS GENERALES Y RESTRICCIONES

La parte vendedora toma el compromiso de poner a disposición de la parte compradora la potencia contratada. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la potencia contratada, independientemente que sea o no convocada, y un pago por la energía que entregue al contrato cada vez que resulte convocada por la parte compradora.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la disponibilidad de la potencia contratada, independientemente de que la requiera o no, y pagar por la energía que ésta genere cada vez que la convoque. A cambio de ello, el comprador obtiene el derecho que la energía generada por la potencia contratada cada vez que la convoque sea considerada como generación propia, de ser un Generador, o disminuir su demanda propia, de ser un agente Consumidor.

Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la cláusula de convocatoria de cada uno de ellos en función del riesgo que está cubriendo la parte compradora (control de tensión, calidad y/o seguridad de área, déficit en el Mercado, indisponibilidad de máquinas, etc.).

El compromiso de potencia se considera establecido específicamente con las máquinas indicadas en el contrato y el Generador vendedor cobrará cada mes el correspondiente cargo por su potencia puesta a disposición dentro del contrato, sea o no convocada, conforme la fórmula de precios y penalidades definidas en el contrato y en la medida que satisfaga la disponibilidad comprometida. Cuando resulte convocada por el contrato, dentro del contrato cobrará además por la energía generada.

Un Generador podrá poner a disposición más de una vez su potencia disponible siempre que especifique para los diferentes compromisos, distintas prioridades y, a su vez, convocatorias independientes unas de otras, cubriendo distintos sucesos y/o riesgos que pudieran ocurrir en el MEM.

Conforme ello, deberá entenderse que, para una determinada unidad generadora, un Contrato de Disponibilidad de Potencia definido como de máxima prioridad tiene la misma preferencia que los Contratos de Abastecimiento y de Potencia Firme, a menos que en alguno de estos últimos se especifique explícitamente lo contrario.

4.5.1.3. PARTES

Podrán vender por Contratos de Disponibilidad de Potencia los Generadores Térmicos e Hidroeléctricos y Cogeneradores del MEM, a otros Agentes del MEM. Los Autogeneradores del MEM no podrán ofertar estos contratos.

Los compradores podrán ser un Distribuidor, Gran Usuario o cualquier Agente Consumidor del MEM como también un Agente Generador que requiera la Disponibilidad de Potencia como respaldo.

4.5.1.4. PLAZOS

El período de vigencia de un Contrato de Disponibilidad de Potencia debe ser definido por un plazo de UNA (1) o más semanas, entendiéndose como comienzo y fin de una semana los días que se utilizan en el MEM para la Programación Semanal, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso será de DOS (2) o más Períodos Trimestrales.

El agente que es la parte vendedora deberá informar del Contrato al OED, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor que los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Semanal de la semana en que entrará en vigencia el Contrato de Disponibilidad de Potencia, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso se deberá suministrar junto con la información para la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

4.5.1.5. INFORMACION A SUMINISTRAR

Para su autorización y administración en el MEM, el Generador que es la parte vendedora deberá suministrar al OED, dentro de los plazos estipulados, la información de cada contrato de Disponibilidad de Potencia que acuerde así como cualquier modificación a la misma. La información a suministrar para la administración de un Contrato de Disponibilidad de Potencia es:

- Identificación del Generador Térmico, Hidroeléctrico o Cogenerador que es la parte vendedora.
- Identificación del Generador Térmico, Hidroeléctrico, Cogenerador, Autogenerador, Distribuidor o Gran Usuario que es la parte compradora, indicando que avala la validez de la información presentada.
- El período de vigencia y condiciones de rescisión y de renovación.
- La identificación de la o las máquinas del Generador Térmico o Cogenerador vendedor comprometidas como Disponibilidad de Potencia. Los Generadores Hidroeléctricos respaldarán su Disponibilidad de Potencia con la Central Hidroeléctrica correspondiente.
- Identificación del nodo de compra del Demandante en el cual se concreta la operación de venta del contrato. Si el contratante es un Distribuidor, y compra en su nodo, el nodo de compra será el nodo promedio ponderado equivalente de éste.
- La potencia comprometida en cada una de las máquinas térmicas o la Central Hidroeléctrica (PDIS), según corresponda, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- La fórmula de pago ($/MW) por dicha capacidad puesta a disposición, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- Una condición para su convocatoria, entre las previstas en el presente Capítulo, a partir de la cual se considerará que la unidad generadora, si resulta despachada, estará generando para su contrato de Disponibilidad de Potencia hasta el valor comprometido.
- La prioridad de cubrimiento del contrato si la máquina tiene más de un Contrato de Disponibilidad de Potencia.

- La fórmula de pago por la energía generada cuando la capacidad contratada es convocada a producir.
- Las condiciones en que se aplicarán penalizaciones por no estar disponible la potencia comprometida, de existir, y las fórmulas de penalidades.
- De existir, el acuerdo explícito de Las Partes para que el Oferente asuma el posible crédito por la venta de excedentes de energía del contrato correspondiente al Contratante en el Mercado Spot. Esto implica que el Oferente, al facturar la energía dentro del contrato, deberá facturar sólo el valor neto de la energía entregada.

En la Programación Estacional, Reprogramación Trimestral e Informe Mensual el OED deberá incluir el listado de los Contratos de Disponibilidad de Potencia vigentes, indicando máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas, potencia comprometida y condiciones de convocatoria.

Junto con la Programación Semanal el OED deberá indicar el listado de los Contratos de Disponibilidad de Potencia vigentes que ingresen en la semana y los que se hayan modificado en dicho período, junto con el valor de potencia comprometida y condiciones de convocatoria.

4.5.1.6. CONDICIONES DE CONVOCATORIA

Se considera que un Contrato de Disponibilidad de Potencia está convocado y, por lo tanto, la energía que genera la potencia comprometida se entrega a la parte compradora, si se cumple la condición técnica de convocatoria definida en el Contrato.

Para aquellos contratos de Disponibilidad de Potencia no definidos como de máxima prioridad, su convocatoria y cumplimiento estará supeditada a que no exista una convocatoria activa de mayor prioridad.

El requisito sustancial a cumplir por la condición de convocatoria de un Contrato de Disponibilidad de Potencia es que el OED pueda establecer antes del comienzo de cada intervalo Spot si el Contrato ha sido o no convocado y que existan sólo razones técnicas para su convocatoria. A modo de ejemplo se indican algunas de las posibles condiciones técnicas que se podrán establecer como convocatoria:

- Déficit programado.
- Indisponibilidad de una o más máquinas.
- Restricciones de Transporte.
- Calidad y/o Seguridad de suministro en un Área.

4.5.1.7. ADMINISTRACION EN EL MEM

Una máquina térmica o Central Hidroeléctrica con Contrato de Disponibilidad de Potencia solamente generará en la medida que resulte despachada por el OED.

Estando despachada, la energía generada sólo será considerada como generación propia en las transacciones en el Mercado Spot del Generador que es la parte vendedora en la medida que no sea convocada por su contrato de Disponibilidad de Potencia.

Estando despachada, si es convocada por el contrato de acuerdo a las condiciones contratadas, la energía generada se asigna a la parte compradora hasta la potencia comprometida.

4.5.2. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

4.5.2.1. CARACTERISTICAS GENERALES

La parte vendedora toma el compromiso de entregar a la parte compradora una curva de energía potencia por intervalo Spot, aunque no necesariamente con generación de sus máquinas, y compromete la potencia de sus máquinas para respaldar esa venta. Además, el comprador deberá analizar la calidad del vínculo de transporte del nodo al cual está conectado, a fin de verificar que se pueda transmitir el nivel de potencia contratada.

A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la energía contratada, en la medida que cumpla el compromiso de entrega y un pago por la disponibilidad de potencia de sus máquinas comprometidas en el contrato.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la energía, independientemente de que la requiera o no, y por la disponibilidad de potencia que respalda su contrato. A cambio de ello, dicha potencia y energía pasa a ser considerada como dedicada al cubrimiento de su demanda, en la medida que la parte compradora tenga la disponibilidad necesaria, y adquiere el derecho de vender sobrantes de energía y potencia en el Mercado Spot.

Opcionalmente, la parte vendedora podrá tomar el compromiso de cubrir parte o la totalidad del Cargo por Reserva y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.

4.5.2.2. ALCANCE DEL COMPROMISO

El compromiso de abastecimiento de energía deberá indicarse de forma tal que sea administrable, entendiéndose como tal que antes del comienzo de cada intervalo Spot el OED pueda determinar el intercambio contractual previsto y al finalizar cada intervalo Spot pueda determinar el intercambio real.

A modo de ejemplo, se indican algunos tipos de compromisos de abastecimiento que se pueden establecer:

- Una curva por intervalo Spot a abastecer durante la vigencia del contrato, expresada como valores de potencia por intervalo Spot (PABAST). En este caso, de ser el comprador un Distribuidor, la potencia media comprometida por banda horaria para días hábiles no podrá ser inferior a la media comprometida para la misma banda horaria en días sábados o días domingos o días feriados.
- Un compromiso de abastecimiento durante la vigencia del contrato, expresado como un porcentaje por banda horaria "b" de la demanda (real o prevista) por intervalo Spot (%PABAST). Dicho porcentaje puede estar definido como variando durante la vigencia del contrato pero, de ser el comprador un Distribuidor, para una misma banda horaria puede ser distinto entre un Período Trimestral y otro pero no dentro de un mismo Período Trimestral.
- Un compromiso de abastecer toda la demanda (real o prevista) no contratada de un agente consumidor, o sea toda su demanda de no tener ningún otro contrato de abastecimiento o, de contar con contratos previos, la demanda restante luego de descontar a su demanda total la cubierta por sus otros contratos de abastecimiento. Para el caso de que la empresa demandante sea un Distribuidor o GUMA (Cooperativa) se entiende como tal a la demanda propia sin la demanda de los GUME y/o GUPA de su área.
- Un compromiso de entrega de energía condicional, variable en función de las condiciones que se registren. En particular, podrá establecer un compromiso interrumpible en condiciones establecidas. En este caso, para ser administrable deberá informar al OED las condiciones en que se aplica la interrumpibilidad. No se admitirán compromisos que vinculen directa o indirectamente la interrumpibilidad con el Precio Estacional.

Las tolerancias en el compromiso de abastecimiento especificadas en los contratos de abastecimiento firmados con anterioridad a febrero de 1996 seguirán siendo consideradas válidas por el OED hasta la culminación del contrato, sin que se puedan realizar renovaciones de las mismas.

Adicionalmente, el Contrato podrá establecer:

- Un compromiso de la parte vendedora de hacerse cargo de un porcentaje (que podrá ser el CIEN POR CIENTO (100%)) de los Cargos por Reserva y/o Cargos por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.
- Un compromiso por parte del vendedor de saldar todas las transacciones económicas que realiza el comprador con el OED y las de peaje con el Distribuidor. En este caso, todas las facturas que resultan para la parte compradora se enviarán a la parte vendedora, actuando esta última como mandataria de la primera.

4.5.2.3. PARTES

Pueden vender Contratos de Abastecimiento en el MEM, los Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores en su función de productor, y los Comercializadores que comercialicen generación, y la parte compradora estará identificada como un Distribuidor, Gran Usuario o cualquier Agente Consumidor del MEM.

4.5.2.4. PLAZOS

El período de vigencia de un Contrato de Abastecimiento debe ser definido en función de plazos de uno o más meses calendarios, para el caso de los Grandes Usuarios se deben respetar los plazos mínimos establecidos en el punto "4.1.1. Requisitos de Contratación", del presente capítulo, si la parte compradora es un Distribuidor, dado su impacto en el Fondo de Estabilización y en las tarifas minoristas, deberán acordarse por DOS (2) o más Períodos Trimestrales.

El agente que es la parte vendedora deberá informar del Contrato al OED, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor que QUINCE (15) días hábiles a su entrada en vigencia, excepto para los contratos en que la parte compradora es un Distribuidor que corresponden los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Estacional o Reprogramación Estacional.

4.5.2.5. INFORMACION A SUMINISTRAR

La parte responsable deberá informar al OED la información requerida para la administración en el MEM de cada contrato de abastecimiento que se acuerde, así como cualquier modificación a la misma, dentro de los plazos estipulados en el MEM.

La información a suministrar para la administración de un Contrato de Abastecimiento será como mínimo:

- Identificación de las partes, indicando que la parte compradora avala la validez de la información presentada.
- Período de vigencia y condiciones de renovación y de rescisión.
- El compromiso de demanda a abastecer.
- La potencia comprometida en cada una de las máquinas térmicas (PDIS), que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato, o, en la Central Hidroeléctrica.
- Identificación del nodo de compra del Demandante en el cual se concreta la operación de venta del contrato. Si el contratante es un Distribuidor y la operación se debe concretar en su nodo de compra, éste se determinará como el nodo promedio ponderado equivalente de éste.
- Los precios (valores o fórmulas) para la energía y para la potencia en el punto de entrega comprometido por la parte vendedora, que podrán variar a lo largo del período de vigencia.
- Tipo de compromisos de garantía de suministro, de existir, y en dicho caso las penalidades a aplicar de no abastecer la energía comprometida y contratada como no interrumpible.
- Cláusulas de interrumpibilidad transitoria del contrato, de existir, y en dicho caso las condiciones de interrumpibilidad transitoria acordadas.
- Cuando corresponda, compromisos de cubrir un porcentaje del Cargo por Reserva y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.
- De existir, el acuerdo explícito de Las Partes para que el Oferente asuma el posible crédito por la venta de excedentes de energía del contrato correspondiente al Contratante en el Mercado Spot. Esto implica que el Oferente, al facturar la energía en el contrato, debe facturar la energía neta entregada.

En la Programación Estacional, Reprogramación Trimestral e Informe Mensual, el OED deberá adjuntar el listado de los Contratos de Abastecimiento, indicando máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas, y la energía y/o potencia comprometida por cada agente Productor y cada Comercializador, y la demanda cubierta de cada agente consumidor y cada Comercializador, para conocimiento de todos los agentes y Comercializadores del MEM. Indicará asimismo la parte del Cargo por Reserva y Cargo por Servicios Asociados a la Potencia que resulta cubierto para cada Agente Consumidor.

4.5.2.6. CURVA DE CARGA REPRESENTATIVA

A los efectos de su administración en el MEM y la comercialización de los faltantes o sobrantes de energía, todo Contrato de Abastecimiento del MEM debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo Spot representativa, determinándose así una curva de carga representativa del compromiso por intervalo Spot entre un Generador "k" y un consumidor "j" (PCONTkj) que están vinculados comercialmente por un Contrato de Abastecimiento.

Para cada contrato en que el compromiso está referido a la demanda real, el OED calculará dos curvas de carga representativas, por no poder conocerse el valor de demanda hasta que la misma se registre:

- La curva de carga representativa prevista: Para la programación, el despacho y el cálculo de las restricciones programadas a la demanda, el OED debe considerar la curva de carga representativa prevista utilizando la demanda prevista informada por el demandante.
- La curva de carga representativa real: En la operación en tiempo real y el cálculo de las transacciones económicas, el OED debe considerar la curva de carga representativa real, calculada con la demanda registrada.

Para los contratos en que el compromiso se expresa en función a la demanda prevista, se considerará como curva representativa real a la curva representativa prevista.

Para los contratos que fijan el compromiso indicando la energía y/o potencia por intervalo Spot a abastecer, la curva de carga representativa se calculará con la energía y/o potencia por intervalo Spot indicada en el contrato (PABASTh). El compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" resulta en este caso dado por la siguiente curva de carga representativa:

$$PCONT^{mdh}_{kj} = PABAST^{mdh}_{kj}$$

Si un contrato acuerda el cubrimiento de la totalidad de la demanda o de la demanda restante, se considera que su compromiso es por un porcentaje del CIEN POR CIENTO (100 %). El contrato puede referirse a la demanda prevista en la Programación Estacional o a la demanda real.

Si el compromiso se refiere a la demanda restante, el OED debe calcular la curva de carga representativa, prevista o real según corresponda, aplicando el porcentaje contratado (%PABAST) a la demanda por intervalo Spot restante luego de descontar de la demanda del intervalo Spot, prevista o real, (DEM) la suma del valor para ese intervalo Spot de las curvas de carga representativa de los contratos de abastecimiento previos con un compromiso que explicita la energía y/o potencia por intervalo Spot. En un contrato de este tipo, para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" el compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" con compromiso de potencia, resulta:

$$PCONT^{mdh}_{k,j} = \%PABAST^{b}_{kj} \times PRESDEM^{mdh}_{j}$$

donde:

$$PRESDEM^{mdh}_{j} = máx\left(DEM^{mdh}_{j} - \sum_{kk,j} PCONT^{mdh}_{kk,j}, 0\right)$$

siendo "b" la banda horaria a la que pertenece el intervalo Spot "h".

Para los contratos en que se establece el compromiso de cubrir un porcentaje, que puede ser el CIEN POR CIENTO (100%), de la demanda, el OED debe calcular la curva de carga representativa con la demanda por intervalo Spot, prevista o real según corresponda (DEM). En consecuencia el compromiso para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" resulta:

$$PCONT^{mdh}_{k,j} = \%PABAST^{b}_{kj} \times DEM^{mdh}_{j}$$

Siendo "b" la banda horaria a la que pertenece el intervalo Spot "h".

Para los contratos firmados con anterioridad a febrero de 1996 en que se haya fijado una tolerancia, si las partes deciden eliminar dicha tolerancia, deberán notificarlo al OED y se les pasará a aplicar la metodología correspondiente al compromiso referido a la demanda real indicada en el punto anterior.

De mantenerse el criterio de un porcentaje de tolerancia, el OED debe definir la curva de carga representativa real en función de la demanda prevista en la Programación Estacional (PREVDEM), la demanda real (REALDEM) y el apartamiento máximo admisible definido en el contrato (TOL). El contrato cubrirá el porcentaje acordado de la demanda o la demanda restante siempre que el valor real de dicha demanda no difiera en más de la tolerancia establecida respecto del valor previsto en la Programación Estacional.

Se entiende como demanda reconocida (PTOL) a la demanda a considerar para el contrato, y estará dada por la demanda real si se encuentra dentro de la banda de tolerancia definida respecto de la demanda prevista, o por el extremo de la banda si supera la tolerancia acordada.

$$P1 = PREVDEM^{mdh}{}_{j} \times \left(1 + TOL_{kj}\right)$$

$$P2 = PREVDEM^{mdh}{}_{j} \times \left(1 - TOL_{kj}\right)$$

$$PTOL^{mdh}{}_{j} = máx\left(mín\left(REALDEM^{mdh}{}_{j}, P1\right), P2\right)$$

De resultar la demanda real mayor que el valor máximo obtenido incrementando en la tolerancia acordada la demanda prevista para la Programación Estacional, el OED debe considerar al contrato cubriendo sólo hasta el límite superior de la banda de tolerancia acordada y la curva de carga representativa real para ese intervalo Spot igual a dicho valor tope (P1). Si por el contrario resulta una demanda real menor que el valor mínimo obtenido reduciendo en la tolerancia acordada la demanda prevista para la Programación Estacional, el OED debe asignar al contrato el límite inferior de la banda y la curva de carga representativa real para ese intervalo Spot igual a dicho valor mínimo (P2).

En consecuencia la curva de carga representativa real para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" resulta para los contratos en que se compromete abastecer la demanda restante con una tolerancia:

$$PCONT^{mdj}{}_{kj} = máx\left(PTOL^{mdh}{}_{j} - \sum_{kk} PCONT^{mdh}{}_{kk,j}, 0\right)$$

Donde PCONTmdh kkj es la curva de carga representativa para el contrato de abastecimiento entre el Generador "kk" y el agente consumidor "j".

El contrato cubrirá el porcentaje acordado de la demanda o la demanda restante siempre que el valor real de dicha demanda no difiera en más de la tolerancia establecida respecto del valor previsto en la Programación Estacional.

De resultar la demanda real superior en más de la tolerancia respecto a la prevista para la programación, se considerará al contrato cubriendo sólo hasta la banda de tolerancia acordada, y al Distribuidor o Gran Usuario comprando en el Mercado Spot el resto de su demanda por intervalo Spot representada por el porcentaje en que supera el nivel de tolerancia definido. Si, por el contrario resulta con una demanda por debajo de la banda de tolerancia, se considerará al Distribuidor o Gran Usuario comprando al contrato por lo menos la demanda prevista menos la tolerancia definida y vendiendo al MEM el sobrante.

El compromiso previsto para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" resulta para los contratos en que se compromete abastecer la demanda restante:

$$PCONT^{mdh}{}_{kj} = máx\left(PTOT^{mdh}{}_{j} - \sum_{kk} CONT^{mdh}{}_{kkj}, 0\right)$$

Donde PCONTmdh kkj es la curva de carga representativa para el contrato de abastecimiento entre el Generador "kk" y el agente consumidor "j".

4.5.2.7. ENERGIA MENSUAL Y POTENCIA MAXIMA MENSUAL REPRESENTATIVA

El OED asignará a cada contrato de abastecimiento una energía mensual representativa, calculada como la integración de la curva de carga representativa prevista.

El OED asignará a cada contrato de abastecimiento y para cada mes de vigencia, una potencia máxima mensual representativa dada por la potencia máxima del mes de la curva de carga representativa prevista.

4.5.2.8. DEMANDA TOTAL CONTRATADA

El OED calculará para cada Distribuidor y cada Gran Usuario la curva de carga representativa total, como la suma de la curva de carga representativa prevista de cada uno de sus contratos de abastecimiento.

El OED asignará a cada Distribuidor y cada Gran Usuario una demanda total contratada para cada intervalo Spot "h" de los días "d" de un mes "m" como el valor que resulta para dicho intervalo Spot en su curva de carga representativa total.

A su vez el OED definirá para cada mes la potencia máxima mensual contratada de un Distribuidor o de un Gran Usuario como el máximo de la curva de carga representativa total para dicho mes.

4.5.2.9. DEMANDA TOTAL CONTRATADA Y COMPRA PREVISTA A PRECIO ESTACIONAL

Para cada Distribuidor "j", la demanda prevista comprar al Precio Estacional de la Energía (DEMEST) se calcula para cada intervalo Spot "h" descontando de la demanda prevista (PREVDEM) acordada en la Base de Datos Estacional, la suma de la curvas de carga representativa para ese intervalo Spot de sus Contratos de Abastecimiento más, de corresponder por ser previsible la energía a comprar, la compra prevista de Contratos de Disponibilidad de Potencia (PDIS). Si para algún intervalo Spot la potencia contratada supera dicha demanda prevista, su compra prevista resulta CERO (0).

$$DEMEST^{h}_{j} = máx\left(PREVDEM^{h}_{j} - \sum_{k} PCONT^{h}_{kj} - \sum_{k} PDIS^{h}_{fj}, 0\right)$$

Siendo:

PCONThkj: Valor para el intervalo Spot "h" de la curva de carga representativa del Contrato de Abastecimiento o Contrato de Importación entre el vendedor "k" y el Distribuidor "j".

PDIShfj: Energía prevista entregar para el intervalo Spot "h" el Contrato de Disponibilidad de Potencia entre el vendedor "f" y el Distribuidor "j".

4.5.2.10. GENERACION TOTAL COMPROMETIDA

Para un Generador "k", en cada intervalo Spot "h" la generación total comprometida en contratos de abastecimiento se define como la suma de la potencia en la curva de carga representativa prevista en cada uno de sus contratos.

4.5.2.11. GARANTIA DE SUMINISTRO

La garantía de suministro puede acordarse condicional, en cuyo caso debe indicarse explícitamente la condición en que dicha garantía queda sin efecto. Esta condición debe expresarse con claridad y debe poder ser verificada por el OED con la necesaria anticipación para, ante restricciones programadas, conocer si el contrato cuenta o no con garantía de suministro.

4.5.2.12. REDUCCION DE LA DEMANDA COMPROMETIDA - INTERRUMPIBILIDAD

En un Contrato de Abastecimiento o Disponibilidad de Potencia se pueden acordar condiciones que reduzcan la demanda comprometida prevista. El contrato se interpreta como debiendo abastecer la demanda comprometida, salvo cumplirse la condición de reducción en cuyo caso el compromiso contratado se modifica en el porcentaje o magnitud de potencia acordada.

Un contrato con cláusula de reducción de la demanda contratada debe indicar:

a) la identificación de que se trata de un contrato con reducción de la demanda contratada;

b) la o las condiciones en que se activa la reducción de la demanda contratada, no pudiendo éstas estar relacionadas o vinculadas al Precio Estacional;

c) la magnitud de la reducción, definida como un porcentaje de la demanda comprometida en el contrato o como una cantidad fija de energía y/o potencia, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato, u otra condición, siempre que pueda ser administrada por el OED.

La condición que reduce la demanda contratada debe expresarse claramente y poder ser verificada por el OED con la suficiente anticipación para poder programar su aplicación. Algunas opciones de condición de reducción de la demanda contratada que se pueden acordar son:

- notificación de una de las partes al OED;
- de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, el ser convocada su interrumpibilidad por el OED;
- que un precio previsto sea superado en el despacho diario vigente.

En el despacho, redespacho y operación en tiempo real, cada vez que se active la cláusula de reducción del compromiso contractual el OED debe ajustar la curva de carga representativa prevista y real reduciéndola en la magnitud acordada o requerida.

4.5.2.12.1. GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE

Un Gran Usuario Interrumpible puede acordar un Contrato de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia que cubra la parte interrumpible de su demanda si el mismo incluye una cláusula de interrumpibilidad que representa por lo menos la potencia ofertada al MEM como interrumpible y como condición para activar dicha cláusula de interrumpibilidad la convocatoria por parte del OED al Gran Usuario Interrumpible.

La cláusula de interrumpibilidad no podrá ser aplicada en los contratos de Agentes que presten el servicio de distribución y que actúen bajo la figura de GUMA, ya que éstos no pueden ofrecer Interrumpibilidad.

El tratamiento a dar a la interrumpibilidad en caso que el requerimiento implique que la demanda abastecida sea menor que la potencia contratada por el Gran Usuario Interrumpible es el que se detalla a continuación, teniendo en cuenta que, de existir cláusula de interrumpibilidad y salvo que el contrato especifique un tratamiento diferente, el OED considerará que el máximo valor de potencia abastecida por el contrato será:

$$VC_h = \text{mín}\{\text{máx}[(DGUMAh - Pint);0];DEMCONT_h\}$$

Donde

VCh Valor del contrato en el intervalo h

DGUMAh Demanda prevista del GUMA en el intervalo h

DEMCONTh Demanda Contratada en el intervalo h

Pint Potencia interrumpible requerida (menor o igual a la ofertada)

El OED considerará que la activación de la cláusula de interrumpibilidad, cuando exista, dependerá solamente de la convocatoria que realice, por lo que el contrato se verá reducido hasta el valor resultante de la ecuación anterior en cuanto se convoque la reducción de demanda, independientemente del cumplimiento real efectuado por parte del GUI.

4.5.2.13. CONTRATO CON COMPRA ECONOMICA DE DEMANDA (CED).

Con el objetivo de incentivar el uso eficiente de los recursos y la compra económica de la demanda, un Gran Usuario puede acordar un Contrato de Abastecimiento por la totalidad de su demanda real que incluya gestión de demanda y/o uso racional de la energía.

Dentro del MEM, el contrato recibirá el mismo tratamiento que un contrato por la totalidad de la demanda real, o sea sin excedentes a comercializar por el Gran Usuario en el Mercado Spot.

4.5.2.14. ADMINISTRACION EN EL MEM

En un Contrato de Abastecimiento, el Generador "k" que es la parte vendedora compromete el abastecimiento de energía a un agente consumidor "j", que es la parte compradora, mediante una curva de compromiso por intervalo Spot. Para el cubrimiento de esta energía el vendedor podrá utilizar:

- generación propia (PPROPIAk), entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas destinadas al cubrimiento del contrato según lo definido en el punto 4.9 del presente Capítulo

(PGENk1) que no resulta convocada por Contratos de Disponibilidad de Potencia, más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Disponibilidad de Potencia y que hayan sido convocadas por dichos contratos (PGENk2);

$$PPROPIA_k = \sum_{k1} PGEN_{k1} + \sum_{K2} PGEN_{K2}$$

- energía comprada en el Mercado Spot de resultar la generación propia insuficiente para cubrir sus compromisos de entrega de energía contratados, debido al despacho que requiera el OED y/o a la falta de disponibilidad en máquinas que le pertenecen y/o que contrató como reserva y/o a restricciones de Transporte.

4.5.3. CONTRATOS DE ENERGIA

En este tipo de contratos la parte vendedora toma el compromiso de entregar a la parte compradora una curva de energía por intervalo Spot en el nodo que se convenga. La garantía de este contrato sólo está dada por la oferta que el Mercado Spot pueda entregar en dicho nodo, lo cual implica que no tiene garantía de suministro ante restricciones a la demanda y/o abastecimiento. Por lo tanto, salvo en lo que respecta a la inexistencia de la garantía de suministro dadas por las máquinas del Generador, los Contratos de Energía deberán satisfacer las condiciones establecidas para los Contratos de Abastecimiento.

En consecuencia, a los efectos de evaluar la máxima energía contratable, el seguimiento de la curva de carga contratada, y la transacción económica resultante, se aplican los conceptos correspondientes a los Contratos de Abastecimiento.

Por consiguiente, de programarse restricciones al abastecimiento debidas a déficit de oferta y/o transporte, el compromiso a ser cubierto por el Contrato de Energía no deberá ser superior a la demanda propia del Agente demandante, una vez descontados aquellos otros contratos con garantía, ya sean éstos de disponibilidad de potencia o de abastecimiento.

4.6. REQUISITOS A CUMPLIR POR LOS CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO.

4.6.1. ADMINISTRACION

Un contrato del Mercado a Término debe ser administrable en el Mercado Spot. El OED tendrá la responsabilidad de administrar dentro del MEM dichos contratos, o sea realizar su seguimiento en cuanto a los apartamientos entre la energía generada por el contratado y la comprometida por sus contratos, ya sea faltantes o sobrantes, y entre la disponibilidad de potencia comprometida y la disponible real. Se entiende por contrato administrable que, con la información suministrada para su administración de acuerdo a lo indicado en LOS PROCEDIMIENTOS, el OED podrá:

- al finalizar cada intervalo Spot, calcular la potencia y energía comprometida en el contrato y determinar para cada Agente o Comercializador si tiene operaciones de venta o de compra en el Mercado Spot;
- en sus programaciones y despacho, programar la potencia y energía prevista comprometida entregar en cada contrato.

En particular, a los efectos de la administración de un Contrato de Abastecimiento o de Energía y las transacciones Spot por faltantes o sobrantes, éste debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo Spot de demanda representativa (prevista y real), determinándose así una representación del compromiso contratado en cada intervalo Spot entre cada Generador "k" y cada agente consumidor "j" (PCONTkj).

4.6.2. MAXIMA DEMANDA CONTRATABLE

Un Distribuidor o Gran Usuario o Autogenerador no puede comprar por contratos más que su máxima demanda contratable. La máxima demanda contratable de un Comercializador de demanda se calcula como la suma de la máxima demanda contratada con los Grandes Usuarios que comercializa.

Se entiende por máxima demanda contratable:

- Para un Distribuidor o Gran Usuario, su demanda de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas a la Programación Estacional.
- Para un Autogenerador que no tenga vigente Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas a la Programación Estacional.
- Para un Autogenerador que tenga vigente uno o más Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, CERO (0).

La demanda prevista de energía se tomará de los valores informados en la Base de Datos Estacional para los años incluidos en dicha base de datos, y para los años restantes la prevista en el último año de la Base de Datos más la tasa de crecimiento anual que defina la SECRETARIA DE ENERGIA. La demanda de potencia prevista estará dada por la Potencia Declarada, incrementada para los años en que no exista Potencia Declarada en el mismo porcentaje que el utilizado como crecimiento de energía.

Es obligación de todo Agente demandante mantener actualizadas sus previsiones de consumo para la Base de Datos Estacional con la frecuencia establecida en el Capítulo 2 punto 2.1.1 de Los Procedimientos. En particular, deberá efectuar, previo a presentar nuevos Contratos o Acuerdos de Comercialización de demanda, la verificación de la información contenida en dicha Base para su eventual actualización cumpliendo con los plazos de presentación de datos estacionales.

Los Comercializadores que comercialicen demanda tienen las mismas obligaciones contractuales que los Grandes Usuarios que comercializan en lo que hace a:

- el porcentaje mínimo obligado contratar de la demanda prevista, de acuerdo a los valores establecidos en la Base de Datos Estacional;
- no contratar más que su máxima demanda contratable.

En el momento de presentarse un Contrato de Disponibilidad de Potencia en que la parte compradora es un Distribuidor o un Gran Usuario o un Comercializador de demanda, la parte vendedora deberá entregar al OED la identificación de la potencia comprada por la parte compradora en sus otros contratos de Disponibilidad de Potencia vigentes y demostrar que, agregando el nuevo contrato y para cada mes de vigencia, la Disponibilidad de Potencia total contratada por la parte compradora no resultará mayor que su Potencia Declarada correspondiente a dicho mes.

Junto con la información de un contrato de abastecimiento, la parte responsable de suministrar la información deberá entregar al OED la identificación de la demanda ya contratada por la parte compradora y demostrar que el nuevo contrato no vulnera la restricción a su máxima demanda contratable. Para ello, deberá demostrar que para cada mes de vigencia del contrato lo siguiente:

- La energía mensual representativa del contrato más la de los contratos de abastecimiento, de energía y contratos de importación que tenga vigentes la parte compradora no se supera la máxima demanda de energía contratable de dicho mes.
- La potencia máxima mensual de la curva de carga total contratada, entendiéndose dicho total como la suma de las curvas de carga representativas por intervalo Spot de los contratos vigentes de la parte compradora más la del nuevo contrato, no resulta mayor que la Potencia Declarada de dicho mes.
- De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda restante, la parte compradora no tiene vigente otro contrato con el mismo tipo de compromiso.
- De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda, para cada banda horaria la suma del porcentaje acordado en el contrato más el porcentaje acordado en los contratos de abastecimiento y de energía vigentes de la parte compradora no debe superar el CIEN POR CIENTO (100 %).

4.6.3. MAXIMA DISPONIBILIDAD DE POTENCIA CONTRATABLE

Un Generador "k" puede contratar a otros Generadores disponibilidad de potencia como respaldo para sus contratos. La Máxima Disponibilidad de Potencia Contratable está dada por la Potencia Máxima Comprometida en sus Contratos (PMXGCONT), entendiéndose como tal el valor máximo de la curva por intervalo Spot de potencia total comprometida en sus Contratos de Abastecimiento, de Disponibilidad de Potencia y Contratos de Exportación.

Al presentar un Contrato de Disponibilidad de Potencia en que un Generador "k" es la parte compradora, con otro Generador "g", se deberá entregar al OED la información que demuestra para cada mes "m" de

vigencia del contrato que la disponibilidad de potencia contratada más la potencia de los otros contratos de compra de disponibilidad de potencia vigentes de la parte compradora no supera la Máxima Disponibilidad de Potencia Contratable. De verificar el OED que la información suministrada es incorrecta o que se vulnera la restricción de Máxima Disponibilidad de Potencia Contratable o algún otro requisito establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, notificará que el contrato no se acepta como perteneciente al Mercado a Término.

4.6.4. MAXIMA GENERACION CONTRATABLE

4.6.4.1. RESTRICCION

Un agente Productor o un Comercializador de generación no puede vender por contratos más que su máxima generación contratable. La máxima generación contratable está dada por la capacidad de producción que comercializa (potencia y energía) y con que puede respaldar sus contratos de venta en el Mercado a Término.

Como se indica en el Anexo 32: "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA", en el caso de comercialización de una central hidroeléctrica se consideran las centrales comercializadas que resulten de los acuerdos de comercialización de generación vigentes. Le corresponde a cada central comercializada como máxima generación contratable la de la central en su conjunto multiplicada por el correspondiente porcentaje a comercializar.

En el caso de una central hidroeléctrica en que una Provincia pueda ejercer la opción de cobro en especies de las regalías, se debe considerar como una central comercializada la correspondiente al porcentaje de regalías. Sólo cuando el Generador presente junto con un pedido de autorización de un contrato un acuerdo firmado con la Provincia en que la misma se compromete a no hacer uso de dicha opción durante un plazo que comprenda el plazo de vigencia del contrato, el OED debe considerar que la central comercializada correspondiente al porcentaje de regalías es comercializada por el Generador.

En el caso de comercialización de una central térmica o máquina térmica, se considera, como se indica en el Anexo 32: "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA", las centrales y máquinas comercializadas que resulten de los acuerdos de comercialización de generación vigentes. En consecuencia, le corresponde a cada una como máxima generación contratable la máxima contratable total de la máquina o central multiplicada por el correspondiente porcentaje a comercializar.

4.6.4.2. MAXIMA POTENCIA CONTRATABLE

Un Generador o Cogenerador o Comercializador de generación "k" no puede vender por contratos más que la máxima potencia contratable, que está dada por la potencia que puede producir con la generación que comercializa. Para cada una de sus máquinas y/o centrales comercializadas, dicho valor (PEFECT) se define como la correspondiente potencia efectiva neta, o sea descontando los consumos propios. La potencia máxima contratable (GENMXCONTk) está dada por la suma de la potencia efectiva neta en sus máquinas y/o centrales comercializadas.

En el caso de un Autogenerador "k", dado su compromiso de autoabastecer por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda, su potencia máxima contratable mensual (GENMXCONTk) está dada por el excedente que resulte al restar de la potencia efectiva neta de sus máquinas, o sea descontado los consumos propios, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la potencia media correspondiente a su demanda de energía prevista.

Para los Generadores Hidroeléctricos, la máxima potencia mensual contratable, correspondiente a una central hidroeléctrica, está limitada por la potencia máxima entregable equivalente a la potencia máxima generable en cada mes con una probabilidad de excedencia del 95% durante 5 horas. A los efectos de la determinación de la Máxima Potencia Contratable en cada mes, la potencia máxima generable correspondiente no deberá resultar inferior a la potencia media mensual calculada a partir de la Máxima Energía Contratable de cada mes.

En el momento de presentar un Contrato de Disponibilidad de Potencia con un agente "r", el Generador "k" que es la parte vendedora deberá suministrar la información que demuestre para cada mes "m" de vigencia que:

- la Disponibilidad de Potencia comprometida con máximo nivel de prioridad no resulta mayor que la suma de la potencia neta efectiva de las máquinas o de la Central Hidroeléctrica afectadas, una vez descontada la potencia comprometida en los contratos de abastecimiento y de potencia firme vigentes, según corresponda.

$$\sum_r PDIS^m_{kr} \leq \sum_q PEFECT_q - \sum_x PEXP^m_{kx} - \sum_j PCONT^{m,h}_{kj}$$

donde:

PDISmkr = Potencia comprometida como Disponibilidad de Potencia con el máximo nivel de prioridad de convocatoria para el mes "m" en el contrato a suscribir entre el Generador "k" y el agente "r".

PEFECTq = Potencia neta efectiva de la máquina "q" especificada para asignar al contrato de Disponibilidad de Potencia.

PEXPmkx = Potencia contratada en el mes "m" en contratos de exportación que tiene el productor "k".

PCONTmhkj = Potencia del intervalo Spot "h" para el mes "m" en los Contratos de Abastecimiento, de GUMAS y DISTRIBUIDORES que tiene el productor "k" con los compradores "j" ya vigentes más el nuevo presentado.

De resultar que el contrato de Disponibilidad de Potencia tiene otros niveles de prioridad, la verificación precedente sobre dicho contrato deberá efectuarse contemplando ese nivel distinto al de máxima prioridad.

A su vez, en el momento de presentar un contrato de abastecimiento con un comprador, se deberá suministrar al OED la información que demuestra que el productor "k" o Comercializador de Generación "k" cumple para cada intervalo Spot "h" con:

$$\sum_r PDIS^m_{kr} + \sum_x PEXP^m_{kx} + \sum_j PCONT^{m,h}_{kj} + \sum_j PCONT^m_{GUME/GUPA,kj} \leq \sum_q PEFECT_q$$

donde:

PDISmkr = Disponibilidad de Potencia para el mes "m" en los contratos, de existir, de Disponibilidad de Potencia con máxima prioridad que tenga el productor "k" con otros agentes "r".

PCONTm GUME/GUPA = Potencia declarada correspondiente al mes "m" del GUME o GUPA

PEFECTq = Potencia neta efectiva de la máquina comercializada "q".

Para las centrales hidroeléctricas se realizarán los mismos controles, considerando la Central Hidroeléctrica como equivalente a una máquina térmica con la máxima potencia anual contratable.

4.6.4.3. MAXIMA ENERGIA CONTRATABLE

La máxima energía anual contratable de una máquina térmica está dada por la energía que puede producir con su potencia efectiva.

La máxima energía anual contratable correspondiente a una central hidroeléctrica está limitada por un valor denominado energía firme (EFIRM).

Con los modelos de optimización y simulación de la operación vigentes y la Base de Datos Estacional acordada, el OED debe obtener la serie de energías mensual con que resulta despachada en los siguientes años cada central hidroeléctrica para la serie histórica de caudales considerando un nivel inicial y final igual al máximo de operación normal. Con dicha serie, el OED debe calcular la energía mensual de esa central como la correspondiente a una probabilidad de excedencia del SETENTA POR CIENTO (70%). Dicha energía se asigna para el cálculo de la energía firme mensual, de acuerdo a lo ya indicado, entre la energía firme correspondiente a las centrales comercializadas definidas, incluyendo la posible comercialización de energía por regalías en especie salvo que exista el acuerdo del Generador con la Provincia de no pagar la regalía en especie en cuyo caso se asigna a la comercialización del Generador.

La energía firme mensual de cada Generador hidráulico del MEM (EFIRMm k) se calcula como la suma de las energías firmes de sus centrales hidroeléctricas comercializadas. El Generador puede suscribir contratos en tanto no supere este valor.

El OED debe entregar la información sobre energía firme reconocida a cada Generador hidráulico, a cada Comercializador que comercialice centrales hidroeléctricas y a cada Provincia con derecho a ejercer la opción de cobro en especies de las regalías, al realizar el estudio para la Programación Estacional, antes del día 15 de febrero y 15 de agosto respectivamente. A su vez, debe suministrar esta información a cualquier Generador hidráulico o Comercializador de centrales hidroeléctricas del MEM y a cada Provincia

con derecho a ejercer la opción de cobro en especies de las regalías que lo solicite durante el transcurso de un Período Estacional.

En cada Programación Estacional, el OED debe incluir la energía firme de cada central hidroeléctrica para información de todos los agentes.

En el momento de presentar un contrato de abastecimiento en que la parte vendedora comercializa centrales hidroeléctricas, se debe suministrar al OED la información que demuestra que para cada mes la energía total comprometida más la comprometida en los otros contratos de abastecimiento y de exportación vigentes de la parte compradora no supera la sumatoria de las energías firmes de las centrales hidroeléctricas asociadas.

$$ECONT^{m}_{kj} + \sum_{j1} ECONT^{m}_{kj1} \leq \sum_{c} EFIRM^{m}_{kc}$$

donde:

ECONTm kj = energía representativa para el mes "m" del contrato a suscribir entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j".

ECONTm kj1 = energía representativa para el mes "m" del contrato vigente entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j1".

EFIRMm kc = energía firme mensual de la central hidroeléctrica "c" del Generador "k".

En el caso de un contrato de abastecimiento con un GUME o GUPA la energía representativa para un mes "m" será la registrada por el GUME o GUPA en iguales períodos calendarios anteriores hasta DOCE (12) meses previos. Si el GUME o GUPA no tuviese registros suficientes en el MEM por ser su antigüedad como Agente del MEM menor de DOCE (12) meses, se tomarán los registros disponibles en cada mes y en aquéllos en los cuales no se dispone de los mismos se calculará con la información presentado por en Agente para de ingresar al MEM.

4.7. PROGRAMACION ESTACIONAL

Al realizar la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá incluir toda la capacidad de los Generadores del MEM y toda la demanda de los Agentes consumidores pertenecientes al MEM, independientemente de los contratos que se realicen.

Para cada Distribuidor el OED deberá calcular su curva de demanda restante que representa su compra prevista al Precio Estacional de la energía. A su vez, para cada Gran Usuario y Distribuidor con contratos deberá calcular su compra prevista en el Mercado Spot.

4.8. DESPACHO Y OPERACION EN TIEMPO REAL

4.8.1. ADMINISTRACION DE CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

En caso de ser convocados contratos de Disponibilidad de Potencia el OED deberá considerar para la parte compradora:

- si es un Generador, que la energía generada en las máquinas o central hidroeléctrica que tiene contratadas como Disponibilidad de Potencia y ha convocado pertenece a la generación propia del Generador;
- si es un Distribuidor o Gran Usuario, que la energía entregada por las máquinas que ha contratado como Disponibilidad de Potencia y ha convocado pasa a abastecer directamente su demanda, o sea que su demanda propia es su demanda real menos la entregada por sus contratos de Disponibilidad de Potencia.

4.8.2. ADMINISTRACION DE RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO EN EL MEM

En caso de restricciones en el abastecimiento, el OED tendrá en cuenta las garantías de suministro de los contratos con respaldo de potencia (de Abastecimiento, de Disponibilidad de Potencia convocado, o de Potencia Firme).

Para el caso de déficit en la programación, el despacho o la operación, el OED debe verificar si cada Generador cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecer sus contratos. Para ello, en cada contrato con garantía el OED calculará la energía requerida por déficit como la suma de la energía comprometida según la curva de carga representativa por intervalo Spot más el nivel de pérdidas evaluadas en función de los factores de nodo (semanales o diarios según corresponda).

En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o distribución y/o por indisponibilidad de generación propia del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Mercado, el OED programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador, por falta de generación propia, pase a ser un Comprador en el Mercado Spot y se programen o apliquen cortes programados a la demanda, el Generador como comprador será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda a abastecer sin contratos. Su participación en el programa de cortes será proporcional a su compra (faltante para cubrir sus contratos) dentro de la compra total en el Mercado Spot. La restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad se repartirá en forma proporcional a la demanda comprometida en cada uno de sus contratos, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución distinto. El valor diario y por intervalo Spot de esta compra se calculará en el despacho diario y redespachos.

De no poder abastecer la demanda contratada por restricciones de Transporte o de distribución y no por falta de generación propia, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de garantía de suministro (la energía está disponible) y no corresponderá aplicar penalizaciones. En todos los otros casos de incumplimiento en la entrega comprometida, de estar prevista penalización en los contratos con garantía ante falla en la garantía de suministro, la misma se calculará con el suministro no abastecido, salvo que el contrato acuerde una condición distinta.

4.9. DETERMINACION Y VALORIZACION DE LOS APARTAMIENTOS DE UN GENERADOR EN LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

El contrato de abastecimiento se interpretará como si cada hora el Generador debe entregar en el Mercado, Centro de Carga del Sistema, la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

Para cada hora en la energía total realizada por un Generador se pueden diferenciar tres valores:

$$PGEN^{h}_{k} = PDESP^{h}_{k} + PTMIN^{h}_{k} + PFORZ^{h}_{k}$$

- la energía que resulta despachada en sus máquinas, no forzada por restricciones (PDESPhk).
- la energía forzada en sus máquinas por restricciones propias del Generador, forzada en servicio al mínimo técnico debido al tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMINhk).
- la energía forzada por requerimientos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por resultar más económico para el despacho teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque (para máquinas definidas en el Anexo 14), por requerimiento de un Distribuidor, o por necesidades de transporte (PFORZhk).

Para el cálculo de la generación propia aportada a sus contratos de abastecimiento cada hora "h" por un Generador "k" se considerará:

a) la suma de la energía despachada en sus máquinas, o sea no forzada (PDESPhk).

b) la suma de la energía forzada en servicio al mínimo técnico en sus máquinas debido al tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMINhk), o sea debido a una restricción propia de la máquina.

c) la suma de la energía despachada, no forzada, en las máquinas con las que tenga contratos de Disponibilidad de Potencia (PDIShj) que hayan resultado generando y hayan sido convocadas por el Generador de acuerdo a la cláusula indicada en su contrato.

$$PPROPIA^{h}_{k} = PDESP^{h}_{k} + PTMIN^{h}_{k} + \sum_{j} PDIS^{h}_{kj}$$

El seguimiento de los apartamientos a su compromiso contratado se hará respecto a su generación propia. El resto de su generación (PFORZhk), dada por requerimientos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por resultar más económico para el despacho teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque, por requerimiento de un Distribuidor, o por necesidades de transporte, se considerará forzada y, en consecuencia, se comercializará fuera del contrato en el Mercado Spot.

Se considera que el compromiso horario de un Generador está dado por la suma de las curvas de carga representativas de todos sus contratos de abastecimiento vigentes. Sólo para el caso de déficit en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se incluirá además el nivel de pérdidas correspondientes evaluadas en función de los factores de nodo para determinar si el Generador es capaz de abastecer su demanda contratada.

Cada hora, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de los apartamientos de los contratos de abastecimiento (diferencia entre la generación contratada y la generación propia entregada) y su comercialización en el Mercado Spot.

Si la generación propia de un Generador resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se tratará como un Generador sin contratos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), vendiendo la energía excedente al precio Spot en su nodo de conexión según corresponda.

$$PVENDE^{h}_{k} = PPROPIA^{h}_{k} - \sum_{j} PCONT^{h}_{kj}$$

Si el Generador resulta entregando por debajo de su potencia contratada, el faltante lo comprará en el Mercado, la energía al Precio de Mercado.

$$PCOMPRA^{h}_{k} = \sum_{j} PCONT^{h}_{kj} - PPROPIA^{h}_{k}$$

En caso de resultar su generación propia inferior a la contratada por indisponibilidad propia (o sea de sus máquinas y/o máquinas contratadas como reserva) y no por requerimientos del despacho, el Generador también podrá solicitar comprar el faltante para cumplir su contrato en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que lo entregará en la medida que exista el excedente solicitado. El precio de la energía será el Precio de Mercado.

En caso de déficit en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y aplicarse restricciones en el abastecimiento, los Generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. Por lo tanto, para analizar su compra/venta con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se comparará su generación propia con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

En resumen, un Generador que debe cubrir una energía contratada (PTOTCONT):

- genera una parte a costo propio (PPROPIA), con generación propia (sus máquinas y/o generación de las máquinas que contrató como reserva), para vender al precio contratado;
- compra el faltante en el Mercado Spot, la energía al Precio de Mercado y la vende al precio contratado;
- de no existir suficiente excedente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará la parte no abastecida (PNOABAST) en proporción a la compra requerida dentro del total del Mercado Spot y al déficit existente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Al finalizar el mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la integración de la comercialización en el Mercado Spot de los apartamientos y el Generador resultará acreedor o deudor con

respecto al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según resulte positiva o negativa la suma de los montos horarios comprados y vendidos.

4.10. DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

En la operación real, para cada intervalo Spot "h" se entiende como Demanda Propia (DPROPIA) de un Distribuidor o Gran Usuario "j" a la diferencia entre su demanda registrada en el intervalo Spot (DEM) y la energía correspondiente a las máquinas convocadas de sus contratos de Disponibilidad de Potencia.

$$DPROPIA^{h}_{j} = DEM^{h}_{j} - \sum_{g} PDIS^{h}_{jg}$$

Cada intervalo Spot, un Distribuidor o Gran Usuario debe comprar la potencia y energía de cada uno de sus contratos de abastecimiento, independientemente de lo que requiera su demanda propia.

Para el seguimiento de los apartamientos de energía respecto a los contratos de abastecimiento de un Distribuidor o Gran Usuario y el cálculo de su compra/venta en el Mercado Spot, el OED deberá considerar para cada intervalo Spot que la energía total comprada por contratos de abastecimiento está dada por la suma de las curvas de carga representativas por intervalo Spot de sus contratos.

Cada intervalo Spot el OED deberá realizar para cada Distribuidor y Gran Usuario con Contratos de Abastecimiento el seguimiento del apartamiento entre su demanda propia y la suma de la energía entregada por sus Contratos de Abastecimiento, y calcular la valorización de este apartamiento a través de su comercialización en el Mercado Spot.

Cuando un Distribuidor o Gran Usuario resulta en un intervalo Spot "h" con una demanda propia menor que la energía total contratada, se convertirá en un vendedor en el Mercado Spot vendiendo el excedente al Precio de Mercado para dicho intervalo Spot.

$$VENDE^{h}_{j} = máx\left(\sum_{k} PCONT^{h}_{kj} - DPROPIA^{h}_{j}, 0\right)$$

siendo:

PCONThkj = energía para el intervalo Spot "h" de la curva de carga representativa del Contrato de Abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor "j".

Si por el contrario, resulta su demanda propia mayor que la energía contratada, se considerará comprador en el Mercado Spot del faltante. La energía se comprará al Precio Spot de la energía en su nodo si se trata de un Gran Usuario y al correspondiente Precio Estacional de la Energía si se trata de un Distribuidor.

$$COMPRA^{h}_{j} = máx\left(DPROPIA^{h}_{j} - \sum_{k} PCONT^{h}_{kj}, 0\right)$$

En caso que, por falla o restricciones en la red, surja un déficit en la región eléctrica donde se encuentra el Distribuidor o Gran Usuario y no se pueda abastecer toda su demanda, no se considerarán faltantes ni sobrantes respecto a sus contratos.

Al finalizar el mes el OED deberá integrar para cada Distribuidor y Gran Usuario los valores correspondientes a:

la energía abastecida por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados;

los apartamientos de energía registrados entre su demanda propia abastecida y la entregada por sus contratos de abastecimiento, y su valorización a través de su comercialización en el Mercado Spot.

El Distribuidor o Gran Usuario resultará acreedor o deudor con respecto al MEM, según resulte positiva o negativa la integración de los montos correspondientes a los apartamientos por intervalo Spot a lo largo del mes.

Cuando un Distribuidor o GUMA (Cooperativa) realice un contrato por toda su Demanda Real no contratada o toda su Demanda Real de no tener otro contrato, se considerará la demanda de los GUME-GUPA como una curva plana igual al valor medio de la energía en cada banda horaria, con lo cual la curva contractual sería la resultante de restar horariamente a la curva medida del área, la curva horaria plana de las demandas de los GUME-GUPA y la demanda horaria de eventuales GUMAS.

4.11. GENERADORES CON CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

Para un Generador con contratos de venta de Disponibilidad de Potencia, se entenderá como generación propia la energía generada por sus máquinas descontada la entregada a sus contratos de Disponibilidad de Potencia cuando son convocados.

$$PPROPIA^{h}_{k} = PGEN^{h}_{k} - \sum_{q}\sum_{a} PDIS^{h}_{kq}$$

donde:

PGENh k = energía generada por el Generador "k" en el intervalo Spot "h".

PDISh kq = energía entregada a su contrato por la máquina "q" del Generador "k" que tiene un contrato de Disponibilidad de Potencia con el agente "a" del MEM.

Al resultar despachada una máquina con contratos de Disponibilidad de Potencia y ser convocada por sus contratos, pasará a ser considerada como parte del contratante la energía entregada dentro de dichos contratos de disponibilidad. En consecuencia con respecto a la energía en el MEM:

- de tratarse de un Distribuidor o Gran Usuario, su demanda propia al Mercado Spot se verá reducida en la energía entregada por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados;
- de tratarse de un Generador, su generación propia para el MEM se verá incrementada en la cantidad entregada por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados.

El OED realizará el seguimiento de:

- la potencia disponible de las máquinas o Centrales Hidroeléctricas comprometidas en contratos de Disponibilidad de Potencia, independiente de que hayan sido o no convocados;
- la energía entregada por los Generadores con Contratos de Disponibilidad de Potencia a sus contratos al resultar despachados y ser convocados;
- la generación propia de las máquinas comprometidas en Contratos de Disponibilidad de Potencia.

Al finalizar cada mes el OED totalizará e informará la energía generada dentro de cada contrato de Disponibilidad de Potencia, así como la remuneración por potencia que resulta en el MEM a la potencia contratada.

4.12. FACTURACION DE LOS CONTRATOS

4.12.1. SERVICIOS PRESTADOS POR EL MEM

Los cargos por los servicios que se prestan en el MEM se determinan con las metodologías que establecen LOS PROCEDIMIENTOS y son independientes de la existencia o no de contratos.

El pago de los cargos por servicios es responsabilidad de cada agente. Sin embargo, un agente podrá acordar en un Contrato de Abastecimiento que la parte compradora pague parte o la totalidad de uno o más de dichos cargos. En este caso, al realizar las transacciones económicas el OED asignará los cargos que correspondan como un débito a la parte vendedora y un crédito a la parte compradora. Sin embargo, de resultar el agente vendedor del contrato deudor del MEM y no cancelar sus deudas en los plazos establecidos, el OED deberá dar por finalizado el contrato y los cargos por servicios pasarán a asignarse nuevamente como un débito al que era la parte compradora del contrato.

4.12.2. ENERGIA Y POTENCIA

Antes del quinto día de cada mes, el OED enviará a los Generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación:

a) la energía generada dentro de cada contrato de Disponibilidad de Potencia y la potencia disponible a lo largo del mes de las máquinas contratadas;

b) la energía entregada de cada contrato de abastecimiento y de energía;

c) la demanda no abastecida para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos a los que se haya aplicado restricciones, calculada en base a la programación del déficit horario.

El Generador será el responsable de facturar a cada Distribuidor, Gran Usuario, y/o Generador del Mercado con quien haya suscrito un contrato de Energía, de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia, la remuneración correspondiente a lo acordado contractualmente en base a la demanda contratada, menos las restricciones que se hubieran programado y aplicadas efectivamente a la demanda, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el OED.

4.12.3. REMUNERACION DEL TRANSPORTE

Este cargo es independiente de la realización de contratos ya que corresponde a los requerimientos propios y uso efectivo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, pero no así a la del Sistema de Transporte.

4.12.3.1. CARGO VARIABLE ASOCIADO A LA ENERGIA

El cargo variable asignado a cada contrato se calculará en base a la energía y potencia efectivamente generada y la Demanda efectivamente abastecida dentro del contrato, y con los precios de nodo para la energía y para la potencia en las barras correspondientes y en el Mercado.

En cada hora, para cada Generador, Cogenerador y Autogenerador con Contratos resulta asignada una parte o toda su potencia neta efectivamente generada a cada uno de sus Contratos de Abastecimiento y de Energía, en función de la potencia comprometida en cada uno de sus contratos. Dada una potencia generada (GEN) es denominada Potencia Generada para un Contrato (PGCONT) a la parte de dicha potencia que se considera abasteciendo los Contratos de Abastecimiento y/o de Energía del Generador, Cogenerador o Autogenerador.

A su vez, a cada Distribuidor y Gran Usuario le resulta una parte o toda su demanda abastecida por cada uno de sus Contratos de Abastecimiento y/o de Energía. Dada una demanda real de un Distribuidor o Gran Usuario, se denomina Demanda Cubierta por Contrato (PDEMCONT) a la parte de dicha demanda de potencia que se considera abastecida por un Contrato de Abastecimiento y/o de Energía del Distribuidor o Gran Usuario.

Al finalizar cada mes, el OED deberá calcular para los Contratos de Abastecimiento y/o de Energía el cargo variable del servicio de Transporte que corresponde al Generador, Cogenerador o Autogenerador, y al Distribuidor o Gran Usuario, integrando el cargo que corresponde a cada hora del mes en función de la potencia generada por el Generador para dicho contrato y la demanda del Distribuidor o Gran Usuario abastecida por dicho contrato.

Dado un contrato de Abastecimiento y/o de Energía entre un Distribuidor o Gran Usuario "j" y un Generador, Cogenerador o Autogenerador "k", el OED deberá calcular para el Generador, Cogenerador o Autogenerador en cada hora "h" del mes el cargo variable correspondiente a la Potencia Generada para el Contrato (PGCONThkj), multiplicado por la diferencia de precio entre el nodo de generación y el Mercado.

Cargo Variable por energía:

$$PGCONT^{h}_{kj} \times \left(PM^{h} - PN^{h}_{k}\right)$$

Cargo variable por potencia:

$$PGCONT^{h}_{kj} \times \left(1 - FA_{k}\right) \times \$PPAD$$

siendo:

PGCONTh kj: potencia generada por el Generador, Cogenerador o Autogenerador "k" para su contrato con el Distribuidor o Gran Usuario "j".

PNh k: precio de nodo de la energía en la hora "h", que será el Precio de Mercado si está conectado sin restricciones al Mercado o el Precio Local correspondiente a su nodo si se encuentra en un área desvinculada, transferido a su nodo a través del Factor de Nodo.

A su vez, para el Distribuidor o Gran Usuario "j" deberá calcular el cargo variable del transporte correspondiente a la Demanda Cubierta por el Contrato (PDEMCONThkj), multiplicada por la diferencia de precio entre el nodo de demanda y el Mercado.

Cargo variable por energía:

$$PDEMCONT^{h}_{kj} \times \left(PN^{h}_{j} - PM^{h}\right)$$

Cargo variable por potencia:

$$PDEMCONT^{h}_{kj} \times \left(FA_{j} - 1\right) \times \$PPAD$$

siendo:

PDEMCONTh kj:potencia abastecida del Distribuidor o Gran Usuario "j" por su contrato con el Generador, Cogenerador o Autogenerador "k".

El OED facturará el cargo total resultante, suma del cargo correspondiente al comprador y el cargo al vendedor, repartiéndolo del modo indicado en el contrato. De no establecerse ninguna modalidad, el OED facturará el crédito o débito correspondiente a cada uno.

Para los contratos de Disponibilidad de Potencia, el OED calculará el cargo variable del servicio de Transporte por su energía y potencia generada y convocada por su Contrato (PRESHkg), multiplicado por el precio Spot afectado por la diferencia entre su factor nodal correspondiente (de energía y potencia) y el del centro de carga del sistema.

Cargo variable por energía:

$$PRES^{h}_{kg} \times \left(PM^{h} - PN^{h}_{k}\right)$$

Cargo variable por potencia:

$$PRES^{h}_{kg} \times \left(1 - FA_{k}\right) \times \$PPAD$$

siendo:

PRESh kg: potencia generada por el Generador "k" y convocada por su contrato de Disponibilidad de Potencia reserva fría con el agente "g".

Si los Contratos de Disponibilidad de Potencia fuesen entre un Generador y una Demanda, el cargo variable por energía se determinará aplicando las ecuaciones desarrolladas para los Contratos de Abastecimiento.

4.12.3.2. CARGOS POR CONEXION Y CAPACIDAD

Los cargos fijos por conexión y capacidad serán abonados por Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios en función de:

- ubicación en la red (área de influencia),
- su uso del Sistema de Transporte (potencia de ingreso o egreso).

En consecuencia, estos cargos son independientes de cómo se realicen los contratos.

Todo Generador, Distribuidor y Gran Usuario, con o sin contrato, deberá abonar su proporción correspondiente al cargo de conexión a la Red de Transporte y al cargo por potencia de ingreso o egreso al sistema. Dichos factores quedan definidos en la Programación Estacional.

4.12.4. SERVICIOS PRESTADOS POR EL MEM

Los servicios en el MEM son remunerados y deben ser pagados por los agentes en función de los compromisos definidos en LOS PROCEDIMIENTOS y son independientes de la existencia o no de contratos.

El gasto mensual del OED se repartirá entre todos los agentes y participantes del MEM. El monto adeudado por las empresas con contratos será el gasto del OED para el mes, fijado en el presupuesto estacional aprobado, por la proporción del importe de su compra o venta bajo el contrato dentro de la transacción total del mes.

4.12.4.1. REGULACION DE FRECUENCIA

Si el Generador con contrato cuando está generando aporta al Sistema un porcentaje de reserva rotante igual al medio del Sistema, no cobrará ni deberá pagar por este servicio.

Cada hora en que aporte por encima de este medio, se hará acreedor a una compensación por el excedente. Por el contrario, si aporta por debajo deberá pagar al Sistema por la energía regulante faltante.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el total acumulado y lo facturará al Generador con contrato correspondiente.

4.12.4.2. CONTROL DE REACTIVO

De acuerdo a la metodología definida, los contratantes deberán cumplir con los compromisos acordados en el despacho de reactiva y serán deudores o acreedores según corresponda.

4.12.4.3. REEMBOLSO DE GASTOS E INVERSIONES DEL OED

El gasto mensual del OED se repartirá entre todos los agentes reconocidos del MEM. El monto adeudado por las empresas con contratos será el gasto del OED para el mes, fijado en el presupuesto estacional aprobado, por la proporción del importe de su compra o venta bajo el contrato dentro de la transacción total del mes.

4.13. CONTRATOS DE IMPORTACION Y EXPORTACION

Los requisitos, características y modo de implementación y operación de los contratos de importación y exportación con empresas extranjeras se definen en el Anexo 30: "IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA" de LOS PROCEDIMIENTOS.

4.14. RESPALDO DE LA DEMANDA EN UN NODO

Conjuntamente con la Programación Estacional de Invierno, el OED efectuará una simulación, con un horizonte de un año, con la finalidad de elaborar flujos de carga máxima promedio, para determinar los niveles de respaldo del suministro en cada nodo del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (STAT) y de Transporte por Distribución Troncal (Distros), tanto para el período de Invierno como el de Verano.

Para calcular tal respaldo, se analizarán las restricciones existentes en los distintos estadios de transporte:

1. Restricciones en el Sistema de Transporte en Alta Tensión: se contemplarán las declaradas por el Transportista de acuerdo a los criterios de diseño.
2. Restricciones en los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal: se contemplarán las declaradas por los Transportistas.
3. Restricciones zonales asociadas a la calidad de servicio en nodos de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal.

Con la información declarada por los agentes, con la disponibilidad histórica de las máquinas, con las fechas de ingreso de nuevos equipamientos autorizadas y los límites de transporte informados por los transportistas, se realizarán las simulaciones indicadas, sin contemplar las necesidades de forzamiento

máquinas no requeridas por el despacho, determinando las restricciones zonales en las áreas de Distribución Troncal.

Conjuntamente con la Programación Estacional de Invierno, el OED deberá informar, para cada nodo del Sistema de Transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal y período semestral, sus estimaciones de respaldo de transporte y generación despachada para la demanda en cada nodo, la porción de dicha demanda que contaría con respaldo de despacharse generación forzada local y la que no contaría con ningún tipo de respaldo.

CAPITULO 5: FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION

El proceso de facturación correspondiente a la operación del MEM se realizará mensualmente dentro de los primeros cinco días corridos del mes siguiente. A estos efectos, el OED actuará como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del MEM, según los procedimientos y modalidades explicitadas en el presente capítulo.

Dado el carácter de mercado único bajo el cual se desarrolla la comercialización en el MEM, a los efectos del cálculo de las acreencias o las deudas que cada agente mantiene con el resto de los agentes participantes en las transacciones de cada mes, se aplicará el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el MEM es deudor para con cada uno de los agentes que resultaron vendedores, en forma proporcional a su participación en el importe total de la venta. Un sistema de cobranzas centralizado asegurará que los pagos se efectúen e imputen guardando idéntico criterio de proporcionalidad, conforme los deudores vayan cancelando sus deudas.

El OED será responsable de producir toda la información necesaria a estos efectos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del MEM la documentación comercial, conforme los procedimientos explicitados en el presente capítulo. Asimismo administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado.

5.1. INFORMACION NECESARIA PARA FACTURAR

5.1.1. RECOPILACION DE LA INFORMACION

Será responsabilidad de cada uno de los agentes del MEM suministrar al OED toda la información necesaria para llevar a cabo el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que éste determine.

El OED será responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del MEM. Esta Base de Datos para Facturar (BDF) será la información oficial utilizada por el OED para determinar el resultado de las transacciones económicas definidas en 5.2.

5.1.2. INFORMACION DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS

Los Distribuidores y los Grandes Usuarios, que operen en el Mercado Spot o con contratos del Mercado a Término, informarán diariamente al OED su curva de carga horaria realizada.

5.1.3. INFORMACION DE GENERADORES Y AUTOGENERADORES

La información a utilizar en el caso de Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores estará conformada por la información horaria consolidada por el OED. Una vez resueltos eventuales cuestionamientos de las partes, servirá de base para el cálculo de su remuneración. En el caso de contar con contratos del mercado a término, se calculará el resultado comercial dentro y fuera de los contratos en función de sus términos comunicados.

La transacción comercial de los autogeneradores será realizada considerando en cada hora la facturación de la energía comprada y la liquidación de la energía vendida independientemente. La transacción de potencia será considerada también independientemente.

5.1.4. INFORMACION DE TRANSPORTISTAS.

Para el cálculo de los ingresos variables de energía obtenidos del despacho diario, se utilizará la información mensual consolidada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de flujos de carga en la Red de Transporte y Factores Nodales (Ingreso Variable) y la indisponibilidad del equipamiento relevada.

El cálculo de los ingresos variables de potencia se determinará con los valores asignados a cada línea afectada por la disponibilidad.

5.1.4.1. PARTE SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES DE LOS TRANSPORTISTAS.

Cada transportista deberá remitir el primer día hábil de cada semana antes de las 15:00 horas un parte de todas las indisponibilidades ocurridas en la semana anterior (desde las 0:00 horas del lunes hasta las 24:00 horas del domingo) y el primer día hábil de cada mes, un compendio del total de las indisponibilidades del mes anterior. Dichos partes cuyo formato será establecido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contendrán como mínimo información sobre:

1. Equipo en condición de indisponibilidad.
2. Fecha y horario de cada salida y de su reposición.
3. Fecha y horario en que la indisponibilidad del equipamiento fue comunicada por LA TRANSPORTISTA.
4. Tipo de indisponibilidad (Programada o Forzada).
   4.1. En el caso de indisponibilidad forzada se deberá informar si ella fue autorizada o no por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), identificando la causa que provocó el desperfecto, según el siguiente detalle:

   Para líneas:

   4.1.1. Fecha, hora y minuto en que fueron activadas y desactivadas las desconexiones de generación o carga a tener en cuenta para las indisponibilidades forzadas.

   4.1.2. Cuando se considera Reducciones de la Capacidad de Transporte se deberá informar el coeficiente de reducción.

   Para transformadores:

   4.1.3. Si existió energía no suministrada.

   4.1.4. Si existieron reducciones de la capacidad de Transformación se deberá informar el coeficiente de reducción.

   Para equipamiento de potencia reactiva:

   4.1.5. Tiempo y porcentaje de indisponibilidad forzada en el equipamiento de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelos, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos.

   4.1.6. En el caso de indisponibilidad programada se deberá informar adicionalmente si la concesionaria realiza tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas de acuerdo a programación del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

5. Incumplimientos en los niveles de tensión estipulados.

6. Desvíos producidos en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), debiendo informar:
   6.1. DM Desvío de la medición en "por unidad".
   6.2. E= Energía activa medida en KWh.

7. Indisponibilidades del equipamiento del SMEC.

Esta información será contrastada en el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con la información elaborada a partir de los datos de operación.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) remitirá al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), el tercer día hábil de cada semana antes de las 12:00 horas, el parte producido por LOS TRANSPORTISTAS y el producido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los que contendrán las novedades de indisponibilidades ocurridas en la semana anterior desde las 0:00 horas del lunes hasta las 24:00 horas del domingo.

5.1.5. INFORMACION DE EMPRESAS EXTRANJERAS INTERCONECTADAS

Según el caso, estos intercambios se homologan a una venta (5.1.3) o a una compra (5.1.2). De mediar Convenios de Interconexión el OED será responsable de haber intercambiado la documentación de norma con la otra parte, para documentar las figuras legales de aplicación en cada transacción.

5.1.6. INFORMACION FALTANTE

Si dentro de los plazos establecidos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para el proceso de facturación, no se cuenta con la información completa para conformar la Base de Datos de Facturación, el OED procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al confeccionar el documento de Transacciones Económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el OED será incorporado al siguiente proceso de facturación.

5.2. TRANSACCION ECONOMICA

5.2.1. RESULTADO DE LA TRANSACCION

Se define como Resultado de la Transacción Económica al cálculo mensual de los créditos o débitos totales de cada agente del MEM por aplicación de los presentes procedimientos asociados al sistema de estabilización de precios que se describe en el punto 5.7. y de los excedentes que se describen en 5.2.2.

5.2.2. EXCEDENTES

Se denomina Excedente Neto Mensual a la diferencia entre el resultado de los generadores del MEM dependientes del Estado Nacional más los de las empresas extranjeras interconectadas en su operación en el MEM, y los montos producto de sus remuneraciones reconocidas, de acuerdo a lo que hubiera establecido por Resolución la Secretaría de Energía Eléctrica.

Estos excedentes serán depositados en un Fondo Unificado, según lo previsto en el artículo 37 de la Ley 24.065, para cuya administración el OED efectuará las operaciones que la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA le indique.

En la forma y con la periodicidad que la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA determine, el OED producirá la información de gestión correspondiente a la administración de este Fondo, así como su evolución prevista.

5.2.3. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (TE)

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elaborará mensualmente un documento con toda la información contenida en la Base de Datos para Facturar y con todos los resultados obtenidos por la aplicación de los presentes procedimientos, individualizando para cada agente, los montos por los cuales ha resultado deudor o acreedor en base a sus compras y/o ventas en el MEM. Dicha información servirá de base para el proceso de facturación definido en 5.3.

El documento de Transacciones Económicas contendrá asimismo un detalle que permita individualizar la proporción en que cada deudor participa en la conformación del crédito de cada vendedor, aplicando para ello un criterio de proporcionalidad en base al peso relativo que cada uno de los montos deudores tengan respecto del monto deudor total en las Transacciones Económicas en dicho mes.

El documento de Transacciones Económicas considerará el tiempo de servicio efectivo de los sistemas de transporte y las penalidades que serían aplicables de acuerdo a la información contenida en el Documento de Calidad de Servicio de Transporte Provisorio (DCSTp) mencionado en el punto 3.4.4. de esta norma.

5.2.4. OBSERVACIONES DE LOS AGENTES AL DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS

5.2.4.1.

Los valores comunicados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resultantes de los datos recibidos de tales agentes conforme a lo establecido en el punto 5.1 de LOS PROCEDIMIENTOS, podrán ser observados dentro de las VEINTICUATRO (24) horas de presentados los partes diarios y dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) horas de presentados los partes semanales.

Sólo serán consideradas las observaciones que se formulen con la correspondiente fundamentación mediante escrito presentado ante la dependencia del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

que éste deberá determinar y comunicar a los agentes dentro de las primeras CUARENTA Y OCHO (48) horas de vigencia de la presente norma.

De no existir observaciones o no habérselas fundado en el escrito correspondiente, los referidos valores se tomarán como definitivos para elaborar el DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE)

Los datos calificados como definitivos no podrán ser observados al comunicarse el DTE y sólo podrán ser modificados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) si dentro de los QUINCE (15) días siguientes al cierre de la transacción económica en el que se lo incluye, dispone de un dato que, a criterio fundado de tal organismo, sea más cierto y fidedigno que el presentado en el correspondiente parte.

5.2.4.2.

El Documento de Transacciones Económicas será comunicado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

5.2.4.2.1.

Quienes resulten deudores o acreedores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según las constancias del Documento de Transacciones Económicas podrán presentar observaciones solicitando la rectificación de los valores monetarios emergentes de dicho documento.

No se admitirán observaciones relativas a la información que debe considerarse definitiva en los términos de lo establecido en el punto 5.2.4.1. precedente.

5.2.4.2.2.

Sólo serán consideradas las observaciones que se formulen con la correspondiente fundamentación dentro de los DOS (2) días hábiles inmediatos posteriores a la fecha en que se entregó el DTE mediante escrito presentado ante la dependencia del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que éste deberá determinar y comunicar a los agentes dentro de las primeras CUARENTA Y OCHO (48) horas de vigencia de la presente norma.

Podrá ampliarse la fundamentación y acompañarse los elementos de prueba dentro de los OCHO (8) días subsiguientes.

5.2.4.2.3.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar y resolver las observaciones presentadas antes del último día hábil del mes inmediato posterior al de la transacción. Si tal organismo no se pronunciara expresamente en dicho término se entenderá que ha aceptado la validez de la observación presentada salvo que hubiere comunicado la necesidad de una prórroga conforme lo dispuesto en el punto 5.2.4.2.4.

5.2.4.2.4.

Con carácter excepcional, cuando la complejidad de la cuestión involucrada en la observación formulada así lo justifique, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), antes del vencimiento del plazo indicado en el punto 5.2.4.2.3, podrá comunicar a la SECRETARIA DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES y al agente involucrado la necesidad y extensión de una prórroga del plazo para evaluar correctamente la observación. El plazo de prórroga nunca podrá exceder de los SESENTA (60) días y se informará a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el DTE siguiente al que motivara la observación.

5.2.4.2.5

Resuelta una observación al DTE por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ésta se tendrá por definitiva salvo que, quien la hubiere presentado, formule oposición fundada dentro de los TRES (3) días de haber recibido la respuesta a su reclamo. Dentro de los DOS (2) días subsiguientes al vencimiento del plazo precedentemente indicado el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dará a conocer su decisión final.

5.2.4.2.6

Si la decisión final del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recayere sobre una observación relativa a cuestiones de interpretación en la aplicación de LOS PROCEDIMIENTOS, el

observante podrá solicitar a la SECRETARIA DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES que se expida sobre el entendimiento que debe darse a la norma pertinente. La presentación deberá formularse ante la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA de la aludida Secretaría, acompañando copia certificada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de todo lo actuado ante éste a partir de la observación oportunamente formulada.

5.2.4.2.7

Los ajustes a la facturación que, en su caso, deba efectuar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como consecuencia de la decisión sobre las observaciones formuladas por los agentes, se incluirán en la factura correspondiente al mes de transacciones en que la observación se resuelva en definitiva y tendrán la fecha de vencimiento de dicha factura. Tales ajustes sólo devengarán intereses a partir del vencimiento de la factura en que se los incluye.

5.2.4.2.8

Todos los plazos establecidos en la presente norma se cuentan por días corridos salvo la mención expresa en contrario.

5.2.5. VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y PROCESOS UTILIZADOS PARA LA ELABORACION, POR EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), DEL DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) controlará periódicamente la consistencia y coherencia de la información utilizada y los procesos desarrollados para la elaboración del Documento de Transacciones Económicas (DTE).

En tal sentido empleará todos los medios a su alcance con el fin de:

- constatar la procedencia y calidad de los datos que alimentan los procesos de los que resulta la información emitida en el documento antes mencionado.
- constatar la procedencia y calidad de los aludidos procesos.

Si, como resultado de los controles efectuados el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) detectara defectos, incoherencias o imprecisiones en la información, los datos o su procesamiento y se determinara que los conceptos facturados oportunamente adolecieron de inconsistencias derivadas de aquellos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá establecer y emitir los ajustes que pudieran corresponder.

Ninguna refacturación podrá considerar períodos que excedan el lapso de CUATRO (4) meses contados retroactivamente a partir del cierre de la última transacción económica mensual ejecutada y facturada. Consecuentemente los resultados de las facturas anteriores al período admitido de refacturación se tienen por firmes y definitivos a todos sus efectos para quienes actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

5.3. FACTURACION

5.3.1. FACTOR DE PROPORCIONALIDAD

Para cada agente del MEM que en la Transacción Económica del mes correspondiente haya resultado deudor del sistema, el OED calculará su factor de proporcionalidad (FPk) como su monto deudor dividido el monto deudor total del mercado.

5.3.2. FACTURACION DE LAS OPERACIONES DE COMPRA/VENTA EN EL MEM

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador por los montos resultantes de la Transacción Económica del mes, discriminados según los siguientes conceptos:

- energía,
- transporte de energía eléctrica,

- potencia,
- otros servicios (regulación de frecuencia, reactivo, arranque y parada de máquinas).

Para la discriminación de los conceptos del transporte, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará los cargos fijos del Transporte (por conexión y cargo complementario) que cada agente del mercado deberá abonar a los transportistas, en base a las horas de disponibilidad registradas y aplicando los Factores de Proporcionalidad correspondientes a cada nodo y a cada empresa indicados en la programación estacional.

b) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el monto correspondiente al ingreso variable por energía y potencia, atribuible a cada sistema de transporte y correspondiente a la comercialización en el Mercado SPOT y en el Mercado a Término.

c) Este monto se asignará como un crédito en la Cuenta de Apartamiento del Transporte.

d) Para la energía comercializada dentro del Mercado a Término, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el cargo variable por transporte a acreditar o debitar a cada una de las partes.

La facturación (liquidación de venta) de los transportistas sólo incluirá los descuentos por penalidades una vez que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD(ENRE) resuelva sobre su aplicación y lo notifique al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) conforme lo establecido en el punto 5.3.6.

La facturación a los usuarios del transporte sólo incluirá los descuentos por penalidades una vez que ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) resuelva sobre su aplicación y lo notifique al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) conforme lo establecido en el punto 5.3.6.

A su vez para cada uno de los agentes vendedores, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) emitirá una liquidación de su venta por el total resultante de la Transacción Económica. Para los Generadores dependientes del Estado Nacional, las liquidaciones se realizarán en base a los precios reconocidos por la SECRETARÍA DE ENERGÍA de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 37 de la ley 24.065.

Las diferencias existentes entre lo facturado a los compradores y lo liquidado a los vendedores por aplicación de diferentes sistemas de precios (precios estacionales y precios spot), deberán imputarse al Fondo de Estabilización descripto en el punto 5.7.

5.3.3. FACTURACION DE APARTAMIENTOS DE CONTRATOS

El OED calculará los saldos acreedores o deudores de las operaciones efectuadas en el mercado spot por parte de empresas con Contratos de Abastecimiento. Las facturas y liquidaciones correspondientes, serán calculadas por el OED aplicando iguales procedimientos a los establecidos para los vendedores y compradores que operan sin contratos.

5.3.4. REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED

El monto mensual por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED acordado en el Presupuesto Estacional, se distribuirá entre todos los agentes del MEM. Dicho monto será debitado por el OED a cada agente en función de la proporción que representa su volumen monetario por compra y/o venta dentro del volumen total de las transacciones del MEM, independientemente de la existencia de contratos.

5.3.5. PENALIDADES APLICADAS A LOS TRANSPORTISTAS POR CALIDAD DE SERVICIO Y AJUSTE SOBRE LOS DESCUENTOS EN LOS PAGOS DE LOS USUARIOS DEL TRANSPORTE

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD(ENRE) notificará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), antes del último día hábil del mes siguiente al facturado, las sanciones aplicadas a cada Transportista, con identificación de concepto y monto, para que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realice el ajuste a la facturación (débito sobre la liquidación de venta) de los transportistas y de los usuarios del transporte (crédito sobre la facturación), y previo a la fecha establecida para su cobro.

Cuando el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) no hubiera resuelto sobre la procedencia o monto de alguna sanción, lo comunicará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en la misma oportunidad indicada en el párrafo precedente, instruyéndole para que provisoriamente, no realice débito por dicha sanción sobre la liquidación de venta del Transportista. En estos casos, cuando el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) resuelva y notifique al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), la aplicación de la sanción, éste deberá efectivizarla con los intereses previstos en el punto 5.5. "COBRANZAS A LOS DEUDORES", de LOS PROCEDIMIENTOS, mediante el correspondiente débito sobre la liquidación de venta de los transportistas y crédito sobre la facturación de los usuarios del transporte. Los intereses se computarán desde la fecha en que debió haberse efectuado el débito hasta la del efectivo pago.

5.4. PLAZOS DE PAGO

Las facturas presentadas al cobro a los agentes deudores del sistema vencerán a los 39 días, contados a partir del último día del mes a que se refieren las transacciones facturadas.

Dicho plazo de vencimiento se desplazará en el mismo número de días que se demore el envío de la documentación a que se refiere el párrafo siguiente, a partir del tercer día hábil posterior a la emisión de las facturas del documento de Transacciones Económicas.

El OED remitirá a cada agente del mercado, por medio de FAX o Correo Electrónico, según acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores), valiendo esta fecha para los fines establecidos en el párrafo anterior. Simultáneamente remitirá los documentos indicados por vía postal expresa.

Las notas de débito o crédito que emita el OED para ajustar las facturas o liquidaciones en virtud de rectificaciones de los valores físicos y/o monetarios adoptados (refacturación), tendrán fecha de vencimiento el mismo día que la factura a que están referidos.

Las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED, tendrán las mismas condiciones de vencimiento que las arriba indicadas.

5.5. COBRANZAS A LOS DEUDORES

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) prestará el servicio de cobranza en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que abarcará a todos los pagos que se efectúen, con excepción de los que correspondan a la ejecución de contratos.

Este sistema de facturación, basado en criterios de proporcionalidad, requiere que las acreditaciones a vendedores de los montos cobrados sean diligenciadas bajo igual criterio.

No se admitirán pagos por fuera de este sistema, por cuanto ello atentaría contra el principio de proporcionalidad del sistema de facturación adoptado.

A los efectos del pago de sus obligaciones, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ofrecerá a los agentes las siguientes alternativas:

- mediante entrega de cheque en el domicilio del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED),
- mediante transferencia a las cuentas bancarias habilitadas al efecto por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La fecha a considerar a efectos de la imputación del pago, será la que corresponda a la de efectiva acreditación en la cuenta bancaria del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La falta de pago íntegro y en término de los montos facturados obligará al deudor al pago de un recargo calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga conforme lo siguiente:

- TRES POR CIENTO (3%) desde el 1º hasta el 5º día de mora inclusive
- SIETE POR CIENTO (7%) desde el 6º hasta el 10º día de mora inclusive
- DIEZ POR CIENTO (10%) desde el 11º hasta el 15º día de mora inclusive

A partir del día DIECISEIS (16) de mora se aplicará al monto de la deuda en mora más la suma correspondiente en concepto de recargo según lo precedentemente dispuesto, un interés compensatorio

equivalente a la tasa fijada por el BANCO NACIÓN ARGENTINA (BNA) para sus operaciones de descuento de documentos a TREINTA (30) días de plazo.

El incumplimiento de pago íntegro y en término de las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones, dará lugar a recargos por mora e intereses compensatorios en forma idéntica a la antes descripta.

La aplicación de las cobranzas a efectos de imputar las mismas se realizará en primer lugar a la cancelación de deudas por cualquier concepto con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y luego a la cancelación de deudas con los acreedores del mercado.

Los importes cobrados en concepto de recargos por mora e intereses compensatorios serán depositados en las cuentas bancarias declaradas por los acreedores bajo los mismos plazos y condiciones establecidos en el punto 5.6. La distribución se efectuará conforme el factor de proporcionalidad de cada acreedor utilizado para distribuir los pagos correspondientes al mes en que se debió pagar la deuda en mora.

La documentación comercial respectiva, tanto la facturación de recargo por mora e interés compensatorio a los deudores como la liquidación por estos conceptos a los agentes que resultaron acreedores, será emitida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el último día hábil del mes en que se produjo el vencimiento de la factura en mora y vencerán coincidentemente con la facturación cuyo plazo para el pago culmine el mes siguiente.

5.6. LIQUIDACION A LOS ACREEDORES

La liquidación de los saldos acreedores a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se realizará, distribuyendo los fondos disponibles resultantes de las acreditaciones que se registren en las cuentas bancarias habilitadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a los efectos de las cobranzas.

En todos los casos los pagos se tendrán por imputados en primer término a la cancelación de los intereses devengados a la fecha de cobro y el remanente al capital. De existir saldos impagos referidos a distintos períodos mensuales, la imputación se realizará en todos los casos a partir del más antiguo.

Los fondos aludidos en el primer párrafo del presente 5.6 se aplicarán cada mes conforme el siguiente orden de prioridades:

a) Cancelación del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

b) Reembolso de gastos y/o inversiones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

c) Integración de los saldos netos mensuales correspondientes a los fondos, cuentas de apartamientos y cuentas de excedentes de la Transacción Económica.

d) Pago del monto correspondiente al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (Art.70-Ley 24.065).

e) Pago de los importes adeudados a los Agentes acreedores por las Transacciones del mes, y el pago de las retenciones que correspondan a favor de la DIRECCIÓN GENERAL IMPOSITIVA (DGI).

   La distribución entre los acreedores de los fondos disponibles se efectuará conforme al factor de proporcionalidad (FPa)

   A estos efectos, para cada Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que en la Transacción Económica del mes haya resultado acreedor, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará su factor de proporcionalidad (FPa) el que resulta de su acreencia individual dividida la acreencia total del mercado en tal Transacción Económica.

Los saldos adeudados correspondientes a los cargos por peaje de los Grandes Usuarios, que tienen un tratamiento particular (**ANEXO 27 punto 8 de LOS PROCEDIMIENTOS**), no serán considerados a los efectos de lo dispuesto en el presente punto 5.6 ni están alcanzados por sus disposiciones.

5.6.1. DETERMINACION DE LOS IMPORTES Y FORMA DE PAGO:

A los efectos del pago indicado en el ítem e) del punto 5.6 precedente, cada Agente acreedor dispondrá de una cuenta transitoria donde se imputarán los montos a cobrar.

Cada CUARENTA Y OCHO (48) horas con funcionamiento de las Cámaras Compensadoras con clearing bancario contadas desde la finalización del día de vencimiento de las facturas, el ORGANISMO

ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) acreditará los fondos disponibles en sus cuentas bancarias, una vez realizadas las deducciones correspondientes, a las cuentas transitorias de los Agentes acreedores.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) pagará mediante depósito en las cuentas bancarias declaradas a tales efectos por los acreedores, los montos acreditados en una cuenta transitoria cuando:

- Sea la primera acreditación del mes.
- Los montos acreditados superen una suma de PESOS CINCO MIL ($5.000).
- Los montos acreditados fueran inmovilizados por un período superior a QUINCE (15) días.
- Los montos acreditados cancelen los saldos acreedores.

Los pagos efectuados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) conforme lo indicado precedentemente son a todos los efectos pagos en término.

5.6.2. ESQUEMA DE COMPENSACION DE CRÉDITOS Y DÉBITOS:

Cuando como consecuencia de las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), algún Agente resulte a la vez deudor y acreedor de dicho mercado por desempeñar en él más de una actividad, se aplicará un esquema de compensación de pagos que se efectuará de la siguiente manera:

a) Se respetará el principio de proporcionalidad de pagos a los Agentes acreedores, debiendo para ello afectarse los créditos respectivos por un factor que represente el índice de cobranzas logrado en las primeras CUARENTA Y OCHO (48) horas del vencimiento de las facturas cuyo plazo para el pago finalizó el mes anterior.

b) Los saldos acreedores resultantes de la compensación serán atendidos aplicando para ello los factores de proporcionalidad (FPa) del mes a pagar y siguiendo el procedimiento descripto en 5.6.1

El esquema de compensación precedentemente definido se aplicará exclusivamente a los supuestos indicados en el primer párrafo de este punto, en consecuencia no podrán compensarse mediante tal esquema las deudas de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en concepto de reembolso de gastos y/o inversiones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

5.7. SISTEMA DE ESTABILIZACION DE PRECIOS

Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los Distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado FONDO de ESTABILIZACIÓN. En este fondo se depositarán los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Este Fondo de Estabilización no será utilizable para compensar incumplimientos de pagos.

De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el Fondo de Estabilización no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el OED gestionará ante la SEE la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la SEE dispondrá la concesión de un crédito automático retornable y sin interés utilizando recursos del Fondo Unificado.

El OED incorporará en el documento de Transacciones Económicas, el resultado mensual del Fondo de Estabilización y su evolución.

La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA indicará el criterio con que en la programación estacional se considerarán los saldos acumulados por dicho Fondo.

5.8. IMPUESTOS

El OED incorporará a la facturación y/o liquidaciones y procederá a transferir a las cuenta que corresponda los impuestos que en cada caso correspondieren, según las instrucciones que le imparta la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SISTEMA

1. BASE DE DATOS DEL SISTEMA

1.1. INFORMACION BASICA DE GENERADORES

Cada Generador deberá suministrar la información necesaria para:

- programar la producción y realizar el despacho de cargas;
- calcular los costos marginales y otros costos necesarios para fijar los precios estacionales a distribuidores y el precio horario con que se remunerará a los productores.

El conjunto de datos técnicos y característicos del parque generador conforma la Base de Datos de Generación del Sistema e incluye como mínimo la siguiente información:

a) Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.

b) Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo, desde sincronismo hasta plena carga. Para las máquinas turbovapor, tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y rearranque.

c) Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria;

d) Capacidad para regulación de tensión: curva de capabilidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación;

e) **Máquinas Térmicas y Nucleares**: Consumo específico medio bruto. Coeficientes A, B y C de la recta representativa del Consumo Específico bruto.

f) **Máquinas Térmicas**: tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento.

g) **Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse**: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa y datos de evaporación.

h) **Centrales de Bombeo**: El rendimiento económico de bombeo a utilizar en el despacho diario para definir el bombeo y generación de la central en función de la diferencia de precios horarios de compra y de venta de la energía. Para el embalse y contraembalse, curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa. Datos de evaporación.

i) **Centrales Hidroeléctricas en General**: Número de grupos, función para conversión energética (m3 por KWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.

1.2. INFORMACION BASICA DE DISTRIBUIDORES

Cada Distribuidor deberá suministrar la información básica necesaria para la determinación de los precios estacionales.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos de Distribución del Sistema e incluirá como mínimo:

a) puntos de interconexión a través de los cuales se compromete comprar al MEM;

b) potencia contratada para los próximos dos semestres, y para los ocho semestre siguientes, por punto de interconexión;

c) capacidad de sus instalaciones para el control de Tensión.

1.3. INFORMACION BASICA DE TRANSPORTISTAS

El Transportista deberá suministrar la información necesaria para realizar los estudios y definir la operación del Sistema dentro de los márgenes de calidad y confiabilidad pretendidos.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos del Transporte del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Capacidad de sus instalaciones para regulación de tensión;

b) Capacidad de sus instalaciones para el suministro de reactiva.

ANEXO 2: BASE DE DATOS ESTACIONAL

Para cada período estacional las empresas deben suministrar la información necesaria para el período a estudiar y una estimación aproximada de los mismos datos para los próximos 3 años.

a) Generadores y Transportistas: Tasa de indisponibilidad forzada prevista para las máquinas y la red.

b) Centrales Térmicas: Previsiones de disponibilidad de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas). Costos variables de Producción, precio de referencia de flete y sobrecosto de punta de máquinas turbovapor, tal como se indica en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS.

c) Centrales Hidroeléctricas: Pronósticos de aportes o de energía, según corresponda, o de tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto. Restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc). Para las centrales con embalse de capacidad estacional, valores del agua como se indica en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS

d) Distribuidores y Grandes Usuarios: Pronósticos de demanda de energía y potencia con su correspondiente hipótesis de crecimiento. Curvas típicas de carga horaria para cada semana, discriminadas a nivel de cada barra de la red de transporte. Carga máxima prevista. Requerimiento de reactivo. Carga típica prevista por barra en cada banda horaria.

e) Transportistas: Restricciones en el intercambio permitido.

f) Agentes con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) Previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir su compromiso.

g) Países Interconectados: Requerimientos de exportación. Ofertas de importación de energía y/o potencia y precios.

h) Autogeneradores y Cogeneradores: Rango de potencia que pueden intercambiar. Saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.

ANEXO 3: CALCULO DE LOS FACTORES DE NODO Y ADAPTACION

1. INTRODUCCION:

La energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red a través del precio de la potencia y de la energía en el nodo. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el Mercado (PM) afectado por el Factor de Nodo. El valor de la potencia transferido a un nodo será el precio de la potencia en el Mercado ($PPAD) afectado por el Factor de Adaptación.

2. FACTOR DE NODO DE ENERGIA:

El Factor de Nodo (FNi) de un nodo "i", con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo "i" el costo marginal incorpora las pérdidas del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte.

2.1. METODOLOGIA DE CALCULO

El Factor de Nodo (FN) del nodo i se determina como:

$$FN_i = 1 + (dPerd/dPd_i)$$

siendo:

d Perd / d Pdi: la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo i.

Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (Δ Pdi), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema (Δ Perd), tomando como barra flotante el nodo Mercado MEM o el nodo centro de gravedad de un área aislada eléctricamente del Mercado, que se definirá como "nodo Mercado Local"

En el caso de un área aislada cada factor de nodo calculado con referencia al nodo Mercado Local FNLi, deberá referirse al Mercado multiplicando por el factor de nodo del nodo Mercado Local FNL correspondiente al previsto para esa hora en la programación diaria en la que el OED realizó el despacho sin tener en cuenta la restricción. Si la restricción fue incluida en el despacho diario, deberá considerarse el correspondiente a esa hora en el despacho semanal o trimestral que no incluya tal restricción, en el orden de prioridad indicado.

$$FN_i = FNL_i \times FN_L$$

En consecuencia, el precio de la energía en un nodo "i" estará dado por:

$$PN_i = PM \times FN_i$$

siendo:

PNi: el precio de la energía en el nodo "i"

PM: el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción

2.2. MODELADO DEL SISTEMA

2.2.1. FACTORES DE NODO ESTACIONALES

La aleatoriedad resultante de no prever adecuadamente la convocatoria de contratos de exportación en razón de depender ésta del comportamiento de sistemas eléctricos extranjeros tiene impacto sobre el Factor de Nodo Estacional de ciertos nodos de compra de Distribuidor.

Buscando limitar el efecto de la aleatoriedad sobre los demandantes se ha determinado la conveniencia de estabilizar el valor de tales factores de nodo estacionales durante un lapso suficientemente prolongado.

A tales efectos el OED deberá identificar los Distribuidores que, como resultado de la aleatoriedad referida, exhiben variaciones promedio por banda tarifaria de sus Factores de Nodo, iguales o superiores a un valor fijo que se determina inicialmente en el CINCO POR CIENTO (5%).

Corresponderá entonces la aplicación de dos procedimientos de cálculo diferenciados, uno para aquellos nodos de compra de Distribuidor que exhiban variaciones de valor menor al indicado o que tengan otra causa que será el indicado en el apartado 2.2.1.1 siguiente y otro a aplicar sobre aquellos nodos que requieren estabilización, tal como se indica en el apartado 2.2.1.2.

2.2.1.1. FACTORES DE NODO NO ESTABILIZADOS

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá calcular los Factores de Nodo Estacionales (FNE) para cada Período Trimestral.

En este caso, el cálculo de los FNE se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

1. Generación: Se utiliza la generación media prevista en el período estacional para cada Central.
2. Demanda: Se calcula la Potencia Media satisfecha en todos los nodos de las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica de cada Agente demandante, en base a las previsiones de demanda de la Base de Datos Estacional. A partir de estas potencias el OED determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva Demanda - Duración) de tres bloques donde:
    - cada bloque representa una banda horaria;
    - la potencia del bloque corresponde a la demanda media estacional de la banda horaria, incluyéndose la demanda de bombeo y descontando la Energía No Suministrada (ENS) si estas existiesen;
    - la duración del bloque está dada por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del Período Trimestral considerado.
3. Sistema de Transporte: El OED deberá definir configuraciones características en el Período Trimestral considerado para las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica utilizadas en la Función Técnica de Transporte e Instalaciones Inferiores de Vinculación Eléctrica utilizadas en la Función Técnica de Transporte que vinculen Centrales de Generación.

El OED realizará un flujo de potencia de la red con los nodos requeridos para calcular el precio del nodo, y sobre ésta simulará las variaciones unitarias de demanda requeridas para el cálculo de los FNE.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral determinará, para cada banda horaria, los siguientes valores:

1. El Factor de Nodo, FNbi en todos los nodos "i" de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transporte en Alta Tensión) o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTRO), para cada banda horaria "b".
2. El Factor de Nodo promedio ponderado estacional (FNPObj), correspondiente a aquellos nodos de conexión al Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal aplicable a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT.):

$$FNPO^{b}_{j} = \frac{\sum_i FN^{b}i \times E^{b}_{ji}}{\sum_i E^{b}_{ji}}$$

siendo:

FNbi: Factor de Nodo estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO.

Ebji: Energía estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

FNPObj: Factor de Nodo promedio ponderado estacional de cada Generador o Distribuidor "k", en sus nodos de conexión al PAFTT.

Los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) son los definidos en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3. La diferencia de factores de nodo estacional, DFNbj, entre el Factor de Nodo promedio ponderado de cada Generador o Distribuidor "k" conectado a un PAFTT y el Factor de Nodo promedio ponderado del PAFTT.

$$\Delta FN^{b}_{kj} = FNPO^{b}_{k} - FNPO^{b}_{j}$$

siendo:

$$FNPO^{b}_{k} = \frac{\sum_i FN^{b}_{ki} \times E^{b}_{ki}}{\sum E^{b}_{ki}}$$

FNbki,: Factor de Nodo estacional de cada nodo "i" del Generador o Distribuidor "k", en la Banda horaria "b".

Ebki: Energía estacional de cada nodo "i" del Generador o Distribuidor "k", en la Banda horaria "b".

FNPObk: Factor de Nodo promedio ponderado estacional del PAFTT "j" al que está conectado al Generador o Distribuidor "k", en sus nodos del Transporte en Alta Tensión o DISTRO.

2.2.1.2. FACTORES DE NODO ESTABILIZADOS

Luego de identificar un nodo de compra de Distribuidor en el cual la aleatoriedad detectada y su origen permite establecer la necesidad de su estabilización en los términos del presente apartado, en la siguiente Programación Estacional o Reprogramación Trimestral, el OED deberá calcular el Factor de Nodo Estacional (FNE) que corresponda como un único valor para un período de estabilización igual a los próximos OCHO (8) trimestres, considerando las distintas situaciones operativas de la demanda extranjera y los posibles flujos de energía y potencia hacia el SADI. El valor determinado se aplicará al nodo en cuestión durante los OCHO (8) trimestres y su siguiente determinación se realizará cumplido ese lapso.

Para los nodos de compra de Distribuidor cuyo Factor de Nodo Estacional resulte estabilizado en los términos del presente apartado, el cálculo y reconocimiento de diferencias previsto en el punto 2.4.6. "PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES" del Capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS se efectuará cada OCHO (8) períodos trimestrales, en concordancia con el período estabilizado referido.

El cálculo de los FNE se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

1. Generación: Se utiliza la generación media prevista en el período de estabilización para cada Central. Adicionalmente, el OED deberá considerar escenarios de importación de Potencia y Energía desde los países vecinos, con su respectiva probabilidad asociada.

2. Demanda: Se calcula la Potencia Media satisfecha en todos los nodos de las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica de cada Agente demandante, en base a las previsiones de demanda de la Base de Datos Estacional y las previsiones efectuadas por el OED para el resto del período de estabilización. Para el caso de la demanda extranjera, el OED deberá utilizar las demandas informadas por los agentes con compromisos de exportación, con la correspondiente probabilidad de ocurrencia de que dicha demanda esté no presente. A partir de estas potencias el OED determinará la demanda de cada nodo de la red durante el período de estabilización como una curva monótona de cargas (curva Demanda - Duración) de tres bloques donde:

    - cada bloque representa una banda horaria,

- la potencia del bloque corresponde a la demanda media del período y la banda horaria, incluyéndose la demanda de bombeo y descontando la Energía No Suministrada (ENS) si éstas existiesen;
- la duración del bloque está dada por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del período de estabilización considerado.

3. Sistema de Transporte: Se adoptarán las mismas configuraciones definidas bajo este apartado en el punto 2.2.1.1. precedente.

El OED realizará un flujo de potencia de la red con los nodos requeridos para calcular el precio del nodo, y sobre ésta simulará las variaciones unitarias de demanda requeridas para el cálculo de los FNE.

En la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral en la cual se realice el cálculo el OED determinará, para cada banda horaria, los siguientes valores:

1. El Factor de Nodo, FNbi , en todos los nodos "i" de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transporte en Alta Tensión) o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTRO) y Nodo Frontera, para cada banda horaria "b".
2. El Factor de Nodo promedio ponderado estabilizado (FNPObj), correspondiente a aquellos nodos de conexión al Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal aplicable a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT).

$$FNPO^{b}_{j} = \frac{\sum_i FN^{b}_{i} \times E^{b}_{ji}}{\sum E^{b}_{ji}}$$

siendo:

FNbj: Factor de Nodo estabilizado, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO, tal como se indica en el punto precedente.

Ebji: Energía en el período de estabilización, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) son los definidos en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3. La diferencia de factores de nodo estabilizada, D FNbj, será la calculada según lo indicado bajo el punto 2.2.1.1. precedente, no requiriéndose diferenciar entre ambas situaciones.

2.2.2. FACTORES DE NODO HORARIOS

Cada día, los factores de nodo horarios (FN) del MEM serán los calculados previamente por el OED en el predespacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de cargas simplificado que represente al Transporte en Alta Tensión y DISTRO.

En caso de realizarse un redespacho en la operación en tiempo real, los factores de nodo horarios serán los determinados en el predespacho .

El OED determinará el Factor de Nodo promedio ponderado horario para Distribuidores o Grandes Usuarios "k" conectados al Transporte en Alta Tensión y DISTRO.

$$FNPO^{h}_{k} = \frac{\sum_i FN^{h}_{ki} \times E^{h}_{ki}}{\sum_i E^{h}_{ki}}$$

siendo:

FNhki: Factor de Nodo horario, de cada nodo "i" del Distribuidor o Gran Usuario "k" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Ehki: Energía horaria de cada nodo "i" del Distribuidor o Gran Usuario "k" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Para los nodos de Generadores "k" vinculados por PAFTT se determinarán los Factores de Nodo horarios de la siguiente manera:

$$FN^{h}_{k} = FNPO^{h}_{j} + \Delta FN^{b}_{kj}$$

siendo:

FN^{h}_{k} : Factor de Nodo horario del Generador "k".

$FNPO^{h}_{j}$: Factor de Nodo promedio ponderado horario del PAFTT "j".

Δ FNbkj:Diferencia de Factores de Nodo Estacional para el Generador "k", para la banda horaria "b" al que pertenece la hora "h"

3. FACTOR DE ADAPTACION DE POTENCIA

El Factor de Adaptación FAi de un nodo "i" está relacionado con los sobrecostos producidos, en los nodos receptores, a los agentes consumidores cuando las interconexiones del Transporte en Alta Tensión tienen salidas de servicio forzadas. Este factor representará la relación entre el precio de la potencia en el Nodo "i" y el precio en el Mercado cuando el nodo se encuentra vinculado al Mercado sin restricciones.

Este factor se determinará anualmente a partir de los sobrecostos determinados para cuatro periodos estacionales.

3.1. METODOLOGIA DE CALCULO

El Transporte en Alta Tensión está expuesto a fallas que provocan desconexiones de las líneas de interconexión. En los primeros minutos posteriores a la desconexión no se alcanza a entrar en servicio las máquinas disponibles en reserva fría y la falla produce cortes de suministro por actuación de protecciones. Estas fallas se denominarán fallas de corta duración.

En algunos casos el restablecimiento del servicio de la línea supera los minutos, debido a que, por la naturaleza de la falla, se requieren reparaciones importantes. Estas fallas, denominadas fallas de larga duración, permiten poner en servicio el equipamiento de reserva fría.

3.1.1. FALLAS DE LARGA DURACION

Las fallas de larga duración del sistema de transmisión, producen en los nodos receptores sobrecostos a las demandas debido al incremento de los precios marginales, que incluyen la valorización de la Energía no Suministrada (ENS).

Los sobrecostos producidos por las Fallas de Larga Duración del Transporte en Alta Tensión en una linea "l" (SCLDl) afectarán a los precios de la potencia en los nodos alejados del Mercado, como consecuencia de la falta de confiabilidad de su vínculo con el mismo.

Para el cálculo de estos sobrecostos, el OED comparará el costo de la energía para las demandas en los nodos receptores obtenidos del despacho de cargas con las restricciones normales del Transporte en Alta Tensión, y el obtenido para un despacho con contingencias en el Transporte en Alta Tensión. La valorización de la energía tendrá en cuenta la ENS y el costo marginal:

El Costo Marginal asociado a un área deficitaria, o sea donde existe ENS, se evaluará en función del porcentaje de ENS del área, definiéndose:

PORCENTAJE DE ENS DEL ÁREA	COSTO MARGINAL DEL ÁREA CENS (U$S/MWh)
Hasta 1,6%	120
Hasta 5,0%	170
Hasta 10,0%	240
Más de 10,0%	1500

Se utilizará una tasa de fallas de larga duración de las líneas de Transporte en Alta Tensión de 1/28 fallas/100 Km por año con una duración de 14 días. Si las líneas están en paralelo, y son de posible salida simultánea, se extenderá la salida del segundo circuito a 28 días.

El modelado del sistema será el que se emplea para la programación estacional. Se simularán las fallas de las líneas para cada banda horaria y se compararán con el caso de referencia, o sea el correspondiente a la programación estacional sin fallas en el Transporte en Alta Tensión.

3.1.2. FALLAS DE CORTA DURACION

Las aperturas forzadas de lineas de Transporte en Alta Tensión pueden provocar cortes de carga por actuación de relés de frecuencia, colapsos de sistemas regionales, y/o redespachos de carga, los cuales se valorizarán determinando la Energía Cortada o Energía No Suministrada, (ENS), y los Costos de Redespacho en tales eventos.

Los sobrecostos por fallas de corta duración son de un orden de magnitud menor que los de larga duración y se consideran en la valorización de la potencia en lugar de la energía para simplificar su implementación. Estos Sobrecostos afectarán a los precios de la potencia en los nodos alejados del Mercado, como consecuencia de la falta de confiabilidad de su vínculo con el mismo.

Los Sobrecostos de Corta Duración (SCCDl) debidos a fallas de corta duración en una línea "l" se calcularán a partir de la ENS de corta duración ENSCDl como:

$$SCCD_l = ENSCD_l \times CENS$$

siendo:

ENSCDl la energía no suministrada de corta duración probable anual por desconexión de la línea "l".

Los sobrecostos de redespacho, en una primera aproximación, se consideran nulos. La ENS se cuantificará a partir de las simulaciones realizadas con un programa de estabilidad transitoria.

Se utilizará una tasa de fallas de corta duración de las líneas de Transporte en Alta Tensión de 0.5 fallas/100 km por año. Se simulará, a través de un modelo de simulación de transitorios electromecánicos, la falla de cada una de las líneas del sistema de transporte, incluyendo la falla sobre dos líneas paralelas. El modelado deberá incluir el Sistema de Transporte y la representación de todos los sistemas de control y protecciones existentes para cuantificar adecuadamente la ENSCDm. Para cada línea "l", el OED estimará la energía no suministrada de corta duración como los cortes de carga que se producen por actuación de los relés de protección afectados por un tiempo de duración de 20 minutos.

3.1.3. DETERMINACION DE LOS FACTORES DE ADAPTACION

Con la Programación Estacional de Verano el OED calculará los sobrecostos anuales de larga (SCLDEl) y corta (SCCDEl) duración para cada línea "l" como el promedio de los determinados para los próximos cuatro períodos estacionales "p" con las siguientes expresiones:

$$SCLDE_l = \sum_p SCLDE_{lp} / 2$$

$$SCCDE_l = \sum_p SCCDE_{lp} / 2$$

El Incremento de Precio por Confiabilidad del Sistema de Transporte (IPCONSTl) refleja los sobrecostos anuales de larga y corta duración por unidad de potencia vinculada por la linea "l". Éste será:

$$IPCONST_l = (SCLDE_l + SCCDE_l) / (PMPT_l \times NHFV)$$

donde:

NHFV: horas en que se remunera la potencia de los dos períodos estacionales considerados.

PMPTl: Potencia Media Vinculada por la línea "l" calculada como:

$$PMPT_l = PMDEM_l \times Fpd - PMGEN_l \times Fpg$$

siendo:

PMGENl: Potencia Media generada en las horas en que se remunera la potencia de los dos períodos estacionales considerados en el área formada por todos los nodos que quedan vinculados con restricciones al Mercado cuando la línea "l" se encuentra fuera de servicio.

PMDEMl: Potencia Media demandada en las horas en que se remunera la potencia de los dos períodos estacionales considerados en el área formada por todos los nodos que quedan vinculados con restricciones al Mercado cuando la línea "l" se encuentra fuera de servicio

Fpd: Factor de Pago de Distribuidores y Grandes Usuarios, dado por:

$$Fpd = \frac{REMBAS^p + REMCONF^p + REMRES^p}{\sum_k PDEMMED^p{}_k \times \$PPAD \times NHFV}$$

Fpg: Factor de Pago de Generadores, dado por:

$$Fpg = \frac{REMBAS^p + REMCONF^p + REMRES^p}{REMBAS^p + REMCONF^p}$$

con:

REMBASp: Remuneración Base por Potencia Despachada estimada para los dos períodos estacionales considerados.

REMCONFp: Remuneración por Confiabilidad estimada para los dos períodos estacionales considerados.

REMRESp: Remuneración de la Reserva estimada para los dos períodos estacionales considerados.

$\sum_k$ PDEMMEDpk: Sumatoria de las demandas medias de potencia de cada consumidor "k" en los dos períodos estacionales considerados.

El Incremento de Precios por Confiabilidad del Transporte en Alta Tensión resulta positivo si es un nodo importador, y negativo si es exportador.

El precio de la potencia en un nodo "i" será el valor de la potencia en el mercado mas el Incremento de Precios por Confiabilidad del Transporte en Alta Tensión.

$$\$PPAD_i = \$PPAD + \sum_l IPCONST_{il}$$

siendo:

IPCONSTil: Incremento de Precio por Confiabilidad del Transporte en Alta Tensión del nodo "i", que queda vinculado con restricciones al Mercado cuando la línea "l" se encuentra fuera de servicio.

El OED calculará el factor de adaptación del nodo "i" (FAi) como la relación entre el precio de la potencia en el nodo "i" y el valor de la Potencia Puesta a Disposición en el Mercado.

$$FA_i = 1 + \frac{\sum_l IPCONST_{il}}{\$PPAD}$$

De existir flujo de potencia de sentido inverso en una linea "l", en distintos períodos estacionales, se definirán dos estados para la determinación de los Factores de Adaptación, uno para el caso de que dicho nodo sea importador ("imp") y otro si es exportador ("exp"), obteniéndose para cada uno de ellos:

$$PMDEM_{impl}, PMDEM_{expl}$$

$$PMGEN_{impl}, PMGEN_{expl}$$

$$FA_{impi}, FA_{expi}$$

$$NHFV_{impi}, NHFV_{expi}$$

El Factor de Adaptación a aplicar alos Generadores “g” del nodo “i” será:

$$FA_{gi} = \frac{FA_{impi} \times PMGEN_{impl} \times NHFV_{impi} + FA_{expi} \times PMGEN_{expl} \times NHFV_{expi}}{PMGEN_{impl} \times NHFV_{impi} + PMGEN_{expl} \times NHFV_{expi}}$$

El Factor de Adaptación a aplicar a los Distribuidores y Grandes Usuarios "d" del nodo "i" será:

$$FA_{di} = \frac{FA_{impi} \times PMDEM_{impl} \times NHFV_{impi} + FA_{expi} \times PMDEM_{expl} \times NHFV_{expi}}{PMDEM_{impl} \times NHFV_{impi} + PMDEM_{expl} \times NHFV_{expi}}$$

ANEXO 4: CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA

1. INTRODUCCION

La instalación y operación del equipamiento de suministro de potencia reactiva debe permitir la gestión óptima del sistema eléctrico, minimizando el transporte de potencia reactiva y obteniendo un nivel de calidad de tensión adecuado para el suministro de energía eléctrica.

Todos los agentes reconocidos del MEM son responsables por el control de la tensión y el flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM.

2. COMPROMISOS DE LOS AGENTES DEL MEM

2.1. GENERADORES

Los Generadores agentes del MEM deben enviar al OED una copia de la Curva de Capacidad P-Q nominal de cada una de sus unidades generadoras. En caso de no hacerlo, el OED la fijará de acuerdo a curvas de capacidad estándar y tomará como disponible el reactivo indicado por esa curva.

El OED deberá definir, como parte de las exigencias para el ingreso de nueva generación, el estándar mínimo requerido para las nuevas unidades generadoras, el que considerará:

- la curva P-Q nominal,
- el margen de seguridad determinado para cada una de las máquinas,
- los requerimientos del Sistema de Transporte.

Cada Generador se compromete a entregar:

- en forma permanente, hasta el NOVENTA POR CIENTO (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que, esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración;
- en forma transitoria, el CIEN POR CIENTO (100%) durante VEINTE (20) minutos continuos, con intervalos de CUARENTA (40) minutos.

Además, el Generador se compromete a mantener la tensión en barras que le solicite el OED. El cumplimiento de los valores de la Curva de Capacidad está limitado al entorno del más menos CINCO POR CIENTO (+/- 5%) de la tensión nominal del generador. En los casos en que estos valores de tensión se alcancen sin haberse alcanzado el NOVENTA POR CIENTO (90%) o CIEN POR CIENTO (100%) de la curva de capacidad según corresponda, el generador deberá demostrar que realizó todas las maniobras posibles para que la tensión se mantenga dentro de ese margen registrando y moviendo convenientemente los topes del transformador de elevación. En los casos en que los topes sean conmutables sin tensión se deberá demostrar que la selección de su posición ha sido seleccionada de común acuerdo con el transportista para el período estacional que se encuentra vigente (deberá enviar copia de la correspondencia intercambiada).

2.2. TRANSPORTISTAS Y DISTRIBUIDORAS TRONCALES

Las concesionarias del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal (denominados Transportistas) se comprometerán a mantener la tensión dentro del rango que especifique el OED para las barras de la red bajo su responsabilidad y de las inmediatas adyacentes de menores tensiones sobre las que tengan control de Tensión.

Para condiciones normales en el Sistema de Transporte, el rango especificado será:

Barras de:	Tolerancia admitida:
500 kV	+/-3%
de 345 hasta 132 kV	+/-5%
menores a 132 hasta 66 kV	+/-7%

Los Transportistas deberán poner a disposición del MEM todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.

En condiciones normales, el criterio para el ajuste de tensiones en las barras de la red de transporte será mantenerlas en valores lo más próximos posibles a los nominales, y dentro de la banda permitida. El OED podrá modificar dicha banda en algunos nodos cuando las condiciones de operación así lo requieran.

Los Transportistas deberán entregar al OED junto con los datos para la programación estacional:

- las características de su equipamiento disponible para el control de tensión y suministro de potencia reactiva;
- el listado de los nodos del Sistema donde no se pueden cumplir con los niveles de tensión, requeridos, discriminado en horas de valle, pico y restante, y el motivo de dicho incumplimiento.

Los Transportistas deberán acordar con los Distribuidores, Grandes Usuarios y otros Transportistas, los factores de potencia límite para horas de pico, valle y restantes, teniendo en cuenta la optimización de la gestión del sistema eléctrico y buscando evitar la duplicación de equipamiento. Los valores acordados deberán ser informados al OED. Cuando no se llegue a un acuerdo entre las partes o cuando el valor acordado afecte a un tercero, se adoptarán los valores tolerados, definidos en el punto 2.3, para los Distribuidores y Grandes Usuarios.

Dado que el cumplimiento de los valores de la Curva de Capacidad de los generadores está limitado al entorno del más menos CINCO POR CIENTO (+/- 5%) de la tensión nominal del mismo, en los casos en que se le solicite el Transportista deberá demostrar que realizó todas las maniobras posibles para que no se superen dichos límites (conmutando convenientemente los topes de los transformadores de su red para permitir el cumplimiento del margen de tensión en bornes del generador). En los casos en que los topes de los transformadores del generador sean conmutables sin tensión, se deberá demostrar que su selección ha sido indicada al generador en cada programación estacional como se indica en los Procedimientos Técnicos elaborados por el OED.

2.3. DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS

Los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán comprometer en sus puntos de interconexión factores de potencia límite con Transportistas, y otros agentes del MEM que cumplan con dicha función, para horas de pico, valle y restantes (“valores acordados”). Dichos valores deberán ser informados al OED.

De no haber acuerdo o cuando el valor acordado afecte a un tercero, los “valores tolerados” que se aceptarán en las interconexiones de Distribuidores y Grandes Usuarios con dichos agentes serán:

A partir del 1-01-95:

- Cos phi = UNO (1) o menor inductivo para horas de valle y resto de días feriados,
- Cos phi = CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0,95) inductivo o superior para pico y resto (excepto resto de días feriados).
- Los valores de P y Q que se utilizan para la medición son instantáneos, entendiéndose por tal DOS (2) mediciones consecutivas del SOTR (cada DIEZ (10) seg.).

Los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán entregar al OED, junto con los datos para la programación estacional, la siguiente información:

- Factor de potencia en horas de valle, resto y pico medido o estimado en todos los puntos de interconexión con el SADI.
- Puntos de interconexión con el SADI donde no se puede cumplir con el factor de potencia requerido y motivos de los incumplimientos.
- Características del equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva que afecten sensiblemente el control de tensión en el Sistema de Transporte.

3. SANCIONES

El incumplimiento de los compromisos asumidos por los agentes del MEM con respecto al control de tensión y potencia reactiva dará lugar a la aplicación de sanciones.

Los Generadores, Transportistas, Distribuidores Troncales, Distribuidores y Grandes Usuarios deben informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro de reactivo. Si en la operación real se detectara incumplimiento, y el agente no hubiera informado la correspondiente indisponibilidad, será penalizado por todas las horas del período trimestral.

En caso de indisponibilidad de algún equipo comprometido, el OED podrá solicitar poner en disponibilidad equipamiento de reemplazo para mantener la calidad pretendida. De no disponerse de equipamiento sustituto, se considerará que se vulnera la calidad del servicio.

Si para mantener el nivel de tensión requerido se debe entrar en servicio una unidad generadora que no estaba despachada, el agente responsable deberá pagar el sobrecosto de la energía generada por ésta, además de los cargos o penalizaciones que correspondan.

Se definen DOS (2) niveles de sanciones:

- Cargo de reactivo: cuando los incumplimientos de sus compromisos se puedan prever estacionalmente, sean informados, y no se deban a una indisponibilidad transitoria de un equipamiento.
  De resultar que estas previsiones para un mismo punto de conexión al SADI se reiteran en programaciones consecutivas, el monto de los cargos a aplicar, en caso que se trasladen de una programación a otra los valores de reactivo faltantes, se multiplicarán por UNO COMA QUINCE (1,15) veces y se determinarán sobre el valor de potencia reactiva faltante que se traslade de la forma indicada.
- Penalización: cuando los incumplimientos no sean informados, o sean transitorios

En todos los casos, la evaluación del incumplimiento se realizará en cada punto de interconexión entre agentes.

3.1. GENERADORES

Si la indisponibilidad de reactivo de un Generador fue informada en la programación estacional (limitación prolongada), deberá abonar un cargo fijo igual al costo de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante las horas en servicio, más las horas en reserva fría y/o que resultara predespachado en el período estacional y que cobrase remuneración por Potencia. El cargo de reactivo a abonar se define en CERO COMA CUARENTA Y CINCO (0,45) $/MVAr por hora.

Es responsabilidad de cada generador mantener su equipamiento en condiciones, por lo que el OED no deberá admitir, bajo ninguna causa, apartamientos o tolerancias respecto a la Curva de Capacidad P-Q nominal del fabricante.

En los casos en que se determine que esta limitación se prolongará en el tiempo por más de una programación estacional, el agente podrá acordar con otro agente vinculado al mismo nodo del SADI (p.e. el Transportista al cual está conectado), la instalación de equipamiento de compensación maniobrable sustituto del faltante que registra (capacitor o reactor según corresponda) para evitar el pago del cargo y el factor multiplicador descripto en el párrafo anterior. En cualquier caso, la exención del pago del cargo será a partir del momento de la instalación y puesta en servicio de dicho equipo sustituto.

Este equipamiento sustituto tendrá los mismos cargos y penalizaciones según sea su indisponibilidad y puede ser instalado en las instalaciones del Generador o acordar un mejor lugar con el Transportista o el agente con quien haya efectuado el acuerdo.

Si la indisponibilidad de reactivo de un Generador fue informada en la programación semanal o diaria (limitación transitoria) deberá abonar una penalización de CUATRO COMA CINCUENTA (4,50) $/MVAr por hora en que permanezca indisponible el equipamiento.

Si la disponibilidad de reactivo de un Generador resultase inferior a lo comprometido, y no fuese informada, deberá abonar la penalización mencionada durante todas las horas en servicio, más las horas en reserva fría y/o que resultara predespachado en el período estacional y que cobrase remuneración por Potencia. En este caso la penalización será de CUATRO COMA CINCUENTA (4,50) $/MVAr por hora.

El Generador debe informar su eventual indisponibilidad de reactivo en MVAr, entendiéndose por tal a la potencia reactiva faltante para llegar a cumplir con el NOVENTA POR CIENTO (90%) de la Curva de Capacidad, tanto para el rango de sobreexcitación como para el de subexcitación. En el caso de informar una indisponibilidad transitoria, ésta, para ser así considerada, deberá haber sido informada antes de que le sea requerido su cumplimiento.

Los Generadores que no cumplan con sus compromisos, podrán ver limitado su acceso al sistema cuando se afecte el nivel de calidad de tensión requerido.

3.2. TRANSPORTISTAS

El no cumplimiento por parte del Transportista de sus obligaciones implicará un cargo o penalización equivalente a la de considerar fuera de servicio el equipamiento requerido para tal fin si estuviese instalado.

De no cumplir el Transportista con sus compromisos de forma transitoria, ante indisponibilidad de equipamiento informada, abonará una penalización igual, por MVAr, a VEINTE (20) veces la remuneración horaria en concepto de conexión prevista en el Contrato de Concesión correspondiente.

En la operación real, de no cumplir el Transportista con los compromisos transitoriamente, ya sea por indisponibilidad de equipamiento no informada, por imprevisión o por incorrecta operación, abonará como penalización la remuneración horaria en concepto de conexión por transformador de rebaje dedicado prevista en el Contrato de Concesión correspondiente, durante todas las horas del período trimestral I.

3.3. DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS

El Distribuidor o Gran Usuario será responsable de la disponibilidad del equipamiento requerido para obtener los resultados requeridos, incluyendo la reserva necesaria.

De no poder cumplir con los valores establecidos anteriormente por falta de equipamiento deberá abonar un cargo fijo equivalente al costo de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante todas las horas del período estacional, si la indisponibilidad fue informada en la programación estacional. El cargo de reactivo a abonar se define en CERO COMA VEINTICINCO (0,25) $/MVAr por hora.

De no cumplir el Distribuidor o Gran Usuario transitoriamente con los compromisos por indisponibilidad de equipamiento informada, abonará una penalización igual a DIEZ (10) veces el costo de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante las horas que dure el incumplimiento. En este caso la penalización se calculará con un valor de CUATRO COMA CINCUENTA (4,50) $/MVAr por hora.

En la operación real, de no cumplir transitoriamente el Distribuidor o Gran Usuario con los compromisos ya sea por indisponibilidad de equipamiento no informada, por imprevisión o por incorrecta operación, abonará una penalización igual a DIEZ (10) veces el costo de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante todas las horas del período trimestral. En este caso la penalización también se calculará con un valor de CUATRO COMA CINCUENTA (4,50) $/MVAr por hora.

Los Distribuidores y Grandes Usuarios que no cumplan con sus compromisos, podrán ver limitado su acceso al sistema cuando se afecte el nivel de calidad de tensión requerido.

De satisfacerse las condiciones establecidas precedentemente, el cálculo de la penalización correspondiente se determinará a partir del volumen de reactivo faltante determinado al inicio de la detección de incumplimiento, afectado por un factor de corrección “k” que es función del tiempo transcurrido “t” comprendido entre el momento de la detección y el momento en que se normaliza el factor de potencia a los valores tolerados o acordados.

Tal factor “k” se define como:

Tiempo (minutos)	Transcurrido K
0 < t 15	0,00
15 < t 16	0,05
16 < t 17	0,15
17 < t 18	0,30
18 < t 19	0,50
19 < t 20	0,75
t > 20	1,00

La determinación del incumplimiento inicial, la disminución del mismo hasta su normalización, como también el tiempo transcurrido, se determinarán en función de los registros del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

4. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

Las transacciones de potencia reactiva asumen las siguientes modalidades posibles:

Cuando un Distribuidor o Gran Usuario suministre el reactivo faltante de otro agente se hará acreedor a los montos de los cargos y penalizaciones aplicados en la proporción suministrada.

Los cargos y penalizaciones que abonarán los Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios cuando no se conecta un equipamiento sustituto se acreditarán a la Cuenta de Apartamientos.

El OED calculará junto con la programación estacional los cargos fijos mensuales por reactivo que se deberán pagar, en base al equipamiento de compensación de reactivo que declaren los Generadores, transportistas y al reactivo de las demandas que declaren los Distribuidores y Grandes Usuarios.

Al término de cada período de facturación se computarán las penalizaciones por incumplimiento de los compromisos asumidos considerándose las horas para las que se declaró la indisponibilidad o el período completo si se detectó incumplimiento sin haberlo declarado la Empresa.

La facturación de las sanciones será realizada como débitos mensuales a los agentes sancionados, y créditos mensuales a los agentes que se hagan acreedores de éstas.

5. SUPERVISION

Para la verificación del cumplimiento de los compromisos asumidos por cada uno de los agentes del MEM se utilizará el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

En caso de detectarse violaciones a la calidad de servicio se utilizará la información que se pueda obtener del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) y de los registradores instalados, y/ o se efectuarán mediciones en los puntos correspondientes, para determinar las respectivas responsabilidades. Los agentes que no cumplieron con los compromisos asumidos, deberán poner a disposición todo el equipamiento y el personal necesario para realizar las mediciones con supervisión del OED. En caso de no contarlos se harán cargo de los costos de tales mediciones, además de abonar las penalizaciones que correspondan por los apartamientos.

Para analizar la responsabilidad del Transportista se realizará una simulación consistente en suponer que el Distribuidor tiene el factor de potencia límite, y, en esas condiciones, verificar si puede controlar tensiones dentro de los valores admisibles. Si no lo logra se determinará el equipamiento de compensación necesario para superar esta situación y se calcularán las penalizaciones correspondientes.

En caso de que el Transportista tenga más de un nodo fuera de límites, se comenzará el análisis por el más alejado de la banda admisible. Determinado el equipamiento de compensación necesario para superar esta

situación, se supone que existen estos elementos, y si en otras barras persiste el inconveniente, se procederá a la simulación de igual modo.

Para analizar la responsabilidad de los Distribuidores se determinará su factor de potencia en los nodos de conexión al sistema de transporte. Si está fuera de la banda estipulada se calculará la compensación necesaria para cumplir con los compromisos asumidos, y la correspondiente penalización.

6. USO DE LA CUENTA DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA.

Todos los débitos que se realicen a los agentes y que no deban ser acreditados a otros por haber aportado el Reactivo Faltante de los primeros, se incorporarán a la Cuenta Apartamiento de Potencia Reactiva.

Periódicamente CAMMESA evaluará qué obras de seguridad relacionadas con requerimientos de Potencia Reactiva se pueden realizar en el Sistema de Transporte en Alta Tensión o Distribución Troncal. De acuerdo a los montos que se obtengan de la misma, conjuntamente con el análisis de las Guías de Referencia el OED propondrá su realización al Transportista respectivo, quien lo realizará previo acuerdo del ENRE.

En ningún caso se podrá utilizar el monto de la cuenta para instalar y/o incorporar equipamiento de compensación de Potencia Reactiva que, surja de algún Faltante de Potencia Reactiva de algún agente, ya que este último es responsable de tal instalación o incorporación.

ANEXO 5: CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO

1. DEMANDA.

Se define como Demanda no Despachada (DEMNODESP) a la demanda de un área de distribución cuyo cubrimiento es forzado por el Distribuidor a determinadas máquinas por motivos asociados a la calidad y seguridad en el área y/o a restricciones operativas de transporte (por ejemplo, mantenimiento de tensión). Su cubrimiento es predeterminado por el Distribuidor y es independiente de las condiciones de oferta en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y su despacho.

Para una hora "h", la demanda de un Distribuidor "j" (DEM) resulta en parte cubierta con generación forzada a requerimiento del Distribuidor y el resto a ser abastecida con la generación que determine el despacho, denominada Demanda a Abastecer por Despacho (DEMDESP).

$$\mathbf{DEM}^{(h)}_{j} = \mathbf{DEMNODESP}^{(h)}_{j} + \mathbf{DEMDESP}^{(h)}_{j}$$

De no existir restricciones de máquinas forzadas por el Distribuidor, la totalidad de su demanda resulta cubierta por despacho.

Se denomina demanda a abastecer en el Mercado (DEMMERC) para una hora "h" a la suma de las demandas a abastecer por despacho en las áreas vinculadas al Mercado, o sea sin restricciones activas de transporte.

$$\mathbf{DEMMERC}^{(h)} = \sum_{j1} \mathbf{DEMDESP}^{(h)}_{j1}$$

estando "j1" en un área vinculada al Mercado.

Análogamente, en cada área "A" desvinculada del Mercado, se denomina demanda local a abastecer por despacho (DEMLOC) a la suma de las demandas a abastecer por despacho en el área.

$$\mathbf{DEMLOC}^{(h)}_{A} = \sum_{j2} \mathbf{DEMDESP}^{(h)}_{j2}$$

estando "j2" en el área desvinculada del Mercado "A".

2. REQUERIMIENTOS DE POTENCIA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Cada hora, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer por despacho dentro de los niveles de calidad establecidos necesita que:

- se genere la potencia requerida para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de las redes de transporte y distribución;
- se mantenga adicionalmente dentro del parque de generación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto un nivel de reserva rotante de potencia para regulación de frecuencia y para garantizar la operatividad del sistema eléctrico y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias para mantener la continuidad del servicio.

En cada máquina térmica y central hidroeléctrica la potencia regulante para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se asigna de acuerdo al despacho de reserva regulante, tal como se establece en el **Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

El nivel de reserva rotante adicional necesaria, o reserva operativa, se determina en la Programación Estacional de acuerdo a los requerimientos para la operatividad del sistema eléctrico y el nivel de calidad pretendido e incluye la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). En la operación real la

reserva operativa es adjudicada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a las máquinas de respuesta rápida, principalmente centrales hidroeléctricas.

En la operación real, cada hora una máquina térmica generando resulta con la siguiente composición de su potencia.

- Potencia neta generada.
- Potencia neta rotante regulante para RPF, que puede ser cero, definida de acuerdo a la disponibilidad para regulación ofertada por el Generador y el despacho de reserva regulante.
- Potencia neta rotante operativa, que puede ser cero, definida de acuerdo a los requerimientos de reserva rotante establecidos para mantener la operatividad del sistema eléctrico, las características de respuesta de la máquina y el despacho de reserva para RSF.
- Potencia neta operada, entendiéndose como tal la potencia neta máxima que podría generar en esa hora teniendo en cuenta la potencia efectiva instalada en la máquina, la potencia en reserva para Regulación de Frecuencia, las restricciones operativas propias de la máquina o la central, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar su potencia. Para las máquinas forzadas a requerimiento de un agente consumidor y/o restricciones de transporte, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la reserva regulante despachada que no resulte generada.

Se define potencia disponible en reserva de una máquina térmica a la potencia que resulta luego de restar de la potencia neta operada la potencia neta generada, la potencia neta en reserva regulante para RPF y la potencia neta rotante operativa.

La falla se modela en escalones como máquinas térmicas adicionales, tantas como escalones de falla se consideren, denominada cada una de ellas Máquina Falla. A los efectos del despacho y la definición del precio de la energía, las máquinas fallas se consideran como parte del parque térmico disponible en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Cada máquina falla se define con una potencia máxima, que se representa como un porcentaje de la demanda de potencia en cada hora, y un costo de producción correspondiente al costo de falla que representa. La última máquina falla tiene como costo el Costo de la Energía no Suministrada (CENS). De resultar una o más máquinas falla despachadas, se calculará su potencia disponible en reserva considerando como potencia operada la potencia máxima del escalón para esa hora.

A su vez cada central hidroeléctrica generando resulta con la siguiente composición de su potencia.

- Potencia neta generada.
- Potencia neta rotante regulante para RPF, que puede ser cero, definida de acuerdo a la disponibilidad para regulación ofertada por la central y el despacho de reserva regulante.
- Potencia neta rotante operativa, que puede ser cero, definida de acuerdo a los requerimientos de reserva rotante establecidos para mantener la operatividad del sistema eléctrico y su distribución dentro del parque del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y el despacho de RSF.
- Potencia neta operada, entendiéndose como tal la potencia neta máxima que podría generar en esa hora la central con las máquinas que están generando teniendo en cuenta la potencia neta nominal de las máquinas generando, la potencia en reserva para Regulación de Frecuencia, las restricciones operativas de la central o de salto en el embalse, las restricciones aguas abajo, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar potencia dónde la requiere la demanda. Para las máquinas forzadas a requerimiento de un agente consumidor y/o por restricciones de transporte, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la reserva regulante despachada que no resulte generada.

Se define potencia disponible en reserva de una central hidroeléctrica a la potencia que resulta luego de restar de la potencia neta operada de la central la potencia neta generada, la potencia neta rotante regulante y la potencia neta rotante operativa.

3. CALCULO DEL COSTO MARGINAL Y PRECIO DE MERCADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el costo medio de producción de una máquina térmica ($ / kWh) para cada tipo de combustible que puede consumir a partir del costo variable de producción de la central para el tipo de máquina con dicho combustible ($ / unidad de combustible), el poder calorífico inferior del combustible (Kcal / unidad de combustible), y el consumo específico bruto medio

(Kcal / kWh) que mide su eficiencia calórica. El costo medio de producción de una máquina térmica queda definido en consecuencia con tantos valores como tipos de combustibles pueda consumir. Para las máquinas turbovapor se debe utilizar el costo variable de producción estacional de la central para dicho tipo de máquina para el despacho y, si está prevista su operación forzada para cubrir requerimientos de punta, en la banda horaria de pico el costo de punta estacional en lo que hace al cálculo del costo marginal térmico y precio Spot de la energía.

Se define el Costo Marginal (CM) de una máquina térmica en una hora "h" a su costo variable de producción estacional de el o los combustibles utilizados. Se denomina Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una máquina térmica en una hora “h” al costo marginal transferido al Mercado dividiendo el costo marginal por el correspondiente factor de nodo horario.

Se denomina Costo Marginal Térmico (CMTERM) al costo que tendría abastecer con el parque térmico el siguiente MW de demanda por despacho. Para una hora "h" se calcula como el mínimo entre los siguientes valores.

- El menor Costo Marginal en el Mercado entre las máquinas térmicas generando vinculadas al Mercado, incluyendo las máquinas falla, que cuenten con potencia disponible en reserva o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).
- El menor Costo Marginal en el Mercado con que resultarían generando las máquinas térmicas disponibles vinculadas al Mercado, incluyendo las máquinas falla, que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia durante el transcurso de la hora "h" o, de no existir ninguna máquina en estas condiciones, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

$$\mathbf{CMTERM}^{(h)} = \mathbf{mín}\left(\mathbf{mín}_{q1}\left(\mathbf{CMM}^{(h)}_{q1}\right), \mathbf{mín}_{q2}\left(\mathbf{CMM}^{(h)}_{q2}\right)\right)$$

siendo:

q1 = máquina térmica generando vinculada al Mercado o máquina falla despachada, con potencia disponible en reserva en la hora "h".

q2 = máquina térmica vinculada al Mercado que no está generando y podría entrar en servicio y entregar potencia en la hora "h" de ser requerida, o máquina falla no despachada en la hora "h". No resultan incluidas dentro de este grupo las máquinas indisponibles, máquinas disponibles paradas que no podrían entregar su potencia por falta de capacidad de transporte, y las máquinas disponibles paradas cuyo tiempo requerido para arrancar y tomar carga sea superior a una hora.

Se denomina Costo Marginal Hidráulico (CMHID) al costo que representa abastecer con las centrales hidroeléctricas consideradas de capacidad estacional y mensual el siguiente MW de demanda por despacho. Para una hora "h" se calcula como el menor valor del agua (VA) entre las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional y mensual generando con potencia disponible en reserva y cuya potencia generada corresponda, aunque sea parcialmente, a requerimientos de despacho y no exclusivamente a potencia forzada por restricciones hidráulicas y/o restricciones de Transporte. De no existir ninguna central hidroeléctrica en estas condiciones, el Costo Marginal Hidráulico se considerará cero si en el parque térmico generando existe potencia térmica en reserva disponible, o el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) si en el parque térmico generando no existe potencia en reserva disponible.

$$\mathbf{CMHID}^{(h)} = \mathbf{mín}_{c1}\left(\mathbf{VA}^{(h)}_{c1}\right)$$

siendo:

c1 = central hidroeléctrica generando por despacho, no exclusivamente forzada por restricciones, y con potencia disponible en reserva en la hora "h".

El Precio Piso (PMMIN) para una hora "h" se calcula con el Precio de Mercado de la hora anterior ($PM^{(h-1)}$), salvo que la demanda esté disminuyendo ($DEMMEM(h) < DEMMEM^{(h-1)}$) y/o que en la hora "h" se modifique la oferta, ya sea por quedar disponible una máquina o por incrementarse la oferta de gas, o se realice un redespacho en cuyo caso es cero. Para la banda horaria de pico de un día hábil, si el valor así calculado

resulta menor que el Precio Mínimo de Pico (PMINPI) definido en el predespacho, el Precio Piso será dicho precio mínimo.

El Precio Techo (PMMAX) para una hora "h" se calcula con el Precio de Mercado de la hora anterior ($PM^{(h-1)}$), salvo que la demanda esté creciendo (DEMMEM(h) > $DEMMEM^{(h-1)}$) y/o que en la hora "h" se modifique la oferta, ya sea por quedar indisponible y salir de servicio una máquina o por disminuir la oferta de gas, o se realice un redespacho en cuyo caso es el costo de la energía no suministrada (CENS).

Cada hora, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula el precio Spot de la energía en el Mercado, denominado Precio de Mercado (PM), con el despacho vigente, resultado del modelo de despacho diario o redespacho, en base al costo del siguiente MW de demanda a abastecer en el Mercado dentro de las restricciones existentes y los requerimientos de calidad y reserva establecidos, con la siguiente metodología.

a) Si en el parque térmico generando, incluidas las máquinas fallas despachadas, existe potencia térmica en reserva disponible, el precio de la energía por despacho (PD) está dado por el máximo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.

$$PD^{(h)} = \text{máx}\left(CMHID^{(h)}, CMTERM^{(h)}\right)$$

b) Si el parque térmico generando incluidas las máquinas fallas despachadas está completo, o sea no existe potencia térmica en reserva disponible, el precio de la energía por despacho está dado por el mínimo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.

$$PD^{(h)} = \text{mín}\left(CMHID^{(h)}, CMTERM^{(h)}\right)$$

c) El Precio de Mercado está dado por el precio de la energía por despacho que resulta para la hora "h", salvo que dicho valor quede fuera del rango definido por el precio piso y el precio techo en cuyo caso el precio está dado por el valor límite que corresponda

$$PM^{(h)} = \text{máx}\left(PMMIN^{(h)}, \text{mín}\left(PMMAX^{(h)}, PD^{(h)}\right)\right)$$

4. COSTO OPERATIVO

El costo operativo de una máquina térmica se calcula con su precio de referencia de combustible en la central salvo que el costo variable de producción declarado por la central para el tipo de máquina que corresponde sea inferior a este valor, en cuyo caso se calcula con el valor declarado.

El Costo Operativo de una máquina hidráulica se calcula con:

a) el nivel en el embalse;

b) el valor del agua calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con los modelos de optimización vigentes, salvo que el valor del agua que resulta de la declaración del Generador para la semana y nivel de embalse es inferior a este valor en cuyo caso es el valor del agua declarado.

ANEXO 6: SOBREPRECIO ESTACIONAL POR RIESGO DE FALLA

Como resultado de los programas de simulación de la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá las previsiones de energía no suministrada para cada escalón de falla "f", modelado con su costo asociado (CFALLA).

Dado un escenario correspondiente a una probabilidad de excedencia "p", para las semanas "s" del período en que resulta energía no suministrada (ENS) el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el correspondiente Sobreprecio Semanal por Riesgo de Falla (SSRF) con la siguiente fórmula.

$$SSRF^{s,p} = \frac{\sum_f ENS^{s,p}{}_f \times \left(CFALLA_f - PMSEM^{s,p}\right)}{DEMABAST^{s,p}}$$

siendo:

ENSs,p f = déficit de energía semanal previsto para la probabilidad de excedencia "p" en el escalón "f".

PMSEMs,p = Precio en el Mercado (PM) previsto para la banda horaria de pico de la semana "s" para la probabilidad de excedencia "p".

DEMABASTs,p = Demanda prevista abastecer en la banda horaria de pico de la semana considerada para la probabilidad de excedencia "p".

Para las restantes semanas del período en que resulta toda la demanda abastecida, o sea sin energía no suministrada (ENS), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el correspondiente Sobreprecio Semanal por Riesgo de Falla (SERF) utilizando el método de Montecarlo de sorteos para la demanda de pico de día hábil, la disponibilidad del parque y la disponibilidad de la red con las siguientes consideraciones.

- **Demanda**: Se utilizan las demandas de la Base de Datos Estacional para definir la potencia representativa de una hora de pico de día hábil en cada región. Se le aplican sorteos para una banda de apartamiento de posible ocurrencia entre la realidad y el valor previsto.
- **Generación**: Se utiliza el mantenimiento programado. Se utilizan las tasas de indisponibilidad forzada de la Base de Datos Estacional para realizar los sorteos que definen la disponibilidad del parque.
- **Red de Transporte**: Se utiliza la topología de la red y el mantenimiento programado. Se utilizan las tasas de falla de los vínculos para realizar los sorteos que definen la configuración de la red dadas las líneas que resultan disponibles.

Para cada estado que resulta, definido por la disponibilidad de la red, la disponibilidad del parque y el requerimiento de demanda en cada región, se analiza las disponibilidades con que se puede contar efectivamente y la demanda sobre la que se efectuarán los posibles cortes, salvando las limitaciones de transporte, para determinar el déficit de potencia en el Mercado. Se calcula, teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de cada estado, el correspondiente sobreprecio semanal como la diferencia entre el costo de la falla, dada la profundidad del mismo y el costo definido para los escalones de falla en la Base de Datos Estacional, y el Precio en el Mercado (PM) previsto para la banda horaria de pico de la semana "s" para la probabilidad de excedencia "p".

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula el correspondiente Sobreprecio Estacional por Riesgo de Falla (SERF) para la probabilidad de excedencia "p" como el promedio ponderado de los sobreprecios semanales.

ANEXO 7: INFORME ESTACIONAL

El informe con la propuesta de precio estacional a aplicar a los Distribuidores, deberá incluir como mínimo la siguiente información:

a) **Requerimientos de la demanda**: pronósticos de energía y potencia, y crecimiento esperado por agente consumidor, por región y total.

b) **Características de la oferta**: Programa de mantenimiento, indisponibilidad forzada prevista, indisponibilidad total, pronósticos de aportes hidroeléctricos.

c) **Previsión de abastecimiento de la demanda**: Generación por tipo y por empresa, consumo de combustibles, evolución del nivel de los grandes embalses, evolución semanal del riesgo de falla.

d) **Precio de la Energía**: evolución semanal prevista del Precio de Mercado (PM) y Sobreprecio Estacional por Riesgo de Falla (SERF), previsión de áreas que resultan desvinculadas y correspondientes precios locales. Precio en el Mercado (PM) estacional para distintas probabilidades de ocurrencia.

e) **Precio de la Potencia**: Criterio acordado para determinación de la reserva fría necesaria y reserva rotante operativa. Evolución semanal de la remuneración de la potencia a Generadores operada y en reserva. Precio Estacional de la Potencia.

f) Estudios de flujos de carga y factores de nodo estacionales que resultan. Factores de adaptación.

g) **Para cada Distribuidor**: Precio Estacional de la energía por banda horaria y cargos fijos por potencia.

h) Calidad de servicio acordada (banda para regulación);

i) Listado de los contratos del Mercado a Término, tanto de abastecimiento como de reserva fría;

j) Previsión de intercambio con otros países;

k) Previsión de compra/venta de Autogeneradores.

ANEXO 8: INFORME MENSUAL

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará los resultados mensuales de la operación identificando los apartamientos significativos observados respecto a la programación con que se definió el precio a Distribuidores, junto con sus consecuencias sobre el resultado económico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) así como los posibles motivos de estas diferencias. En ese informe se indicarán las observaciones realizadas por las empresas y/o el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), adjuntadas en el informe inicial para el cálculo del precio del período, que estén relacionados con los apartamientos que se registraron.

Se señalará la evolución de:

- la disponibilidad del parque;
- la reserva rotante y reserva fría;
- los precios medios de la energía, en el Mercado y precios locales, por semana y mes y por banda horaria;
- el precio de la Potencia en Reserva Fría;
- el nivel en los grandes embalse;
- la demanda por agente, región y total;
- el Fondo de Estabilización y el Fondo de la Potencia.

Se indicará el apartamiento que resulta entre la recaudación de los Compradores y la remuneración a los Vendedores.

ANEXO 9: BASE DE DATOS SEMANAL

La información a suministrar consistirá en los datos para la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente.

a) Distribuidores y Grandes Usuarios: demandas previstas para días típicos (lunes, hábil, sábado, domingo, feriados).

b) Generadores Hidráulicos: nivel previsto en los grandes embalses al finalizar la semana actual, pronósticos de aportes de los ríos para las centrales más importantes y oferta de energía prevista para las restantes, restricciones que afecten su despacho (caudal mínimo y máximo erogable, posibilidades de empuntamiento, etc.). Para las centrales consideradas de capacidad semanal, declaración del valor del agua tal como se indica en el **Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS**. Para las centrales de bombeo, declaración del valor de bombeo tal como se indica en el **Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

c) Generadores Térmicos: cuota de gas prevista con la Empresa abastecedora de gas, disponibilidad de otros combustibles (stock inicial más entregas programadas). De no suministrarse información sobre disponibilidad de algún combustible, se la tomará de la base de datos estacional. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas. combustible o mezcla de combustibles prevista consumir en sus máquinas turbovapor de ser requeridas a operar como de punta.

d) Generadores en general: disponibilidad prevista para sus equipos que representen una modificación respecto a lo supuesto en la programación estacional (modificaciones al mantenimiento programado estacional, solicitudes de mantenimiento correctivo semanal, tasa prevista de indisponibilidad forzada) y cualquier restricción en su capacidad de regulación (frecuencia, secundaria y de tensión).

e) Empresas Transportistas: disponibilidad programada para su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, y restricciones de transmisión.

f) Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

g) Autogeneradores y Cogeneradores registrados previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

h) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) indisponibilidad prevista del equipamiento involucrado;

i) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

j) Cualquier modificación para el resto del período con respecto a los datos acordados para realizar la programación estacional (demandas, mantenimiento programado, pronósticos de aportes en los ríos u oferta hidroeléctrica, oferta de combustible, etc.).

ANEXO 10: BASE DE DATOS DIARIA

La información a suministrar consistirá en los datos previstos para los días siguientes a despachar.

a) Distribuidores y Grandes Usuarios: previsión de demandas cada media hora para los días requeridos.

b) Generadores Hidráulicos de pasada: pronósticos de generación y/o potencia.

c) Generadores Hidráulicos en general: restricciones por requerimientos aguas abajo que afectan su despacho.

d) Generadores Térmicos: cualquier modificación en la cuota de gas y stock de combustible respecto a lo previsto en la programación semanal. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas. Se mantendrán los precios (combustibles y fletes) utilizados en la programación semanal y con ellos se realizará el despacho y se definirán los precios de la energía.

e) Generadores en general: todo cambio a considerar respecto a la PPAD informada vigente y a la capacidad de regulación primaria y secundaria y regulación de tensión.

f) Transportistas: cualquier modificación a las condiciones vigentes en el equipamiento de transmisión, transformación y compensación.

g) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

h) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) cualquier modificación en su disponibilidad prevista en el equipamiento involucrado;

i) Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

j) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

ANEXO 11: DETALLE DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y LINEAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

1. SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

1.1. TRANSENER

E.T.	kV	Tipo	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafos	MVAR Reactivos	Pto de Cnx.	Delimitación en
EZEIZA	**500**	3B 2I	1	2	Linea Henderson 1	313				
			2	-	Trafo T3 500/220/132		800		1	Terminal lado B.T. trafo
			2	-	Trafo T3 132/13.2/13.2 + 2 c.sincr.		250	+125;-120		
			3	-	Trafo T2 500/220/132		800		2	Terminal lado B.T. trafo
			3	-	Trafo T2 132/13.2/13.2 + 2 c.sincr.		250	+125;-120		
			4	2	Linea Henderson 2	313				
			5	-	Trafo T1 500/220/132		800		3	Terminal lado B.T. trafo
			5	-	Trafo T1/132/13.2/13.2 + 2 c.sincr.		250	+125;-120		
			-	1	Acoplamiento de Barra 5 - 1					
			-	1	Acoplamiento de Barra 6 - 2					
			-	1	Acoplamiento de Barra 4 - 3					
		2B 2I	1	2	Linea Abasto 1	58				
			2	2	Linea Abasto 2	58				
			3	2	Linea Rodríguez 1	53				
			4	2	Linea Rodríguez 2	53				
ABASTO	**500**	2B 2I	1	2	Linea Olavarria	291				
			-	1	Acoplamiento de Barra 1 - Barra A					
			-	1	Acoplamiento de Barra 2 - Barra B					
			2	2	Trafo T1 500/220				4	Terminal lado A.T. trafo
			3	2	Linea Ezeiza 1	-				
			4	2	Trafo T2 500/220				5	Terminal lado A.T. trafo
			5	2	Linea Ezeiza 2	-				
ALICURA	**500**	2B 1I	1	1	Trafo 500/132		100			
			2	1	Trafo maq. 1				6	Bushing de entrada G.I.S.
			3	1	Linea E.T. Piedra del Águila 1	76		150		
			4	1	Trafo maq. 2				7	Bushing de entrada G.I.S.
			5	1	Trafo maq. 3				8	Bushing de entrada G.I.S.
			6	1	Linea E.T. Piedra del Águila 2	76		150		
			7	1	Trafo maq. 4				9	Bushing de entrada G.I.S.
			8	1	Acoplamiento de barras					
	132	2B 1I	1	1	Trafo 500/132					
			2	1	Linea San Martín de Los Andes				10	Estruct. terminal de línea.
			3	1	Linea Bariloche				11	Estruct. terminal de línea.
CHOCON OESTE	**500**	2B 1½I	1	1.5	Linea E.T. Piedra del Águila 1	165				
			1	1.5	Trafo 500/132		150			
			2	1.5	Linea Choele Choel	269				
			2	1.5	Linea E.T. Piedra del Águila 2	170				
			-	1	Acoplamiento de barra 1 Chocon	4.5				
			-	1	Acoplamiento de barra 2 Chocon	4.5				
	132	2B 1I	1	1	Trafo 500/132					
			2	1	Linea a Chocon				11.1	Estruct. terminal de línea.
CHOCON	**500**	4B 2I	1	1	Trafo 500/132		100		11.2	Terminal lado B.T. trafo
			2	2	Linea Puelches 1	304				
			3	-	Linea de trafo maq. 1 y 2	3			12	Port. terminal en Central
			4	-	Linea de trafo maq. 3 y 4	3			13	Port. terminal en Central
			5	2	Linea Puelches 2	304				
			6	-	Linea de trafo maq. 5 y 6	3			14	Port. terminal en Central
			-	1	Acoplamiento de Barra 1-3					
			-	1	Acoplamiento de Barra 2-4					
CERRITO DE LA COSTA	**500**	2I	1	2	Linea P. Banderita	27			-3	
PLANICIE BANDERITA	**500**	1I	1	-	Trafo maq. 1 y 2				19	Lado A.T. trafo
			2	1	Trafo 500/132		150			
			3	1	Linea Cerrito de la Costa	-				
	132	1I	1	1	Linea playa P.Banderita				20	Estruct. terminal de línea.
PUELCHES	**500**	4B 2I	1	3	Linea Henderson 1	421		150		
			2	3	Linea Henderson 2	421		150		
			3	1	Autotrafo 500/132		100			

E.T.	kV	Tipo	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafos	MVAR Reactivos	Pto de Cnx.	Delimitación en
			4	2	Linea Chocon 1	-				
			5	2	Linea Chocon 2	-				
			6	1	React. barra			150		
			7	1	React. barra			150		
			8	1	React. barra			150		
			9	3	Capac. serie 1 58.1/1027 A					
			10	3	Capac. serie 2 58.1/1027 A					
			11	2	Acoplamiento de barras					
	132	2B 1l	1	1	Autotrafo 500/132					
			2	1	Linea General Acha				21	Estruct. terminal de línea.
HENDERSON	**500**	4B 2l	1	1	Autotrafo 500/220		200		22	Terminal lado B.T. trafo
			2	2	Linea Puelches 1	-				
			3	2	Linea Puelches 2	-				
			4	2	Linea Ezeiza 1	-				
			5	2	Linea Ezeiza 2	-				
			6	2	Autotrafo 500/132		100		23	Terminal lado B.T. trafo
			7	1	Reactor 1 barra			150		
			8	1	Reactor 2 barra			150		
			9	1	Reactor 3 barra			150		
			10	1	Reactor 4 barra			150		
			11	3	Capac. serie 1 58.1/1027 A					
			12	3	Capac. serie 2 58.1/1027 A					
			13	2	Acoplamiento de barras					
OLAVARRIA	**500**	2B 1½l	1	2	Linea Bahía Blanca	255				
			2	2	Linea Abasto	-				
			3	1	React. barra			150		
			-	1	Acoplamiento de Barra A - Barra 1				24	Borne interrup. lado ESEBA
			-	1	Acoplamiento de Barra B - Barra 2			150	25	Borne interrup. lado ESEBA
CHOELE CHOEL	**500**	2B 1½l	1	2	Linea Chocon Oeste	-		150		
			2	2	Linea Bahía Blanca			150		
			3	2	Autotrafo 500/132		150		(futuro)	
			4	1	Reactor barra			150		
BAHÍA BLANCA	**500**	2B 1½l	1	2	Linea Choele Choel	346				
			2	2	Linea Olavarria	-		150		
			3	1	React. barra			150		
			-	1	Acoplamiento de Barra A - Barra C				26	Borne interrup. lado ESEBA
			-	1	Acoplamiento de Barra B - Barra D				27	Borne interrup. lado ESEBA
GRAL. RODRÍGUEZ	**500**	2B 1l	1	2	Linea Ezeiza 1	-				
			3	2	Linea Ezeiza 2	-				
			5	3	Linea Rosario Oeste	256		50		
			6	3	Linea Colonia Elia	-		70		
			7	2	Trafo 500/220 No. 3				28	Terminal lado 500 trafo
			8	2	Trafo 500/220 No. 4				29	Terminal lado 500 trafo
	220	3B 1l	-	-	Linea Villa Lía 1	61			30	Estruct. terminal de línea.
			-	-	Linea Villa Lía 2	61			31	Estruct. terminal de línea.
EL BRACHO	**500**	2B 1½l	1	1.5	Linea Recreo	255		85		
			1	1.5	Trafo 1 500/132		300	25		
			2	2	Trafo 2 500/132		300	25		
	132	3B 1l	1	1	Trafo 1 500/132					
			2	1	Trafo 2 500/132					
			3	1	Linea Tucumán Norte 1				32	Estruct. terminal de línea.
			4	1	Linea Tucumán Norte 2				33	Estruct. terminal de línea.
			5	1	Linea Estática				34	Estruct. terminal de línea.
			6	1	Linea Independencia				35	Estruct. terminal de línea.
			7	1	Trafo 3 132/33				36	Terminal lado A.T. trafo
			8	1	(Equipado sin uso)					
			9	1	Acoplamiento de barras					
			10	1	Reactor de barras			25		
RECREO	**500**	2B 1½l	1	1.5	Linea Malvinas Argentinas	259		85		
			1	1.5	Trafo 500/132		150	2x25		
			2	1.5	Linea Bracho	-		85		
			2	2.5	Reactor barra			85		
	132	3B 1l	1	1	Trafo 500/132					

E.T.	kV	Tipo	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafos	MVAR Reactivos	Pto de Cnx.	Delimitación en
			2	1	Linea La Rioja 1				37	Estruct. terminal de línea.
			3	1	Acoplamiento de barras					
			4	1	Linea La Rioja 2				38	Estruct. terminal de línea.
			5	1	(Equipado sin uso)					
			6	1	(Equipado sin uso)					
			7	1	(Equipado sin uso)					
MALVINAS ARGENTINAS	**500**	2B 1½I	1	2.5	Linea Recreo	-		85		
			1	1.5	Trafo 500/132		300	25+25		
			2	1.5	Linea Almafuerte	105				
			2	1.5	(Equipado sin uso)					
	132	3B 1I	1	1	Trafo 500/132 kV					
			2	1	Linea Norte 1				39	Estruct. terminal de línea.
			3	1	Linea Norte 2				40	Estruct. terminal de línea.
			4	1	Linea Pilar				41	Estruct. terminal de línea.
			5	1	Trafo 132/13.2 kV				42	Lado A.T. trafo
			6	1	Acoplamiento de barras					
			7		(Equipado sin uso)					
			8		(Equipado sin uso)					
			9		(Equipado sin uso)					
ALMAFUERTE	**500**	2B 1½I	1	1.5	Linea Rosario Oeste	345		120		
			1	1.5	Linea Embalse	12				
			2	2	Trafo 1 500/132		150	2x25		
			3	1.5	Linea Malvinas					
			3	1.5	Trafo 2 500/132		150	2x25		
	132	2B 2I	1	1	Linea B. Reolin 2				43	Estruct. terminal de línea.
			2	1	Linea C. Nuclear				44	Estruct. terminal de línea.
			3	1	Linea B. Reolin 1				45	Estruct. terminal de línea.
			4	1	Linea Pilar 1				46	Estruct. terminal de línea.
			5	1	Linea Pilar 2				47	Estruct. terminal de línea.
			6	1	Linea Petroquímica 1				48	Estruct. terminal de línea.
			7	1	(Equipado sin uso)				(futuro)	
			8	1	Acoplamiento de barras					
			9	1	Trafo 500/132 No. 2					
			10	1	Trafo 500/132 No. 1					
RÍO GRANDE	**500**	2B 2I	1	2	Linea G. Mendoza	407		140		
			2	-	Trafo maq. 1 y 2				49	Pórtico Playa Transformadores
			3	2	Linea Embalse	30				
			4	-	Trafo maq. 3 y 4				50	Pórtico Playa Transformadores
GRAN MENDOZA	**500**	2B 1½I	1	2.5	Linea R. Grande	-		140		
			1	1.5	Trafo 1 500/132		300	2x25		
			2	1.5	Autotrafo 500/220		300			
			2	1.5	Trafo 2 500/132		300	2x25		
	220	2B 2I	1	1	Autotrafo 500/220					
			2	1	Linea Los Reyunos	-			50.1	Estructura terminal de línea
			3	1	(Reserva) Cruz de Piedra	-				
			4	1	Acoplamiento de barras					
			5	1	(Equipado sin uso)					
	132	3B 1I	1	1	Trafo 500/132 No. 1					
			2	1	Trafo 500/132 No. 2					
			3	1	Linea Monte Caseros 1				51	Estruct. terminal de línea.
			4	1	Linea Monte Caseros 2				52	Estruct. terminal de línea.
			5	1	Linea Cruz de Piedra 1				53	Estruct. terminal de línea.
			6	1	Linea C. de Piedra 2				54	Estruct. terminal de línea.
			7	1	Acoplamiento de barras					
			8		(Equipado sin uso)					
			9		(Equipado sin uso)					
			10		(Equipado sin uso)					
ROSARIO OESTE	**500**	2B 1½I	1	2.5	Linea Almafuerte	-		120		
			1	2.5	Linea G. Rodríguez	-		70		
			2	2.5	Linea S. Tome	159		50		
			2	1.5	Autotrafo T4 500/220		300	2x25		
			3	1.5	Trafo T3 500/132		300	2x25		
			3	1.5	Trafo T5 500/132		300			
	220	2B 2I	1	1	Linea Ramallo 1	77				

E.T.	kV	Tipo	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafos	MVAR Reactivos	Pto de Cnx.	Delimitación en
			2	1	Trafo T1 220/132		150			
			3	1	Trafo T2 220/132		150			
			4	1	Linea Ramallo 2	77				
			5	1	Trafo T4 500/220					
			6	1	Acoplamiento de barras					
	132	3B 1I	1	1	Trafo T1 220/132					
			2	1	Trafo T2 220/132					
			3	1	Trafo T3 500/132					
			4	1	Trafo T5 500/132					
			5	1	Linea a Rosario Sur 1				55	Estruct. terminal de línea.
			6	1	Linea a Rosario Sur 2				56	Estruct. terminal de línea.
			7	1	Linea a Sorrento				57	Estruct. terminal de línea.
			8	1	Linea a Casilda				58	Estruct. terminal de línea.
			9	1	Acoplamiento de barras					
SANTO TOME	**500**	2B 1½I	1	2.5	Linea Rosario Oeste	-		50		
			1	2.5	Linea Romang	270		80		
			2	1.5	Trafo 1 500/132		300	25		
			3	1.5	Linea S. Gde.			50		
			3	2	Trafo 2 500/132		300	25		
	132	3B 1I	1	1	Trafo 1 500/132					
			2	1	Trafo 2 500/132					
			3	1	Linea a San Carlos				59	Estruct. terminal de línea.
			4	1	Linea a Santa Fe Oeste 1				60	Estruct. terminal de línea.
			5	1	Linea a Santa Fe Oeste 2				61	Estruct. terminal de línea.
			6	1	Linea a Puerto San Martín				62	Estruct. terminal de línea.
			7	1	Acoplamiento de barras					
ROMANG	**500**	2B 1½I	1	2.5	Linea Santo Tome	-		80		
			1	1.5	Trafo 500/132		150			
			2	1.5	Reactor barra			80		
			2	1.5	Reactor barra			80		
			3	3	Linea Resistencia	256		80		
	132	2B 2I	1	1	Linea a Calchaqui				63	Estruct. terminal de línea.
			2	1	Linea a Reconquista				64	Estruct. terminal de línea.
			3	1	Trafo 500/132					
			4	1	Acoplamiento de barras					
RESISTENCIA	**500**	2B 1½I	1	2	Trafo 500/132		300			
			2	1.5	Trafo 500/132		300			
			2	2.5	Linea Romang	-		80		
	132	2B 2I	1	1	Linea a Roque Saenz Pena 1				65	Estruct. terminal de línea.
			2	1	(Equipado sin uso)					Estruct. terminal de línea.
			3	1	Linea a Barranqueras 1				67	Estruct. terminal de línea.
			4	1	Linea a Barranqueras 2				68	Estruct. terminal de línea.
			5	1	Trafo 500/132					
			6	1	Trafo 500/132					
			7	1	Linea a Santa Catalina				69	Estruct. terminal de línea.
			8	1	Linea a Formosa				70	Estruct. terminal de línea.
			9	1	Linea a Corrientes 1				71	Estruct. terminal de línea.
			10	1	Acoplamiento de barras					
STO.GDE.	**500**	2B 1½I	-	-	Linea Santo Tome	289			72	Estructura terminal de línea
COL. ELÍA	**500**	2B 1½I	-	-	Linea General Rodríguez	236			73	Estructura terminal de línea
EMBALSE	**500**		-	-	Linea a Almafuerte	-			74	Estructura terminal de línea
			-	-	Linea Río Grande	-			75	Estructura terminal de línea
PIEDRA DEL ÁGUILA (2)	**500**	2B 1½I	1	1.5	Linea C.H. Piedra del Águila 1	5.6				
			2	1.5	Linea C.H. Piedra del Águila 2	5.6				
			2	1.5	Linea C.H. Pichi Picun Leufu	-				
			3	1.5	Linea C.H. Alicura 1	-				
			3	1.5	Linea Chocon Oeste 1	-				
			4	1.5	Linea C.H. Alicura 2	-				
			4	1.5	Linea Chocon Oeste 2	-				
C.H.PIEDRA DEL ÁGUILA (2)	**500**		-	-	Linea E.T.Piedra del Águila 2	-			76	Terminal Bushing G.I.S. a línea 2
			-	-	Linea E.T.Piedra del Águila 1	-			77	Terminal Bushing G.I.S. a línea 1
ACINDAR	**220**		-	-	Linea 220				78	Vinculación L.A.T.

E.T.	kV	Tipo	No. Campo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafos	MVAR Reactivos	Pto de Cnx.	Delimitación en
			-	-	Linea 220				79	Rosario-Ramallo Vinculación L.A.T. Rosario-Ramallo
RAMALLO	**220**	2B 1I	1	1	Linea Rosario Oeste 1	-				
			2	1	Linea Rosario Oeste 2	-				
			3	1	Autotrafo 220/132		150	27.5		
			4	1	Linea Villa Lía 1	114			-3	
			5	1	Linea Villa Lía 2	114				
			6	1	Linea San Nicolás 5	6				
			7	1	Acoplamiento de barras					
	132	1I	1	1	Autotrafo 220/132					
				1	Linea San Nicolás	6				
S. NICOLÁS	**220**		-	-	Linea Ramallo	-			82	Estruct. terminal de línea
	132		-	-	Linea Ramallo	-			83	Estruct. terminal de línea
VILLA LÍA	**220**	2B 1I	1	1	Linea Ramallo 1	-				
			2	1	Linea Ramallo 2	-				
			3	1	Linea Atucha 1	26				
			4	1	Linea Atucha 2	26				
			5	1	Linea G. Rodríguez 1	-				
			6	1	Linea G. Rodríguez 2	-				
			7	1	Trafo 220/132				84	Borne interruptor lado barras
			8	1	Acoplamiento de barras					
ATUCHA I	**220**	1B 1I	1	1	Trafo 220/132		150			
			2	1	Linea Villa Lía 1	-				
			3	1	Linea Villa Lía 2	-				
			-	-	Trafo maq.				85	Borne seccionador lado barras
	132	1B 1I	-	1	Trafo 220/132					
			-	-	Linea ET Zarate				86	Estruct. terminal de línea.
			-	-	Trafo arranque Atucha 1				87	Entrada C.A.S. 132 kV
			4	1	Equipado; trafo arranque Atucha II				(futuro)	

(1) El guión (-) indica Km ya computados
(2) En construcción
(3) Puntos de conexión Nº 15, 16, 17, 18, 80 y 81, anulados.

1.2. TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE 500KV - TRANSBA

E.T.	kV	Tipo	Cant. Salid.	Salidas	Km Linea	MVA Trafo			Norm. Ab.	Pto de Cnx
						P	S	T		
BAHIA BLANCA	**500**	2B	1,5	Línea a CTLP Máq. 29						*
			1,5	Línea a CTLP Máq. 30						
			1,5	Autotrafo 500/132/13,2		300	300	70		
			1,5	Autotrafo 500/132/13,2		150	150	35		
	132	2B II	1	LINEA a PEDRO LURO						*
			1	Línea a NORTE 2						*
			1	LINEA A PETROQUIMICA						*
			1	Línea a PUNTA ALTA						*
			1	Línea a DORREGO						*
			1	Línea a PRINGLES						*
			1	Lïnea a PIGÜE						*
			1	Autotrafo 500/132						
			1	Autotrafo 500/132						
			1	Acoplamiento de barras					A	
OLAVARRIA	**500**	2B	2	Autotrafo 500/132/13,2		300	300	70		
			2	Autotrafo 500/132/13,2		300	300	70		
		2B II	1	Línea a HENDERSON						*
			1	Línea a TANDIL						*
			1	Línea a AZUL						*
			1	Línea a G. CHAVES						*
			1	Línea a LOMA NEGRA						*
			1	Línea a OLAVARRIA 132						*
			1	Línea a LAPRIDA						*
			1	Autotrafo 500/132/13,2						
			1	Autotrafo 500/132/13,2						
			1	Acoplamiento de barras						
CAMPANA	**500**	2B	2	Autotrafo 500/132/13,2		300	300	70		
			2	Autotrafo 500/132/13,2						
		2B II	1	Línea a VILLA LIA						*
			1	Línea a ZARATE						*
			1	Línea CAMPANA 132						*
			1	Línea a SIDERCA "0"						*
			1	Línea a SIDERCA "1"						*
			1	Autotrafo 500/132/13,2						
			1	Autotrafo 500/132/13,2						
			1	Acoplamiento de barras						

2. SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL

2.1. DISTROCOMAHUE

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	Delimitado en
						P	S	T		
ALTO VALLE	**132**	2B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1		30	20	30		
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2		30	20	30		
				Trafo 132/13,2 kV Nº 3		20	20		1	Borne secc. lado barra AV21
				Trafo 132/11 kV Nº 4		28	28		2	Borne secc. lado barra AV22
				Trafo 132/11 kV Nº 5		28	28		3	Borne secc. lado barra AV23
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Línea Arroyito	59					
			1	Línea Indupa	17					
			1	Línea Centenario	17					
			1	Línea Cipolletti	10					
	13.2	2B 1I	1	Trafo SSAA Nº 1					4	Botella terminal celda
			1	Trafo SSAA Nº 2					5	Botella terminal celda
			1	Trafo SSAA Nº 3					6	Botella terminal celda
			1	Reactor de Neutro						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Alimentador Nº 1 CALF					7	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 4 CALF					8	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 3 ERSE					9	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 5 ERSE					10	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 6 ERSE					11	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 7 ERSE					12	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 8 CALF						
			1	Generador AV11					13	Conexión ducto barras en celda
			1	Generador AV12					14	Conexión ducto barras en celda
			1	Acoplamiento de barras						
CENTENARIO	**132**	2B 1I	1	Línea Alto Valle	-					
			1	Línea Medanito	101					
			1	Acoplamiento de barras						
				Secc. acoplamiento long. de barras					15	Seccionadores acopl. long. de barras 132 kV lado EPEN
PLANICIE BANDERITA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV						
			1	Línea Indupa	56	15	10	15		
			1	Línea Medanito	81					
			1	Línea Loma de la Lata					16	Estructura Termina Línea EPEN
			1	Línea Central P. Banderita	1.5					Conexión con trafo TRANSENER
	33		1	Línea Loma de la Lata - P. Grande					17	Estructura terminal línea
	13.2	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV c/R.N.						
			1	Trafo SSAA						
			1	Alimentador EPEN					18	Botella terminal celda
			1	Alimentador HIDRONOR					19	Botella terminal celda
			1	Reserva						
CIPOLLETTI	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 1		15	10	15		
				Línea Alto Valle	-					
			1	Línea General Roca	36					
	66	1B 1I	1	Trafo 66/13,2 kV Nº 2		10	10			
			1	Línea Allen					20	Estructura Terminal Línea
				Línea Julián Romero					21	Estructura Terminal Línea
	13.2	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 1		10	10			
			1	Trafo 66/13,2 kV Nº 2						
			1	Trafo 66/13,2 kV Nº 3						
			1	Conexión barra Central Cipolletti					22	Botella terminal seccionador
			1	Reactor de neutro y S. Auxiliares						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	Delimitado en
						P	S	T		
INDUPA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/13,2 kV Nº 1		20	20		23	Botella terminal cable 13.2 kV
			1	Trafo 132/13,2 kV Nº 2		20	20		24	Botella terminal cable 13.2 kV
DIVISADEROS	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV		15	10	10		
			1	Línea Medanito	30					
			1	Línea Casa de Piedra (futuro)					(2) 25	Estructura Terminal Línea
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV						
			1	Línea 25 de Mayo (APELP)					26	Botella terminal celda
			1	Línea Catriel (ERSE)					(3) 27	Botella terminal celda
			1	Línea Casa de Piedra (provisorio)					(3) 28	Botella terminal celda
	13.2	1B 1I		Trafo 132/33/13,2 kV					(3) 29	Seccionador Trafo lado cable
ENTRE LOMAS	**132**	1B 1I		Barra 132 kV P. Perez Companc					(4) 30	Estructura Nº383 LAT Cent.-Meda
VILLA REGINA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2		30	30	30		
			1	Línea General Roca	45	15	10	15		
	66	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº1						
			1	Línea Valle Medio					31	Estructura Terminal Línea
			1	Línea Ing. Huergo					32	Estructura Terminal Línea
	13.2	1B 1I Barra I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 1 c/R.N.						
			1	Alimentador Nº 1 ERSE					33	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 2 ERSE					34	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 3 ERSE					35	Botella terminal celda
		1B 1I Barra II	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Alimentador Nº 4 ERSE					36	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 5 ERSE					37	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 6 ERSE					38	Botella terminal celda
GRAL.ROCA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 1		20	20	10		
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2		30	20	30		
			1	Trafo 132/13,2 kV Nº 3		15	15			
			1	Línea Cipolletti	-					
			1	Línea Villa Regina	-					
	66	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 1						
			1	Línea Allen-Ing.Huergo-Medic. 66kV					39	Estructura Terminal Línea
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Medición						
			1	Reserva						
			1	Reserva						
			1	Reserva						
	13.2	1B 1I	1	Trafo 132/66/13,2 kV Nº 2						
			1	Trafo 132/13,2 kV Nº 3					40	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 2 ERSE (reserva)						
			1	Alimentador Nº 3 ERSE					41	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 4 ERSE					42	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 5 ERSE					43	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 6 ERSE					44	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 7 ERSE					45	Botella terminal celda
			1	Central Gral. Roca ERSE					46	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 8 ERSE					47	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 9 ERSE					48	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 10 ERSE					49	Botella terminal celda

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	Delimitado en
						P	S	T		
ARROYITO	**132**	2B y T	1	Línea C.N.E.A. 1	2				50	Estr.terminal línea en PIAP
		1I	1	Línea C.N.E.A. 2	2				51	Estr.terminal línea en PIAP
			1	Trafo 132/33/13,2 kV		15	15	10		
			1	Generador 1 Central Arroyito	1				52	Pórtico línea en Central
			1	Generador 2 Central Arroyito	1				53	Pórtico línea en Central
			1	Generador 3 Central Arroyito	1				54	Pórtico línea en Central
			1	Línea Chocón 1	25					
			1	Línea Chocón 2	25					
			1	Línea Plaza Huincul					55	Estructura Terminal Línea
			1	Línea Gran Neuquén					56	Estructura Terminal Línea
			1	Línea Alto Valle						
			1	Reserva p/ línea General Roca						
			1	Linea 1 Central A. del Cajon					57	Estructura Terminal Línea
			1	Linea 2 Central A. del Cajon					58	Estructura Terminal Línea
			1	Acoplamiento de barras						
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV						
			1	Reserva						
			1	Reserva						
	13.2	1B 1I Barra I	1	Trafo 132/33/13,2 kV						
			1	Reactor de Neutro						
			1	Servicios Auxiliares Estación Nº 1						
			1	Servicios Auxiliares Central Nº 1					59	Botella terminal celda
		1B 1I Barra II	1	Acoplamiento de barras						
			1	Servicios Auxiliares Estación Nº 2						
			1	Servicios Auxiliares Central Nº 2					60	Botella terminal celda
			1	Medición						
			1	Alimentador Nº 1 EPEN					61	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 2 P.I.A.P.					62	Botella terminal celda
PIEDRA DEL AGUILA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1		15	10	10		
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2		15	10	10		
			1	Línea Chocón	170					
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Alimentador Nº 1 (EPEN)					64	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 2						
			1	Medición						
	13.2	1B 1I Barra I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1						
			1	Servicios Auxiliares y Medición						
			1	Alimentador					65	Hidronor (Central)
			1	Alimentador					66	Hidronor (ET 500 kV) (futuro)
			1	Alimentador (reserva)						
		1B 1I Barra II	1	Acoplamiento de barras						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Alimentador Nº 1					67	UCASA (Obrador)
			1	Alimentador Nº 2					68	Hidronor (Villa)
			1	Reactor de Neutro						
			1	Servicios Auxiliares						
P. HERNANDEZ	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2		15	10	15		
			1	Trafo 132/33 kV Nº 3		9	9			
			1	Trafo 132/33 kV Nº 4		15	15			
			1	Línea Medanito	130					
			1	Línea Chos Malal (F.Morado)					69	Estructura Terminal Línea
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Trafo 132/33 kV Nº 3						
			1	Trafo 132/33 kV Nº 4						
			1	Línea Perez Companc					70	Botella terminal cable 33 kV
			1	Alim. 1 Planta red. secundaria						Botella terminal celda
			1	Alim. 2 Oleoducto Trasandino						Botella terminal celda
			1	Alim. 3 Rincon de los Sauces						Botella terminal celda

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	Delimitado en
						P	S	T		
			1	Alim. 4 Petrolera San Jorge						Botella terminal celda
			1	Alim. 5 Yacimiento Chihuido						Botella terminal celda
			1	Alim. 6						Botella terminal celda
			1	Alim. 7						Botella terminal celda
	13.2	1B 1I	1	Comando y Medición 132 kV						
			1	Servicios Auxiliares						
			1	Medición y Trafo serv. auxiliares						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 2						
			1	Alim. 1 Electrobombas						Botella terminal celda
			1	Alim. 2 Transferencia						Botella terminal celda
			1	Alim. 3 Baterias 2 y 5						Botella terminal celda
			1	Alim. 4 Baterias 1, 3 y 6						Botella terminal celda
			1	Alim. 5 Baterias 7 y 8						Botella terminal celda
			1	Alim. 6 Planta Industrial						Botella terminal celda
			1	Alim. 7 Yac. Desfiladero Bayo						Botella terminal celda
			1	Alim. 8 Yac. Puesto Molina						Botella terminal celda
			1	Alim. 9 Campamento YPF						Botella terminal celda
			1	Alim. 10 Oldeval						Botella terminal celda
			1	Alim. 11 Bayo 2						Botella terminal celda
MEDANITOS	**132**	2B 1I	1	Trafo 132/33 kV Nº 1		15	15			
			1	Trafo 132/33 kV Nº 2		15	15			
			1	Línea Centenario	-					
			1	Línea Divisaderos	-					
			1	Línea Puesto Hernandez	-					
			1	Línea Planicie Banderita	-					
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B 1I	1	Trafo 132/33 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33 kV Nº 2						
			1	Alimentador Nº 1					78	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 2					79	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 3					80	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 4					81	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nº 5					82	Botella terminal celda
SEÑAL PICADA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/33 kV Nº 1		15	15			
			1	Trafo 132/33 kV Nº 2		9	9			
			1	Ap. LAT Medanito - P.Hernandez	-					
	33	2B 1I Barra I	1	Trafo 132/33 kV Nº 1						
			1	Alimentador Nº 1					83	Estructura Terminal Línea
			1	Alimentador Nº 2					84	Estructura Terminal Línea
			1	Reserva						
			1	Acoplador de barras						
		2B 1I Barra II	1	Trafo 132/33 kV Nº 1						
				Alimentador Nº 3					85	Estructura Terminal Línea
				Alimentador Nº 4					86	Estructura Terminal Línea
				Reserva						
C.VALENTINA	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1		15	10	15		
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1						
			1	Línea P. I. N.						
			1	Línea C. O. D.						
	13.2	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV Nº 1 Distrib. Plottier - Valentina						

2.2. DISTROCUYO

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
AGUA DEL TORO	**220**	2B 1I	1	Línea Cruz de Piedra	177.9					
			1	Línea Los Reyunos	42.95					
			-	Línea Trafo Máquina 1 (2)					1	Borne interruptor - lado barras
			-	Línea Trafo Máquina 2 (2)					2	Borne interruptor - lado barras
			1	Línea Nihuil II	53.49					
			1	Reserva						
			1	Acoplamiento de barras						
ANCHORIS	**132**	2B 1I	1	(Reserva) Ugarteche						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1		30	30	10		
			1	Línea Capiz	41.95					
			1	Línea Cruz de Piedra	33.5					
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2		30	30	10		
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Línea Deriv. "T" a LC 35 - B. R. Tunuyán	52.86					
	66	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			1	Línea Ugarteche					3	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Argentina II					4	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Argentina I					5	Estructura Terminal Línea
	13.2	-	-	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1						
			-	Trafo Servicios Auxiliares						
			-	Reactor de neutro						
			1	Alimentador CD Anchoris 1					6	Botella Terminal Celda
		-	-	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			-	Trafo Servicios Auxiliares						
			-	Reactor de neutro						
			1	Alimentador CD Anchoris 2					7	Botella Terminal Celda
BAJO RIO TUNUYAN	**132**	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2		30	30	20		
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 3		30	30	20		
			1	Línea Anchoris						
	66	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 3						
			1	Trafo 66/13.2 kV No. 1		10	10			
			1	Linea S. Rosa					8	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Junin					9	Estructura Terminal Línea
	13.2	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 3						
			1	Trafo 66/13.2 kV No. 1						
			1	Reserva						
			-	Trafo Servicios Auxiliares						
			-	Reactor Neutro						
			-	Acoplamiento Longitudinal						
			-	Trafo Servicios Auxiliares						
			-	Medición						
			-	Acoplamiento Longitudinal						
			1	Aliment. Coop. Popular Riv.					10	Botella Terminal Celda
			1	Aliment. Coop. Alto Verde					11	Botella Terminal Celda
			1	Alim.Coop. Sub. Rio Tunuyan					12	Botella Terminal Celda
CAPIZ	**132**	1B 1I	1	Línea Anchoris						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1		20	20	7		
				Línea Pedro Vargas	122.1					
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2		20	20	7		
	66	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			1	Linea Zapata					13	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Tunuyan					14	Estructura Terminal Línea
			1	Linea San Carlos					15	Estructura Terminal Línea
	13.2	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			1	Trafo Servicios Auxiliares						
			1	Alimentador La Consulta					16	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Calise					17	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Capiz					17.1	Botella Terminal Celda

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Reactor de Neutro						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1						
			-	Medición						
CRUZ DE PIEDRA	**220**	2B 2I	1	Línea San Juan	171.6					
				Acoplamiento de barras						
				Línea Agua del Toro						
				Autotrafo 220/132 Nº 1		150	150			
				(Reserva) Línea C.T. Luján de Cuyo						
				Autotrafo 220/132 Nº 2		150	150			
				(Reserva) Línea Gran Mendoza (fut.)	-18					
	132	2B 2I	-	Trafo TG 21 BBC 23,8 (2)					26	Borne interruptor - lado barras
			1	Línea Rodeo de la Cruz					26.1	Estructura Terminal Línea
			1	Línea Gran Mendoza 1	21.98					
			-	Trafo TG 22 FIAT 26,6 (2)					27	Borne interruptor - lado barras
			1	Línea Gran Mendoza 2	21.98					
			1	Línea San Juan	180.2					
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1		60	60	50		
			1	Línea Anchoris						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2		60	60	50		
			1	Autotrafo 220/132 Nº 1						
			1	Autotrafo 220/132 Nº 2						
			1	Línea Luján de Cuyo 1	18.08					
			1	Línea Luján de Cuyo 2	18.08					
	66	2B 2I	1	Acoplamiento de barras						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1						
			1	Linea Barriales					28	Estructura Terminal Línea
			1	Linea YPF					29	Estructura Terminal Línea
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			-	Acoplamiento longitudinal						
			1	Linea Rodeo del Medio 1					30	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Rodeo del Medio 2					31	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Godoy Cruz					32	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Ugarteche					33	Estructura Terminal Línea
	13.2	2B 2I Barra I	1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 1						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV No. 2						
			1	Compensador sincrónico Nº 1						
			1	Arranque CS Nº 1						
			-	Medición						
			1	Compensador sincrónico Nº 2						
			1	Arranque CS Nº 2						
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Trafo 13.2/13.2 kV		15	15			
		2B 2I Barra II	1	Acoplamiento de barras						
			-	Medición						
			1	(Reserva)						
			1	Trafo SSAA ET Nº 1						
			1	Trafo SSAA ET Nº 2						
			-	Medición lado triángulo						
			-	Medición lado estrella						
			1	Trafo SSAA Turbogas					34	Botella Terminal Celda
			1	Linea Tres Esquinas					35	Botella Terminal Celda
			1	Linea Bustamante					36	Botella Terminal Celda
			1	Linea Barrancas					37	Botella Terminal Celda
			1	Linea Cespedes					38	Botella Terminal Celda
			1	Linea Maipu					39	Botella Terminal Celda
C.H.NIHUIL I	**132**	-	-	Línea Pedro Vargas					40	Estructura Terminal Línea
C.H.NIHUIL II	**220**	-	-	Línea Agua del Toro					41	Estructura Terminal Línea
LC 35 (YPF)	**132**		-	Línea conexión "T"					45	Estructura Nº79 Línea Anchoris
LOS REYUNOS	**220**	2B 1I	1	Línea Agua del Toro						
			1	Línea Gran Mendoza	188.3					
			1	Línea Trafo máq. 1 y 2 (2)					64	Borne interruptor - lado barras

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Acoplamiento de barras						
	13.2	1B 1I	1	Lin.Obras Adyacentes C.H.					64.1	Botella Terminal Celda
			1	Linea a C.H.Los Reyunos					64.2	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador C.T.Z.						
			1	Trafo SSAA y Reactor neutro						
			1	Linea Toma de Riego					64.3	Botella Terminal Celda
			1	Acoplamiento longitudinal						
			-	Trafo Servicios Auxiliares						
			1	Linea C.H.El Tigre					64.4	Botella Terminal Celda
LUJAN DE CUYO	**132**	2B 2I Barra I	1	Línea Cruz de Piedra Nº 1	-					
			1	Línea Cruz de Piedra Nº 2						
			1	Linea a San Martin 1					64.5	Estructura Terminal Línea
			1	Linea a San Martin 2					64.6	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Silarsa con Trafo	-	15	15		65	Borne BT Trafo
			1	Lin.Parque Indust. Petroquímico					66	Estructura Terminal Línea
			1	Acoplamiento de barras						
			-	Trafo 132/66/6.6 kV Nº 1 (2)					67	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo 132/66/6.6 kV Nº 2 (2)					68	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TV1 60 MVA (2)					69	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TV2 60 MVA (2)					70	Borne Interr.lado secc.barras
			1	Trafo 132/33/13.2 kV YPF Nº 1		30	20	10		
			1	Trafo 132/33/13.2 kV YPF Nº 2		30	20	10		
			-	Trafo Servicios Auxiliares G13 (2)					71	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TV 160 MVA (2)					72	Borne Interr.lado secc.barras
		2B 2I Barra II	-	Trafo TG1 27 MVA (2)					73	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TG2 27 MVA (2)					74	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TV 30 MVA (2)					75	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TG1 25 MVA (2)					76	Borne Interr.lado secc.barras
			-	Trafo TG2 25 MVA (2)					77	Borne Interr.lado secc.barras
			1	Trafo 132/13.2 kV YPF Nº 1		15	15			
			1	Trafo 132/13.2 kV YPF Nº 2		15	15			
	33	-	-	Trafo 132/33/13.2 kV YPF Nº 1						
			1	Linea YPF Pozos 1					78	Estructura Terminal Línea
			-	Trafo 132/33/13.2 kV YPF Nº 2						
			1	Linea YPF Pozos 2					79	Estructura Terminal Línea
	13.2	-	-	Trafo 132/33/13.2 kV YPF Nº 1						
			1	Alimentador YPF Destileria 1					80	Botella Terminal Celda
			-	Trafo 132/33/13.2 kV YPF Nº 2						
				Alimentador YPF Destileria 2					81	Botella Terminal Celda
				Trafo 132/13.2 kV YPF Nº 1						
				Alimentador YPF Destileria 3					82	Botella Terminal Celda
				Trafo 132/13.2 kV YPF Nº 2						
				Alimentador YPF Destileria 4					83	Botella Terminal Celda
MONTE CASEROS	**132**	2B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV Nº 1		30	30	30		
			1	Trafo 132/66/13.2 kV Nº 2		30	30	30		
			1	Línea Alto Verde (opera en 66 kV)					84	Estructura Terminal Línea
			1	Línea Gran Mendoza Nº 1	19.06					
			1	Línea Gran Mendoza Nº 2	19.06					
			1	Acoplamiento de barras						
			1	(Reserva) Tres Porteñas						
	66	1B 1I	1	Trafo 132/66/13.2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV Nº 2						
			1	Linea Costa de Araujo					85	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Rodeo del Medio					86	Estructura Terminal Línea
			1	Linea Junin					87	Estructura Terminal Línea
	13.2	1B 1I	-	Trafo Servicios Auxiliares						
			-	Reactor de neutro						
			1	(Reserva)						
			1	Aliment. Cooperativa Nº 1					88	Botella Terminal Celda

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV Nº 1						
			-	Acoplamiento longitudinal						
			-	Medición y Servicios Auxiliares						
			-	Acoplamiento longitudinal						
			1	Trafo 132/66/13.2 kV Nº 1						
			1	(Reserva)						
			1	Aliment. Cooperativa Nº 2					89	Botella Terminal Celda
			1	(Reserva)						
			-	Trafo Servicios Auxiliares						
			-	Reactor de neutro						
PEDRO VARGAS	**132**	2B 2I	1	Acoplamiento de barras						
			1	Línea Capiz						
			1	Línea El Tigre (2)					90	Borne interruptor - lado barras
			1	Línea Nihuil I	46.45					
			1	Autotrafo EMSE					91	Borne TI lado autotrafo
			1	Línea San rafael	15.5					
SAN JUAN	**220**	-	-	Línea Cruz de Piedra	-					
			1	Autotrafo 220/132/13.2 kV		150	100	70		
	132	2B 2I	-	Medición						
			1	Lin. Electro Metalúrgica Andina					92	Estructura Terminal Línea
			1	Autotrafo 220/132						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 1		30	30	20		
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 2		30	30	20		
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 3		30	30	20		
			1	Trafo 132/33 kV Nº 1		15	15			
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Línea Cruz de Piedra						
			1	Linea Caucete					93.2	Estructura Terminal Línea
			1	Linea C. H. Ullum					93.1	Estructura Terminal Línea
			1	Linea CH Q. de Ullum					93	Estructura Terminal Línea
	33	1B 1I Barra I	1	Alimentador Villa Krause					94	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Sarmiento II					95	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Pocitos II					96	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Sarmiento III					97	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Rawson II					98	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Centro II					99	Botella Terminal Celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 2						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 3						
			1	Trafo 132/33 kV Nº 1						
			-	Medición						
			1	Reserva						
			1	Reserva						
			-	Acoplamiento longitudinal						
		1B 1I Barra II	1	Reserva						
			1	Reserva						
			1	Reserva						
			1	Alimentador SCOP					100	Botella Terminal Celda
			1	Reserva						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 1						
			1	Alimentador Centro III					101	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Centro I					102	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Sarmiento I					103	Botella Terminal Celda
			1	Aliment. Fabricas Cemento					104	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Pocitos I					105	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador Rawson I					106	Botella Terminal Celda
	13.2	2B 1I	1	Compensador Sincrónico						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 1						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 2						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV Nº 3						
			1	Distribuidor Mariano Moreno					107	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor I. de la Rosa					108	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor R. del Libano					109	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor Hipolito Irigoyen					110	Botella Terminal Celda

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Acoplamiento						
			-	Medición						
			1	Reactor de neutro 1 y Trafo SSAA						
			1	Reactor de neutro 2 y Trafo SSAA						
			1	Distribuidor Zonda					111	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor Cerecetto					112	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor Dr. Ortega					113	Botella Terminal Celda
SAN RAFAEL	**132**	2B 1I	1	Línea Pedro Vargas	-					
				Autotrafo EMSE					136	Borne TI lado autotrafo
				Autotrafo EMSE					137	Borne TI lado autotrafo
GRAN MENDOZA	**220**	-	-	Línea P.I. Los Reyunos	-				138	Estructura Terminal Línea
			-	Línea Montecaseros 1	-				139	Estructura Terminal Línea
	132		-	Línea Montecaseros 2	-				140	Estructura Terminal Línea
			-	Línea Cruz de Piedra 1	-				141	Estructura Terminal Línea
			-	Línea Cruz de Piedra 2	-				142	Estructura Terminal Línea

(1) El guión (-) indica longitud de línea ya computada:
(2) Campo cuyo equipamiento no se transfiere a la EDTI:

2.3. TRANSPA

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	MVAR React.	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
AMEGHINO	**132 kV**	2B 1I	1	Linea a Trelew	112						
			1	Linea Comodoro Rivadavia A	305						
			1	Acoplamiento de barras							
BARRIO SAN MARTIN	**132 kV**	1B 1I	1	Linea a conexion "T"	7.5						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T1		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2		15	10	15			
	33 kV	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 kV T1							
			-	(Reserva sin Interruptor)						6	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2							
			-	(Reserva sin Interruptor)						6	Botella terminal celda
			1	Acoplamiento longitudinal							
			-	(Reserva sin Interruptor)						6	Botella terminal celda
			-	(Reserva sin Interruptor)						6	Botella terminal celda
	13.2 kV	1B 1I	1	Alimentador No.1 a Cooperativa						4	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.2 a Cooperativa						5	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.3 a Cooperativa						6	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.4 a Cooperativa						7	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.5 a Cooperativa						8	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.6 a Cooperativa						9	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T1							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2							
			1	Acoplamiento longitudinal							
			1	Alimentador No.7 a Cooperativa						10	Botella terminal celda
			-	Reactor de Neutro Nº 1							
			-	Reactor de Neutro Nº 2							
			1	(Reserva)							
COMODORO RIVAD. "A"	**132 kV**	1B1I	1	Linea a E.T. A1	0.5						
			-	Trafo de Máquina Nº 1 (2)						12	Borne Interruptor lado barra
			-	Trafo de Máquina Nº 2(2)						13	Borne Interruptor lado barra
			-	Trafo de Máquina Nº 3(2)						14	Borne Interruptor lado barra
	66 kV	1B1I	1	Trafo 66/10.4 kV No.1		3.15					
			1	Trafo 66/10.4 kV No.2		3					
			1	Trafo 66/10.4 kV No.3		3					
			1	Trafo 66/10.4 kV No.4		3					
			1	Alimentador YPF M. Behr						15	Estructura terminal linea
CENTRAL (4)	**10.4 kV**	1B1I	1	Trafo 132/10.4 kV T1 (4)		9				-	Botella terminal celda gen.
			1	Trafo 132/10.4 kV T2 (4)		9				-	Botella terminal celda gen.
			1	Trafo 132/10.4 kV T3 (4)		9				-	Botella terminal celda gen.
			1	Alimentador No.1 YPF (4)						16	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.2 YPF (4)						17	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.3 YPF (4)						18	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.4 YPF (4)						19	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.5 YPF (4)						20	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.6 YPF (4)						21	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.7 YPF (4)						22	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.9 YPF (4)						23	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.13 YPF (4)						24	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.21 Cooperativa (4)						25	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.27 YPF (4)						26	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.28 Cooperativa (4)						27	Botella terminal celda
			-	Reactor de Neutro (4)							
E.T. (Existente)	**10.4 kV**	1B1I	-	C.A.S. a Central						28	Botella terminal celda
			1	Trafo 66/10.4 kV No.1							

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	MVAR React.	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Trafo 66/10.4 kV No.2							
			1	Trafo 66/10.4 kV No.3							
			1	Trafo 66/10.4 kV No.4							
			-	Turbogas 15 MW						29	Borne secc.lado generador
COMODORO RIVADAVIA "A1"	**132 kV**	1B1I	1	Linea a Ameghino							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1		30	20	30			
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2		30	20	30			
			1	Trafo 132/66 kV El Trebol		15					
			1	Trafo 132/10.4 kV T1							
			1	Trafo 132/10.4 kV T2							
			1	Trafo 132/10.4 kV T3							
			1	Linea a E.T. "A"	-						
			1	Linea a Pico Truncado	138						
	66 kV	-	-	Trafo 132/66 kV							
			-	Alimentador YPF El Trebol						30	Estructura terminal linea
	33 kV	1B1I	1	Alimentador YPF Tordillo						31	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T1							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	Acoplamiento longitudinal							
			1	Alimentador YPF Caleta Cordoba						32	Botella terminal celda
			1	Alimentador Cooperativa						33	Botella terminal celda
			1	Alimentador Cooperativa						34	Botella terminal celda
	13,2 kV	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2 kV T1							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2							
			1	Alimentador 1 Cooperativa						35	Botella terminal celda
			1	Alimentador 2 Cooperativa						35.1	Botella terminal celda
			1	Turbogas No.1						36	Botella terminal celda
			1	Turbogas No.2						37	Botella terminal celda
			1	Acoplamiento longitudinal							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			-	Reactor de Neutro Nº 1							
			-	Reactor de Neutro Nº 2							
FUTALEUFU	**330 kV**		1	Acoplamiento barras							
			1	Reactor 1					50		
			1	Linea Pto. Madryn 1	550						
			1	Linea Pto. Madryn 2	550						
			1	Reactor 2					50		
			1	Puesta a tierra							
			1	Puesta a tierra							
	33 kV	-	-	SS.AA. Playa maniobra						-	Botella terminal celda
PICO TRUNCADO I	**132 kV**	2B 1I	1	Linea a Central Comodoro Rivadavia	-						
			1	Trafo 132/35/13.2 kV No. 1		30	30	20			
			1	Trafo 132/35/13.2 kV No. 2		30	30	20			
			1	Acoplamiento de barras							
			1	Linea a Pico Truncado II	18						
			1	Trafo 132/35 kV No.2		9					
			1	Autotrafo 132/66/13.2 kV		20	20	10			
			1	Alimentador a Pto. Deseado						42	Estructura terminal linea
	66 kV	-	1	Linea YPF-C. Seco						43	Estructura terminal linea
	33 kV	2B 1I	1	Linea 1 YPF						44	Botella terminal celda
			1	(Reserva)							
			1	Linea 3 CADIPSA						45	Botella terminal celda
			1	Linea 4 YPF						46	Botella terminal celda
			1	Linea 5 YPF						47	Botella terminal celda
			1	Linea 6 TOTAL						48	Botella terminal celda
			1	Linea 7 YPF						49	Botella terminal celda
			1	Linea 8 YPF						50	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/35 kV No. 3							
			1	Trafo 132/35/13.2 kV No. 2							
			1	Trafo 35/10.4 kV No. 1		5					

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	MVAR React.	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Trafo 35/10.4 kV No.2		5					
			1	Trafo 132/35/13.2 kV No.1							
			1	Acoplamiento de barras							
	13.2 kV	1B 1I	1	Autotrafo 132/66/13.2 kV							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
	10.4 kV	1B 1I	1	Linea 13 Pico Truncado						56	Botella terminal celda
			1	(Reserva)							
			1	Linea 17 YPF						57	Botella terminal celda
			1	Linea 18 YPF						58	Botella terminal celda
			1	Trafo 35/10.4 kV No.1							
			1	Trafo 35/10.4 kV No.2							
			1	Capacitor 1					3		
			1	Capacitor 2					5		
PICO TRUNCADO II	**132 kV**	-	-	Linea Pico Truncado I	-						
			-	Trafo 66/6 kV (2)						59	Borne interruptor lado linea
	35 kV	1B 1I	1	Trafo 35/6 kV						-	Botella terminal lado trafo
			1	Alimentador No.1 Serv.Publ.(ASTRA)						60	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.2 Serv.Publ.(PEREZ)						61	Botella terminal celda
			1	Alimentador No.3 Serv.Publ.(BRIDAS)						62	Botella terminal celda
			1	(Reserva)							
PLANTA DE ALUMINIO - DGPA	**132 kV**	2B 1I	1	Linea a Puerto Madryn	10.4						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No. 1		40	40	25			
			1	Linea Trelew	62						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No. 2		40	40	25			
			1	Acoplamiento de barras							
	33 kV	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 kV No 1							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No. 2							
			1	Alimentador ALUAR (Emergencia 1)						63	Botella terminal celda
			1	Trafo TG						64	Botella terminal celda
			1	Alimentador Pto. Madryn						65	Botella terminal celda
			1	SS.AA. Pto. Madryn	6 ?						
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	Trafo TG						66	Botella terminal celda
			1	Alimentador ALUAR (Emergencia 2)						67	Botella terminal celda
			1	Acoplamiento longitudinal							
			-	Reactor Neutro							
			-	Reactor Neutro							
	13.2 kV	-	1	Trafo SS.AA. No.1 DGPA y APPA							
			1	Trafo SS.AA. No.2 DGPA y APPA							
PLANTA DE ALUMINIO - APPA	**33 kV**	1B 1I	2	Trafo 330/33 kV No 1							
			2	Trafo 330/33 kV No.2							
			-	Alimentador No. 1 ALUAR						68	Terminal ducto lado ALUAR
			-	Alimentador No. 2 ALUAR						69	Terminal ducto lado ALUAR
			1	Acoplamiento longitudinal No. 1							
			1	Acoplamiento longitudinal No. 2							
			1	Banco de capacitores No. 1					26.5		
			1	Banco de capacitores No. 2					11.3		
			1	Banco de capacitores No. 3					26.5		
			1	Banco de capacitores No. 4					26.5		
			1	Banco de capacitores No. 5					11.3		
			1	Banco de capacitores No. 6					26.5		
			1	Banco de capacitores No. 7					26.5		
			-	Acoplamiento longitudinal							
			-	Acoplamiento longitudinal							

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	MVAR React.	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
PUERTO MADRYN	**330 kV**	3B 1I	1	Trafo 330/132/33 kV		60	60	40			
			2	Linea Futaleufu No. 1	-						
			1	Trafo 330/33 kV No. 1		235					
			2	Linea Futaleufu No. 2	-						
			1	Trafo 330/33 kV No. 2		235					
			1	Acoplamiento de barras							
			1	Reactor 1					60		
			1	Reactor 2					60		
			1	Puesta a tierra							
			1	Puesta a tierra							
	132 kV	2B 1I	1	Linea Sierra Grande	121.5						
			1	Linea a Planta de Aluminio	-						
			1	Trafo 330/132/33 kV							
			1	Acoplamiento de barras							
PUNTA COLORADA	**132 kV**	1B 1I	-	Linea Sierra Grande	31						
			1	Trafo 132/66/33 kV No. 1		15	10	15			
			1	Trafo 132/66/33 kV No. 2		15	10	15			
	33 kV	1B 1I	1	Trafo SS.AA. de E.T.							
			-	Trafo 132/33/6.6 kV No. 1						70	Terminal ducto lado HIPASAM
			-	Trafo 132/33/6.6 kV No. 2						71	Terminal ducto lado HIPASAM
SAN ANTONIO ESTE	**132 kV**	-	1	Trafo 132/33/13.2 kV		7.5	5	7.5			
			-	Linea a conexion "T"	0.1?						
	33 kV	-	1	Trafo 132/33/13.2 kV							
			1	Linea Conesa						72	Estructura terminal linea
			1	Linea a San Antonio Oeste						73	Estructura terminal linea
	13.2 kV	-	1	Trafo SS.AA.							
SAN ANTONIO OESTE	**132 kV**	1B1I	-	Linea a Sierra Grande	110.3						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV		15	15	10			
			1	Linea a Viedma	185.6						
	33 kV	1B1I	1	Linea Valcheta						74	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV							
			1	Linea Puerto San Antonio Este						75	Botella terminal celda
			1	Alimentador San Antonio Oeste						76	Botella terminal celda
	13.2 kV	-	-	Trafo SS.AA.							
SIERRA GRANDE	**132 kV**	2B 1I	1	Linea San Antonio Oeste	-						
			1	Linea Punta Colorada	-						
			1	Linea Puerto Madryn	-						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No 1		35	20	27.5			
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No 2		35	20	27.5			
			1	Trafo 132/6.6 kV Hipasam		25					
			1	Trafo 132/6.6 kV Hipasam		12					
			1	Acoplamiento de barras							
	33 kV	1B 1I	1	Alimentador No. 1 Sierra Grande						77	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No 1							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No 2							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			1	(Reserva)							
			-	Acoplamiento longitudinal							
			1	Trafo SS.AA.							
			1	Trafo SS.AA.							
	13.2 kV		1	Trafo 132/33/13.2 kV No 1						78	Botella terminal lado trafo
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No 2						79	Botella terminal lado trafo
			-	Trafo 12 MVA (rupto secc.fusible)						80	Borne secc.lado barra
TRELEW	**132 kV**	2B 1I	1	Linea a Puerto Madryn	-						
			1	Linea Ameghino	-						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1		30	30	20			

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo			MVAR React.	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
						P	S	T			
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2		30	30	20			
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.3		15	15	10			
			1	Acoplamiento de barras							
	33 kV	1B 1I	1	Alimentador Cooperativa 1						81	Botella terminal lado seccionador
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1							
			1	Alimentador Cooperativa 2						82	Botella terminal lado seccionador
			1	Alimentador Rawson (D.E.C.)						83	Botella terminal lado seccionador
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.3							
	13.2 kV	1B 1I	1	Alimentador 1 D.E.C.						84	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2							
			1	Alimentador 2 Cooperativa						85	Botella terminal celda
			1	Alimentador 3 Cooperativa						86	Botella terminal celda
			1	Alimentador 4 (para trafo)							
			1	Alimentador 5 (para trafo)							
			1	(Reserva)							
			1	Reactor de neutro							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1							
			1	(Reserva)							
			1	Trafo SS.AA. 1							
			1	Trafo SS.AA. 2							
VIEDMA	**132 kV**	2B1I	1	Linea San Antonio Oeste	-						
			1	Acoplamiento de barras							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2		15	10	15			
			1	Linea Carmen de Patagones	-						
	33 kV	1B1I	1	Linea La Loberia						87	Botella terminal celda
			1	Linea IDEVI						88	Botella terminal celda
			1	Linea Carmen de Patagones						89	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2							
			1	Acoplamiento longitudinal							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1							
	13.2 kV	1B1I	1	Alimentador 1 Rural						90	Botella terminal celda
			1	Alimentador 2 C.de Patagones 1						91	Botella terminal celda
			1	Alimentador 3 Viedma 3						92	Botella terminal celda
			1	(Reserva)							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.1							
			1	Acoplamiento longitudinal							
			1	Trafo 132/33/13.2 kV No.2							
			1	Alimentador 5 Viedma 2						93	Botella terminal celda
			1	Alimentador 6 Viedma 1						94	Botella terminal celda
			1	Alimentador 7 C.de Patagones 2						95	Botella terminal celda
			1	Alimentador 8 IDEVI						96	Botella terminal celda
CARMEN DE PATAGONES	**132 kV**	-	-	Linea a Viedma	7					11	Estructura terminal linea

(1) El guion (-) indica km de linea ya computado

2.4. TRANSNEA

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int..	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
BARRANQUERAS	**132**	2B 1I	1	Línea Resistencia 1	31.4					
			1	Línea Resistencia 2	30.2					
			1	Linea Centro Distr. 6					1	Pórtico Salida Línea
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T4		15	15	10		
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T5		15	15	10		
				Trafo 132/33/13.2 kV T7		15	15	10		
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T9		30	30	20		
			-	Trafo 132/13.2 kV T6 BAR 23 (2)		30		30	2	Borne Interruptor lado Barra
			1	Acoplamiento de Barras						
	33	2B 1I	1	Trafo 33/13,2 kV T1		20	20			
			1	Trafo 33/13,2 kV T2		20	20			
			-	Trafo 33/13,2 kV T3 BAR 14 (2)		20	20		3	Borne Interruptor lado Barra
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T4						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T5						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T7						
			1	Acoplamiento de Barras						
			1	Línea Corrientes 1	11.8					
			1	Línea Corrientes 2	11.8					
			1	Linea Cdad.Resistencia I					4	Pórtico Salida Línea
			1	Linea Cdad.Resistencia II					5	Pórtico Salida Línea
			1	Linea Cdad.Resistencia III					6	B.Secc.L. lado C.A.S.
	13	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 kV T4 TG BAR 22					7	Botella Terminal Celda Trafo
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T5 TG BAR 22					8	Botella Terminal Celda Trafo
			-	T.G. BAR 24 AEG 2 (2)					8.1	Borne Interruptor lado Barra
			-	Servicios Auxiliares BAR 24					8.2	Botella Terminal Celda
			-	Acometida Subt. Barra TG BAR 22					8.3	Botella Terminal Barra T7 y T9
			-	Trafo 132/33/13.2 kV T9 TG 25(2)					9	Botella Terminal lado Trafo
		2B 1I A3	1	Aliment.Serv.Int.3					9.1	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 41					10	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 46					12	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 42					13	Botella Terminal Celda
			-	Turbovapor TV BAR 13 HITACHI (2)					11	Borne Interruptor lado Barra
			1	Acoplamiento Longitudinal						
		A2	1	Trafo 33/13,2 kV T2						
			1	Alim.Serv.Interno 2					13.1	Botella Terminal Celda
			1	Turbogrupo TG BAR 21					14	Botella Terminal Celda
			-	Turbovapor TV BAR 12 HITACHI (2)					15	Borne Interruptor lado Barra
			1	Acoplamiento de Barras						
			1	Distrib. 45					16	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.43					17	Botella Terminal Celda
			1	Acoplamiento Longitudinal						
		A1	1	Distrib.44					18	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.47						
			-	Turbovapor TV BAR 11 HITACHI (2)					19	Borne Interruptor lado Barra
			1	Serv.Interno 1					19.1	Botella Terminal Celda
			1	Trafo 33/13,2 kV T1						
			-	Trafo 13,2/6,6 kV (R.N.)						
BELLA VISTA	**132**	1B 1I	1	Línea Santa Catalina	121					
			1	Línea Goya	77.7					
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T1		7.5	5	7.5		
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2		15	15	10		
	33	1B 1I A	1	Trafo 132/33/13.2 kV T1						
			1	Alim.3 Desmochado					20	Botella Terminal Celda
			1	Alim.2 San Roque					21	Botella Terminal Celda
			1	Alim.1 Saladas					22	Botella Terminal Celda
			1	Acoplamiento Longitudinal						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int..	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
		B	1	Trafo 132/33/13.2 kV T2						
			1	Alim.4 (Reserva)						
			1	Alim.5 (Reserva)						
			1	Alim.6 TANSA					23	Botella Terminal Celda
	13	1B 1I A	1	Trafo 132/33/13.2 kV T1						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Distrib.1 Rural					24	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.2 (Reserva)						
			1	Acoplamiento Longitudinal						
		B	1	Trafo 132/33/13.2 kV T2						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Distrib.3 Ciudad					25	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.4 (Reserva)						
CLORINDA	**220**	1B 1I	1	Línea Guarambaré	29.8					
			-	Trafo 220/132 kV		150	150			
	132	1B 1I	1	Línea Formosa	111					
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T1		15	15	10		
			-	Trafo 132/33/13.2 kV T2		7.5	7.5	5		
			1	Trafo 220/132 kV						
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 kV T1						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T2						
			1	Linea Laguna Blanca					26	Botella Terminal Celda
			1	(Reserva)						
	13	1B 1I A	1	Trafo 132/33/13.2 kV T1						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Linea Hertelendy					27	Botella Terminal Celda
			1	Linea Pilcomayo					28	Botella Terminal Celda
			1	Linea San Martin					29	Botella Terminal Celda
			1	Linea Libertad					30	Botella Terminal Celda
			1	(Reserva)						
			1	Acoplamiento Longitudinal						
		B	1	Trafo 132/33/13.2 kV T2						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
CORRIENTES CENTRO	**132**	1B 1I	-	Línea Santa Catalina	10.3					
			-	Línea Resistencia	33.3					
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T3		30	20	30		
			-	Trafo 132/33/13.2 kV T4		30	20	30		
	33	1B 1I	-	Línea Sta. Catalina-Tipoiti	12.5				30.1	Morseto deriv. Tipoiti
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T3						
			2	Trafo 132/33/13.2 kV T4						
			1	Trafo 33/13.2 kV T1		16	16			
			1	Trafo 33/13.2 kV T2		16	16			
			1	Interconexión Barranqueras I	-					
			1	Interconexión Barranqueras II	-					
	13	1B 1I A	1	Trafo 132/33/13.2 kV T3						
			1	Neutro 1 - Trafo 13,2/6,6 kV				6		
			1	Alimentador 1						
			1	Distrib. 74					31	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 76					33	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 81 (Quilmes)					34	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador 11 bis					40	Botella Terminal Celda
			1	Acoplamiento Longitudinal						
		B	1	Distrib. 70					35	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 71					36	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 73					37	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 75					32	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 80					38	Botella Terminal Celda
			1	Servicios Internos						
			1	Acoplamiento sin Interruptor						
		C	2	Trafo 132/33/13.2 kV T4						
			1	Trafo 33/13.2 kV T2						
			1	Distrib. 72 bis					39	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador 10					41	Botella Terminal Celda
			1	Alimentador 2						
			1	Generador TG COR 21					42	Botella Terminal Celda Barra
			1	Trafo 13,2/6,6 kV (R.N.)				6		
FORMOSA	**132**	1B 1I	1	Línea Resistencia	178					

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int..	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Línea Clorinda						
			1	Trafo 132/33/13,2 kV T1		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13,2 kV T2		15	10	15		
			-	Trafo 132/33/13,2 kV T3		30	20	30		
			1	Trafo 132/34.5/13.8 kV T4		30	30	20		
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV T1						
			-	Trafo 132/33/13,2 kV T3						
			1	Trafo 132/34.5/13.8 kV T4						
			1	Linea El Colorado					43	Botella Terminal Celda
			1	Linea Pirane					44	Botella Terminal Celda
			1	(Reserva)						
			1	Acoplamiento Longitudinal						
	13	1B 1I A	-	Trafo 132/33/13.2 kV T1						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Trafo 132/33/13.2 kV T3						
			1	Distribuidor 101					46	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 102					47	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 103					48	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 104					49	Botella Terminal Celda
			1	Acoplamiento Longitudinal						
		B	1	Trafo 132/33/13,2 kV T2						
			1	Trafo 132/34.5/13.8 kV T4						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Interconexion Central Formosa (Dist. A1)					45	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 105					50	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 106					51	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor A2						
GOYA	**132**	1B 1I	1	Linea Esquina	-				52	Pórtico Salida Línea
			1	Línea Bella Vista	-					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	10	15		
			-	Trafo 132/33/13.2 T2		15	15	10		
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			-	Trafo 132/33/13.2 T2						
			1	Central Goya					53	Botella Terminal Celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
	13	1B 1I A	1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Acoplamiento Longitudinal						
			1	Generador Goya TG 21					54	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 4 Ciudad					55	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 5 Ciudad					56	Botella Terminal Celda
			1	Distrib. 8 a C.D. Nº 2					58	Botella Terminal Celda
		B	1	(Reserva)						
			1	Distrib. 7 Rural					57	Botella Terminal Celda
MONTE CASEROS	**132**	1B 1I	1	Línea Chajari	74.5				59	Pórtico Salida Línea
			1	Línea Curuzú Cuatiá	-				60	Pórtico Salida Línea
			1	Línea Paso de los Libres	-					
			1	Trafo 132/33/13,2 kV.		15	15	10		
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV.						
			1	Alim.1 Mocoreta					61	Botella Terminal Celda
			1	Alim.2 (reserva)						
			1	Alim.3 (reserva)						
	13	1B 1I	1	Trafo 132/33/13,2 kV.						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.					62	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.1 Textil					62	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.2 Mte.Caseros					63	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.3 Mte.Caseros					64	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.4 Rural					65	Botella Terminal Celda
P.DE LOS LIBRES	**132**	1B 1I	1	Acoplamiento de Barras					86	
			1	Interconexión con Brasil	-					Límite Internac. c/Brasil
			1	Línea a M.Caseros	-					
RESIST. NORTE	**132**	1B 1I	-	Conex. Línea Resist.- Barranqueras I						
			-	Conex. Línea Resist.- Barranqueras II						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int..	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		30	20	30		
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			1	Distribuidor 4					66	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 5					67	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 7					68	Botella Terminal Celda
			1	Reserva						
	13	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			-	Reactor de Neutro					66	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 80 (reserva)						
			1	Distribuidor 81					69	Botella Terminal Celda
			1	Distribuidor 82 (reserva)						
			1	Distribuidor 83					70	Botella Terminal Celda
SANTA CATALINA	**132**	2B 1I	1	Línea Corrientes	-					
			1	Línea Resistencia	42.4					
			1	Línea Bella Vista	-					
			1	Acoplamiento de Barras						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		30	20	30		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		30	20	30		
			1	Trafo 132/33/13.2 T3		30	30	20		
	33	1B 1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			1	Trafo 132/33/13.2 T2						
			1	Trafo 132/33/13.2 T3						
			1	Alimentador C.D. no.9					73	Botella Terminal Celda
			1	Salida Corrientes C.- Tipoiti						Morseto Deriv. Tipoiti
	13	1B 1I	-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			-	TG SCA 23 (Trafo T2) (2)					74	Botella Terminal lado Trafo
			-	TG SCA 24 (Trafo T3) (2)					81	Botella Terminal lado Trafo
		A	1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			1	Trafo 132/33/13.2 T2						
			-	Reactor de Neutro y SS.AA.						
			1	Distrib.15					75	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.16					76	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.13					77	Botella Terminal Celda
			1	Distrib.14					78	Botella Terminal Celda
			-	Trafo Serv.Auxiliares						
			-	TG SCA 21 (2)					79	Borne Interruptor lado Barra
			-	TG SCA 22 (2)					80	Botella Terminal Celda
			-	Trafo Serv.Auxiliar CTNEA					80.1	Botella Terminal Celda
GR. RESISTENCIA	**132**	2B 1I	-	Interconexión Barranqueras I (2)	-					Estructura Terminal Línea
			-	Interconexión Barrannqueras II (2)	-					Estructura Terminal Línea
			-	Interconexión Formosa (2)	-					Estructura Terminal Línea
			-	Interconexión Santa Catalina (2)	-					Estructura Terminal Línea
			-	Interconexión Corrientes Centro (2)	-					Estructura Terminal Línea
CHAJARI	**132**	2B 1I	-	Línea Salto Grande (2)	-				84	Pórtico Salida Línea
			-	Línea Monte Caseros (2)	-				85	Pórtico Salida Línea
SALTO GRANDE	**132**	2B 1I	1	Trafo 500/132 kV CTMSG	-				82	Borne Seccionador lado Trafo
			1	Línea Concordia	-				83	Pórtico Salida Línea
			1	Línea Chajari	60.9					
			1	Acoplamiento de Barras						

(1) El guion (-) indica km de linea ya computado

2.5. TRANSNOA

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
AGUA BLANCA	**132**	1B1I	1	Linea Independencia	34.1					
			1	Linea Villa Quinteros	23.8					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
	33	1B1I	1	Linea Independencia 1					1	Botella terminal celda
			1	Linea Independencia 2					2	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
	13.2	1B1I	1	Aliment. Lules					3	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Linea Grafanor 1					4	Botella terminal celda
			1	Linea Famailla					5	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			-	Trafo SS.AA.						
			1	Reactor Neutro						
			1	Linea Grafanor 2					6	Botella terminal celda
			1	Linea Monteros					7	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2		-				
			-	Acoplam. longit.1						
			-	Acoplam. longit.2						
AGUILARES	**132**	1B1I	1	Linea Va.Quinteros	21					
			1	Linea Escaba	27					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
	33	1B1I	1	Va. Alberdi					8	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
	13.2	1B1I	1	Va.Alberdi/Escaba					9	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Alpargatas 1					10	Botella terminal celda
			1	Reserva (*)					(**) 11	(**) Botella terminal celda
			1	Arroyo Barrientos					12	Botella terminal celda
			-	Trafo SS.AA.						
			1	Reactor Neutro						
			1	Alpargatas 2					13	Botella terminal celda
			1	Concepcion					14	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	Aguilares 2					15	Botella terminal celda
			-	Acoplam. longit.1						
			-	Acoplam. longit.2						
CAMPO SANTO	**132**		-	Linea Minetti	29.9					
			-	Linea Guemes	6.2					
			-	Linea Salta	40.9					
CATAMARCA	**132 (4)**	1B1I	1	Linea Huacra	67.3					
			-	Linea San Martin (en constr.)						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T3		15	15	10		
	33	1B1I	-	Medición V						
			1	El Rodeo					17	Estructura terminal Linea
			1	Chañarito					18	Estructura terminal Linea
			1	Parque Industrial					18.1	Estructura terminal Linea
			1	Chumbicha					19	Estructura terminal Linea
			1	T.A.S.A.					20	Estructura terminal Linea
			1	(Reserva)						
			1	La Merced					21	Estructura terminal Linea
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		_				
			-	Medición V						
			-	Acoplam. Longit.						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
	13.2	2B1I	1	Guemes					22	Botella terminal celda
			1	Mota Botello					23	Botella terminal celda
			1	Sumalao					24	Botella terminal celda
			1	Belgrano					25	Botella terminal celda
			-	Medición V						
			-	Trafo SS.AA.						
			1	Reactor Neutro 1						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T3		-				
			1	La Viñita					25.1	Botella terminal celda
			1	Chacarita					25.2	Botella terminal celda
			1	Los Pozos					25.3	Botella terminal celda
			1	Reactor Neutro 2						
			1	Esquiu					26	Botella terminal celda
			-	Trafo SS.AA. TG 16					27	Botella terminal celda
			-	Medición V						
			1	TG 16					28	Botella terminal celda
			-	Acoplam. Longit.1						
			-	Acoplam. Longit.2						
			-	Acoplam. Longit.3						
CEVIL POZO	**132**	-	-	Linea Tucumán Norte	14.5					
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15		
	33	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2						
			-	Linea 1					29	Borne reconectador-lado barra
			-	Linea 2					156	Borne reconectador-lado barra
			-	Medición V						
	13.2	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2						
			-	Alimentador 1					250	Borne reconectador-lado barra
			-	Alimentador 2					251	Borne reconectador-lado barra
			-	Alimentador 3					252	Borne reconectador-lado barra
			-	Medición V						
CABRA CORRAL	**132**	1B1I	1	Linea Tucumán 1	190					
			1	(Reserva)						
			1	Linea Salta 1	62					
			1	(Reserva)						
			-	Trafo 132/13.2 T1 (2)					36	Borne interruptor-lado barras
			-	Trafo 132/13.2 T2 (2)					37	Borne interruptor-lado barras
			-	Trafo 132/13.2 T3 (2)					38	Borne interruptor-lado barras
C.H. EL CADILLAL	**132**		-	Linea Tucumán Norte	21.8				39	Estructura terminal Linea
C.H.ESCABA	**132**	1B1I	1	Linea Huacra	49.9					
			1	Linea Aguilares	-					
			-	Trafo Gen.020 (2)					40	Borne interruptor-lado barras
			-	Trafo Gen.021 (2)					41	Borne interruptor-lado barras
			-	Trafo Gen.022 (2)					42	Borne interruptor-lado barras
C.H. PUEBLO VIEJO	**132**	1B1I	1	Linea Va. Quinteros	24.5					
			-	Trafo 132/13.2 Gen1 (2)					43	Borne interruptor-lado barras
			-	Trafo 132/13.2 Gen2 (2)					44	Borne interruptor-lado barras
			-	Medición V (***)						
C.H.RIO HONDO	**132**	1B1I	1	Linea Va.Quinteros	75.4					
			1	Linea La Banda	76.5					
			1	Linea El Bracho (*)	80.6					En construcción (*)
			-	Linea Sgo. Ctro.(tramo salida))	10					En construcción (*)
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		10	5	10		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		10	5	10		
	33	-	1	Alimentador El Charco					45	Botella terminal lado trafo
	13.2 (3)	1B1I	-	Generador 71 (2)					46	Borne interruptor acoplado barra distribucion
			1	Linea 1 Termas					46.1	Botella terminal celda
			1	Termas de Rio Hondo 2					244	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			-	SS.AA. TG 71						
			-	Medición V						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Reactor Neutro						
			-	SS.AA. TG 72						
			1	Linea 3 Termas					46.2	Botella terminal celda
			1	Termas de Rio Hondo 4					245	Botella terminal celda
			-	Generador 72					47	Borne interruptor acoplado barra distribucion
ESTATICA SUR	**132**	1B1I	1	Trafo 132/13.2 T1		30	30			
			1	Linea El Bracho	19.6					
			1	Trafo 132/13.2/13.2 T2		15	15	15		
			1	Cable OF Independencia	2.6					
			1	Trafo 132/13.2 T3		30	30			
			1	Cable OF Sarmiento	4.4					
	13.2	2B1I	-	Medición						
			1	Alimentador 2					48	Botella terminal lado E.T.
			1	Alimentador Tucumán					49	Botella terminal lado E.T.
			1	Trafo 132/13.2 T1		-				
			1	Alimentador La Banda					50	Botella terminal lado E.T.
			1	Alimentador No. 3					51	Botella terminal lado E.T.
			1	Alimentador No. 4					52	Botella terminal lado E.T.
			1	Trafo 132/13.2/13.2 T2		-				
			1	Alimentador 9 de Julio					53	Botella terminal lado E.T.
			1	Alimentador Avellaneda					54	Botella terminal lado E.T.
			-	Trafo SS. AA.						
			1	Alimentador Rioja					55	Botella terminal
			1	Alimentador Independencia					56	Botella terminal
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Trafo 132/13.2 T3		-				
			1	Interconexión No. 1					57	Botella terminal
			1	Alimentador Roca					58	Botella terminal
			1	Reactor de Neutro 1						
			1	Reactor de Neutro 2						
FRIAS	**132**	1B1I	1	Linea La Calera	27.3					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
	33	1B1I	1	Recreo					59	Botella terminal celda
			1	Lavalle					60	Botella terminal celda
			1	Laprida					61	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
	13.2	1B1I	1	Frias Este					62	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	TG 22					63	Botella terminal celda
			1	Frias Oeste					64	Botella terminal celda
			1	Loma Negra					65	Botella terminal celda
			1	Reactor Neutro						
			-	Medición V						
			-	Trafo SS.AA.						
			-	Acoplam. Longit.						
			1	(Reserva)						
			1	TG 21					66	Botella terminal celda
			1	Trafo SS.AA. TG 21					67	Botella terminal celda
			1	Acoplam. Longit.2						
			-	Medición V						
GÜEMES	**132**	2B1I	-	Trafo maquina TV1 (2)					68	Borne interruptor lado barra
			-	Trafo maquina TV2 (2)					69	Borne interruptor lado barra
			-	Trafo maquina TV3 (2)					70	Borne interruptor lado barra
			-	Trafo SS.AA. E.T.					71	Borne interruptor lado barra
			1	Trafo 132/13.2 T1		15	15			
			1	Trafo 132/13.2 T2		15	15			
			-	Trafo SS.AA. Central (2)					71.1	Borne interruptor lado barra
			1	Acopl. barras						
			1	Linea Cevil Pozo - El Bracho	308					
			1	Linea Metan	97.1					
			1	Linea Campo Santo	-					
			1	Linea San Juancito 1	36.2					
	13.2	1B1I	1	Trafo 132/13.2 T4		-				

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Trafo 132/13.2 T5		-				
			1	Acopl. Longit.						
			1	Alimentador 1 San Isidro					72	Botella terminal celda
			1	Betania					72.1	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	Alimentador 2 Güemes					75	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
HUACRA	**132**	1B1I	1	Linea La Calera	91.2					
			1	Linea Catamarca	-					
			1	Linea Escaba						
			1	Trafo 132/13.2		4	4			
	33	1B1I	1	Trafo 33/13.2		3.3	3.3			
			1	Los Altos					78	Botella terminal celda
			1	Rumi Punco						
			-	Medición V (***)					79	Botella terminal celda
	13.2	1B1I	1	La Vina					80	Botella terminal celda
			1	Trafo 33/13.2		-				
			1	Trafo 132/13.2		-				
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Reactor Neutro						
			-	Trafo SS.AA.						
			-	Secc. Longit. (***)						
			-	Medición V (***)						
INDEPENDENCIA	**132**	2B1I	1	Linea El Bracho	17.1					
			1	Trafo 132/13.2 T1 TP067 (*)		24	24			
			-	Trafo 132/13.2 Gen028 (2)					81	Borne interruptor-lado barras
			1	Cable OF Estatica	-					
			-	Trafo 132/13.2 Gen029 (2)					82	Borne interruptor-lado barras
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		20	10	20		
			1	Linea Papel del Tucumán	19.3					
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	15	10		
			1	Linea Agua Blanca	-					
			1	Acoplamiento de barras						
	33	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Alimentador Banda Rio Sali					83	Botella terminal celda
			1	Alimentador Saab Scania					84	Botella terminal celda
			1	Alimentador Agua Blanca I					85	Botella terminal celda
			1	Alimentador Ranchillos					86	Botella terminal celda
			1	Alimentador Leales					87	Botella terminal celda
			1	Alimentador Agua Blanca II					88	Botella terminal celda
			1	Alimentador Lules					89	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			-	Acoplamiento Longitudinal.						
			-	Medición V (**)						
	13.2 (*)	2B 1I (*)	(*)	Trafo 132/33/13.2 T1		-			90	Botella terminal lado trafo
			1	Alimentador Tucumán					92	Botella terminal celda
			1	Alimentador Bella Vista					93	Botella terminal celda
			1	Alimentador Los Vazquez					91	Botella terminal lado trafo
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/13.2 T1 TP067 (*)		-				
			1	Acoplamiento de barras						
			-	Medición V (B1 y B2) (***)						
			1	Alimentador Manantial					94	Botella terminal celda
			1	Reactor						
			-	Turbogas 031 (2)					95	Borne de salida de la celda del
JUJUY SUR	**132**	2B1I	1	Linea Palpala	14					
			1	(Reserva) C.H.Maderas						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	15	10		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	15	10		
			1	Acopl. barras						
	33	1B1I	1	Linea Jujuy Norte					96	Botella terminal lado E.T.
			1	Linea Reyes					97	Botella terminal lado E.T.
			1	Linea Este					98	Botella terminal lado E.T.
			1	(Reserva)						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
	13.2	1B1I	1	Aliment. Moreno					99	Botella terminal lado E.T.
			1	Aliment. Cuyaya					100	Botella terminal lado E.T.
			1	Aliment. Castaneda					101	Botella terminal lado E.T.
			1	Aliment. Gorriti					102	Botella terminal lado E.T.
			1	Aliment. Los Alisios					102.1	Botella terminal lado E.T.
			1	Reactor Neutro 1						
			- (*)	Trafo SS.AA.						
			1	Reactor Neutro 2						
			1	Aliment. Lujan					103	Botella terminal lado E.T.
			1	Aliment. Azopardo					104	Botella terminal lado E.T.
			1	Aliment. Santa Rita					105	Botella terminal lado E.T.
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			-	Acoplam. Longit. 1						
			-	Acoplam. Longit. 2						
			-	Medición V (***)						
LA BANDA	**132**	1B1I	1	Linea Rio Hondo	-					
			1	Linea Santiago Centro	10.9					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		30	20	30		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		30	20	30		
	33	2B1I	1	Acoplam. barras						
			1	Los Naranjos - 102					106	Botella terminal celda
			1	Grafa - 101					107	Botella terminal celda
			1	Ex-Fernandez - 103					108	Botella terminal celda
			1	Simbolar - 104					109	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			-	Medición V (B1 y B2) (*)						
	13.2	2B1I	1	Reactor Neutro						
			1	Distrib.Santiago 1					110	Botella terminal celda
			1	Interconexión Roca 1					111	Botella terminal celda
			1	Interconexión Roca 2					112	Botella terminal celda
			1	Distrib.La Banda 21					113	Botella terminal celda
			1	Distrib.La Banda 22					114	Botella terminal celda
			1	Santiago Centro 20					115	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			-	Trafo SS.AA. 1 y Medición V						
			-	Trafo SS.AA. 2 y Medición V						
			1	Acoplamiento de barras						
			1	TG 13 MW					116	Botella terminal celda
			1	Trafo SS.AA. TG					117	Botella terminal celda
			1	Parque Industrial 1					118	Botella terminal celda
			1	Parque Industrial 2					119	Botella terminal celda
			1	Alimentador 5					119.1	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
LA CALERA	**132**	-	-	Linea Frias	-				248	Estructura terminal de línea
			-	Linea Huacra	-				249	Estructura terminal de línea
LA RIOJA	**132**	2B1I	1	Linea Aimogasta	-				119.2	Estructura terminal de línea
			1	Linea Recreo (terna 1)	220					
			1	Acoplamiento barras						
			1	Linea Recreo (terna 2)	220					
			1	Linea Patquia					119.3	Estructura terminal de línea
			-	Trafo 132/33/13.2 T3		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		30	20	30		
	33	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	(Reserva)						
			1	Alimentador Interconexión 2					121	Botella terminal celda
			1	Alimentador Pque. Industrial					122	Botella terminal celda
			1	Alimentador Interconexión 1					123	Botella terminal celda
			1	Alimentador Talamuyuna					124	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	Alimentador Frutihorticola					125	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
	13.2	1B1I	1	Generador FIAT TG 16					126	Botella terminal celda barra

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			-	Trafo SS.AA. 1						
			1	Alimentador Llacampis					127	Botella terminal celda
			1	Generador FIAT 4212 No.1					128	Botella terminal celda
			1	Generador FIAT 4212 No.2					129	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2						
			-	Acoplam.longit.						
			- (*)	Trafo SS.AA. 2 y Med. V (*)						
			1	Reactor neutro						
			-	Acoplam.longit.						
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Alimentador Aeropuerto					130	Botella terminal celda
			1	Alimentador Norte					131	Botella terminal celda
			1	Alimentador Sur					132	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			1	Generador TG John Brown					133	Botella terminal celda
			-	Trafo SS.AA. 3						
			- (*)	Alimentador 1 - Andino					134	Borne secc.lado linea
			- (*)	Alimentador 2 - Antartida					135	Borne secc.lado linea
LIBERTADOR	**132**	1B1I	1	Linea Pichanal	76					
			1	Linea San Pedro	49					
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15		
	33	1B1I	1	Distrib. Yuto					136	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2		-				
			1	Acopl. Longit.						
			-	Medicion V						
	13.2	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2		-				
			1	Aliment.Fraile Pintado					137	Botella terminal celda
			1	Aliment.San Francisco					138	Botella terminal celda
			1	Aliment.Ingenio Ledesma					139	Botella terminal celda
			1	Aliment. Centro					140	Botella terminal celda
			-	Acoplam. Longit.						
			-	Trafo SS.AA.						
			1	Reactor Neutro						
			1	Aliment.Orias					141	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			-	Medicion V						
			-	Acoplam. Longit.						
			1	Reserva (***)						
METAN	**132**	1B1I	1	Linea Tucuman Norte	155.6					
			1	Linea Guemes	-					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		7.5	7.5	5		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		7.5	7.5	5		
	33	1B1I	1	Rosario de la Frontera					142	Botella terminal celda
			1	J.V.Gonzalez					143	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
	33		1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Acoplam. Longit.						
			-	Medicion V						
			-	Medicion V						
	13.2	1B1I	1	Alimentador Galpon					145	Botella terminal celda
			1	Alimentador Metan Sur					146	Botella terminal celda
			1	Alimentador Metan Norte					147	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Acoplam. Longit.						
			-	Medicion V						
			-	Medicion V						
MINETTI	**132**	1B1I	1	Linea San Juancito	26					
			1	Linea Campo Santo	-					
			1	Trafo 132/6 T1					76	Borne 132 kV del transformador
			1	Trafo 132/6 T2					77	Borne 132 kV del transformador
ORAN	**132**	-	1	Linea Pichanal	17					
			-	Trafo 132/33/13.2		15	10	15		

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
	33	-	- (*)	Trafo 132/33/13.2		-			155	Borne seccionad. lado Trafo (*)
	13.2	-	-	Trafo 132/33/13.2		-			157	Borne seccionad. lado Trafo (*)
PALPALA	**132**	2B1l	1	Linea San Juancito	23.9					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		30	20	30		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	15	10		
			1	Linea Jujuy Sur	-					
			1	Acoplam barras						
	33	2B1l	1	Trafo SS.AA.						
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Linea Celulosa					158	Borne lado linea secc.linea
			1	Linea Acero Zapla					159	Borne lado linea secc.linea
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Linea Metalurgica					160	Borne lado linea secc.linea
			1	Acoplam.barras						
	13.2	1	-	TG G.E. (2)					161	Botella terminal lado trafo
			-	Barra 2						
			-	TG B.B.C. (2)					162	Botella terminal lado trafo
			-	Acomplam. long. 1 (***)						
			-	Acomplam. long. 2 (***)						
		2	1	Reactor Neutro						
			1	Barra 1						
			1	Linea Florida					168	Botella terminal celda
			1	Linea 25 de Mayo					163	Botella terminal celda
PICHANAL	**132**		1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15		
			1	Linea Oran	-					
			1	Linea Tartagal	105					
			-	Línea Libertador (***)						
	33	1B1l	1	Trafo 132/33/13.2		-				
			1	Linea Pichanal Cnia.					165	Borne lado linea secc. linea
			1	Linea Santa Rosa					166	Borne lado linea secc. linea
			1	Linea Embarcacion					167	Borne lado linea secc. linea
SALTA	**132**	1B1l	1	Linea Campo Santo	-					
			1	Linea Cabra Corral	-					
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/13.2 T1		30	30			
			1	Trafo 132/13.2 T2		30	30			
			1	Trafo 132/33/13.2 T3		30	20	30		
	66	1B1l	1	Linea Corralito						
			1	Linea Corralito					169	Soporte terminal linea 66 kV
			1	Trafo 66/13.2 T4		8.25	8.25			
			1	Trafo 66/13.2 T5		8.25	8.25			
			-	Medicion V						
	13.2	2B1l	1	Reactor de Neutro 2						
			1	Aliment.Matadero 26					170	Botella terminal celda
			1	Aliment.Matadero 25					171	Botella terminal celda
			1	Aliment. Pellegrini					144	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/13.2 T1		-				
			1	Trafo 66/13.2 T4		-				
			1	Distrib. Martin Fierro 21					172	Botella terminal celda
			1	Trafo SS.AA. 1						
			1	Distrib. Martin Fierro 20					173	Botella terminal celda
			1	Distrib. Casino					174	Botella terminal celda
			1	Distrib. Lerma					175	Botella terminal celda
			-	TG G.E.					120	Botella terminal celda
			1	Acoplamiento barras 1						
			1	Acoplamiento barras 2						
			1	Trafo 66/13.2 T5		-				
			1	Trafo 132/13.2 T2		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T3		-				
			1	Distrib. Alvarado					176	Botella terminal celda
			1	Aliment. Santa Lucia					177	Botella terminal celda
			1	Distrib.Juramento 8					178	Botella terminal celda
			1	Distrib.Juramento 9					179	Botella terminal celda
			1	Distrib. Guemes					180	Botella terminal celda
			1	Distrib. Olavarria					181	Botella terminal celda
			1	Distrib. San Francisco					182	Botella terminal celda
			1	Reactor de Neutro 1						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Distrib. Martin Fierro 22					183	Botella terminal celda
			-	Trafo SS.AA. 2						
SAN JUANCITO	**132**	2B1I	1	Linea Güemes	-					
			1	Linea Minetti(Puesto Viejo)	-					
			1	Trafo 132/33/13.2		15	15	10		
			1	(Reserva)						
			1	Linea A.C.T.Palpala	-					
			1	Linea San Pedro	27					
			1	Acoplamiento barras						
	33	2B1I	1	Trafo 132/33/13.2		-				
			1	Linea San Pedro					184	Borne lado linea secc. linea
			1	Linea Provincia					185	Borne lado linea secc. linea
			1	Linea Perico					186	Borne lado linea secc. linea
			1	Acoplamiento barras						
			-	Medicion V						
SAN PEDRO	**132**	1B1I	1	Linea San Juancito	-					
			1	Linea Libertador S.M.	-					
			1	Trafo 132/33/13.2		28	19	28		
	33	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2		-				
			1	Linea Lavayen					187	Botella terminal celda
			1	Linea San Juancito					188	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			-	Medicion V						
			-	Medicion V						
	13.2	1B1I	1	Aliment.San Pedro Centro					189	Botella terminal celda
			1	Aliment.San Pedro Hosp.					190	Botella terminal celda
			1	TG FIAT					191	Botella terminal celda
			1	Trafo SS.AA. E.T. San Pedro						
			1	Aliment. Santa Rosa					191.1	Botella terminal celda
			1	Aliment.AyE Provincia					192	Botella terminal celda
			1	Aliment.SS.AA. TG FIAT					193	Botella terminal celda
			1	TG HITACHI					194	Botella terminal celda
			1	Aliment.Ingenio La Esperanza					195	Botella terminal celda
			-	Medicion V						
			1	Trafo 132/33/13.2		-				
			-	Reactor de Neutro (***)						
SANTIAGO CENTRO	**132**	2B1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	10	15		
			1	Linea La Banda	-					
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
			1	Acoplamiento de barras						
			1	(Reserva)						
	33	1B1I	1	Alimentador Loreto					196	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	(Reserva)						
	13.2	1B1I	1	Distrib. 26					197	Botella terminal celda
			1	Distrib. 27					198	Botella terminal celda
			1	Distrib. 28					199	Botella terminal celda
			1	Distrib. 29					200	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Alimentador No. 4					201	Botella terminal celda
			1	Distrib. 30					202	Botella terminal celda
			1	Distrib. 31					203	Botella terminal celda
	13.2		-	Trafo SS.AA.						
			1	Reactor Neutro						
			1	Acoplam. Longit.						
			1	Acoplam. Longit.						
			1	Bateria capacitores						
			1	Alimentador No. 6					205	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
SARMIENTO	**132**	2B1I	1	Cable OF Estatica	-					
			1	Trafo 132/13.2 T1		30	30			

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Trafo 132/13.2 T2		30	30			
			1	Cable OF Tucuman Norte	3.3					
			-	Acop.longitudinal de barras						
	13.2	1B1I	1	Alimentador Italia					206	Botella terminal celda
			1	Alimentador Experimental					207	Botella terminal celda
			1	Alimentador Mitre					208	Botella terminal celda
			1	Aliment. Mendoza					208.1	Botella terminal celda
			1	Alimentador V. Lujan I					209	Botella terminal celda
			1	Alimentador V. Lujan II					210	Botella terminal celda
			1	Alimentador V. Lujan III					211	Botella terminal celda
			1	Alimentador Ayacucho II					212	Botella terminal celda
			1	TG 21 10 MW					213	Botella terminal celda
			1	Alim. 1 a Barra SS.AA. TG					73	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Reactor de Neutro						
			1	Acoplamiento de barras						
			-	Trafo SS. AA.						
			-	Trafo SS. AA.						
			1	Trafo 132/13.2 T1		-				
			1	Trafo 132/13.2 T2		-				
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Reactor de Neutro						
			1	Alim. 2 a Barra SS.AA. TG					74	Botella terminal celda
			1	Alimentador 9 de Julio					214	Botella terminal celda
			1	Alimentador Rioja					215	Botella terminal celda
			1	Motor lanzamiento TG					246	Botella terminal celda
			1	Reserva (*)					216 (**)	Botella terminal celda (**)
			1	Alimentador Avellaneda I					217	Botella terminal celda
			1	Alimentador Avellaneda II					218	Botella terminal celda
			1	Aliment. Junin					218.1	Botella terminal celda
			1	Alimentador Independencia					219	Botella terminal celda
			-	SS. AA. Turbogas					247	Botella terminal celda
			1	Alimentador Espana					220	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
TARTAGAL	**132**	-	-	Linea Pichanal	-					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		30	30	25		
	33	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1		-			221	Borne lado linea secc. linea
	13.2	1B1I	1	Trafo 132/33/13.2 T1		-			222	Borne lado linea secc. linea
TUCUMAN OESTE	**132**	-	-	Linea Tucuman Norte	7					
			1	Trafo 132/13.2		15	15			
	13.2	1B1I	1	Trafo 132/13.2		-				
			- (*)	Aliment. San Javier					223	Borne lado linea secc.barra
			- (*)	Aliment. M.Paz					224	Borne lado linea secc.barra
			- (*)	Aliment.Villa Lujan 1					225	Borne lado linea secc.barra
			- (*)	Aliment.Villa Lujan 2					226	Borne lado linea secc.barra
			- (*)	Aliment. Barrio Oeste					227	Borne lado linea secc.barra
			- (*)	Aliment. Italia					228	Borne lado linea secc.barra
			- (*)	Reactor Neutro y SS.AA.						
TUCUMAN NORTE	**132**	2B1I	1	Linea Cabra Corral	-					
			- (*)	Linea Metan (*)	-					
			1	Linea ET Oeste y Trafo T3	-	15	15	- (*)		
			1	Linea El Cadillal	-					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	15	10		
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	10	15		
			1	Cable OF Sarmiento	-					
			1	Linea Cevil Pozo	-					
			1	Linea El Bracho	31.5					
	33	1B1I (*)	-	Medicion V (B1 y B2) (*)						
			1	Alimentador Trancas					229	Borne lado linea secc. barra
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Alimentador El Timbo					230	Borne lado linea secc. barra
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			1	Alimentador Cevil Pozo					231	Borne lado linea secc. barra

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Alimentador Tafi Viejo					232	Borne lado linea secc. barra
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
	13.2	2B1I	1	Alimentador Munecas					233	Botella terminal celda
			1	Alimentador Oeste					234	Botella terminal celda
			-	Reserva (*)					253 (**)	Botella terminal celda (**)
			1	Alimentador Motorola					235	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/13.2/13.2 T3		-				
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		-				
			-	Trafo SS. AA. 1						
			-	Trafo SS. AA. 2						
			1	Acoplamiento de barras						
			1	Reactor de neutro						
			1	Alimentador Venezuela					235.1	Botella terminal celda
			1	Reactor de neutro						
			1	Alimentador Urquiza					236	Botella terminal celda
			1	Alimentador Ruta No. 9					237	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			1	Alimentador Tafi Viejo					238	Botella terminal celda
			1	Reserva (sin eq.) (***)						
V.QUINTEROS	**132**	2B1I (*)	1	Linea Agua Blanca	-					
			1	Linea Pueblo Viejo	-					
			1	Linea Rio Hondo	-					
			1	Linea Aguilares	-					
			1	Trafo 132/33/13.2 T1		15	15	10		
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		15	15	10		
			1	Acoplamiento barras						
	33	1B1I	1	(Reserva)						
			1	Aliment.Concepcion					239	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
	13.2	1B1I	1	Monteros					241	Botella terminal celda
			1	Simoca					242	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T2		-				
			-	Trafo SS.AA.						
			1	Concepcion					243	Botella terminal celda
			1	Trafo 132/33/13.2 T1						
			1	Acoplamiento longitudinal						
			1	Acoplamiento longitudinal						
			-	Medicion V						
			1	(Reserva)						
			1	Reactor neutro (***)						
EL BRACHO	**132**	-	-	Linea C.H.Rio Hondo (futura)	-					Estructura terminal linea
			-	Linea Estatica Sur	-					Estructura terminal linea
			-	Linea Cevil Pozo-Güemes	-					Estructura terminal linea
			-	Linea Independencia	-					Estructura terminal linea
			-	Linea Tucuman Norte	-					Estructura terminal linea
RECREO	**132**	-	-	Linea La Rioja 1	-					Estructura terminal linea
			-	Linea La Rioja 2	-					Estructura terminal linea

(1) El guion (-) indica longitud de linea o potencia de trafo ya computada
(2) Campo cuyo equipamiento no se transfiere a la ETDT
(3) Celdas existentes a ser modificadas por el Generador para obtener separacion de barras entre Generador y ETDT
(4) Linea entre Catamarca y San Martin (89 km) en proceso de adjudicacion
(5) Puntos de conexion eliminados: 16, 30 al 35, 148 al 154, 164, 204 y 240
(*) Modificación a la Res. SE Nº 84, por Circular Nº 2 de TRANSNOA
(**) Eliminado de la Res. SE Nº 84, por Circular Nº 2 de TRANSNOA
(***) Agregado a la Res. Nº 84, por Circular Nº 2 de TRANSNOA
NOTA: Se tomaron en cuenta las modificaciones producidas hasta la Circular Nº 4 de TRANSNOA.

2.5.1. INSTALACIONES DE LA PCIA. DE LA RIOJA QUE NO SE TRANSFIEREN A LA ETDT

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Pto de Cnx	Delimitado en
AIMOGASTA	**132**	1B1I	-	Linea La Rioja						
			1	Trafo 132/33/13.2		7.5	7.5	5		
	33		1	Trafo 132/33/13.2					16	Borne lado E.T secc.cuernos
CHAMICAL	**132**		-	Linea Patquia (4)						
	33		-	Linea Patquia (4)						
			1	Trafo 33/13.2		2.5	2.5			
			1	Linea Punta de los LLanos					30	Estructura terminal linea
			1	Linea Olta					31	Estructura terminal linea
	13.2		1	Alimentador zona Hospital					32	Botella terminal celda
			1	Alimentador zona Celpa					33	Botella terminal celda
			1	Alimentador zona Rural					34	Botella terminal celda
			1	Alimentador zona Industrial					35	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			-	Trafo SS.AA.						
			2	Acoplamiento barras						
			-	Medicion V						
CATINZACO	**66**	1B1I	-	Linea Vichigasta						
			1	Trafo 66/13.2 T1		1.5	1.5			
			1	Trafo 66/13.2 T2		1.5	1.5			
	13.2	1B1I	1	Alimentador Jojoba Este						Botella terminal celda
			1	Trafo 66/13.2 T1		-				
			1	Alimentador Catinzaco 1						Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 66/13.2 T2		-				
			1	(Reserva)						
			-	Trafo SS.AA.						
CHILECITO	**66**	1B1I	-	Linea Nonogasta						
			1	Trafo 66/13.2 (6)		10	10			
	33	2B1I	1	Linea Malligasta						Estructura Terminal Linea
			1	Linea Famatina						Estructura Terminal Linea
			-	Medicion V						
			1	Acoplamiento barras						
			-	Trafo 33/13.2 T1		6	6			
			-	Trafo 33/13.2 T2		6	6			
			1	Reactor neutro						
	13.2		-	Generador CHI32						Borne interruptor-lado barra
			-	Generador CHI31						Borne interruptor-lado barra
			-	Generador CHI33						Borne interruptor-lado barra
			-	Generador CHI34						Borne interruptor-lado barra
CHILECITO	**13.2**		-	Generador CHI32						Borne interruptor-lado barra
			-	Generador CHI35						Borne interruptor-lado barra
			-	Generador CHI37						Borne interruptor-lado barra
			1	Trafo SS.AA. 1						
			1	Alimentador Chilecito I						Botella terminal celda
			1	Alimentador Chilecito II						Botella terminal celda
			1	Alimentador Los Sarmientos						Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 66/13.2		-				
			1	Trafo 33/13.2 T1		-				
			1	Trafo 33/13.2 T2		-				
			1	Trafo SS.AA. 2						
			1	Medicion V						
NONOGASTA	**132**	2B1I	1	Linea Patquia						
			1	Acoplamiento barras						
			1	Trafo 132/66/13.2		20	20	10		
	66	1B1I	-	Trafo 132/66/13.2		-				
			1	Linea Chilecito					148	Soporte terminal linea
			1	Linea Vichigasta					149	Soporte terminal linea
			1	Reactor neutro						
	13.2	1B1I	1	Alimentador Nonogasta 1					150	Botella terminal celda
			1	(Reserva)						
			1	Trafo 132/66/13.2		-				

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Pto	Delimitado en
			1	Alimentador El Triangulo					151	Botella terminal celda
			1	Alimentador Sanogasta					152	Botella terminal celda
			1	Alimentador La Puerta					153	Botella terminal celda
			1	Alimentador Nonogasta 2					154	Botella terminal celda
			1	Acoplam. longit.						
			-	Trafo SS.AA.						
			1	Medicion V						
			1	Reactor neutro						
			1	Acoplam. longit.						
			1	(Reserva)						
			1	(Reserva)						
PATQUIA	**132**	1B1I	-	Linea La Rioja						
			1	Trafo 132/33/13.2		7.5	7.5	5		
			-	Linea Nonogasta	-					
	33	1B1I	1	Linea Punta de los Llanos					164	Borne lado E.T.secc.cuernos
			1	Linea Chamical (4)	-					
			-	Trafo 132/33/13.2		-				
			-	Trafo SS.AA.						
VICHIGASTA	**66**	1B1I	-	Linea Nonogasta						
			1	Trafo 66/13.2 T1		1.5	1.5			
			1	Trafo 66/13.2 T2		1.5	1.5			
			1	Linea Catinzaco						
	13.2	1B1I	1	Alimentador C.A.N.IV						Botella terminal celda
			1	Trafo 66/13.2 T1		-				
			1	Alimentador Vichigasta						Botella terminal celda
			1	Alimentador Patayaco						Botella terminal celda
			1	Trafo 66/13.2 T2		-				
			1	Alimentador Catinzaco						Botella terminal celda

(1) El guion (-) indica longitud de linea o potencia de trafo ya computada
(4) Linea apta para 132 kV operando en 33 kV (salida con reconectador)
(6) Trafo se satura exigiendo puesta en marcha de la generacion

2.6. TRANSBA

2.6.1. ZONA NORTE

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	DELIMITADO EN
						P	S	T		
ARRECIFES	**66**	1B	1	Línea a PERGAMINO						
			1	Línea a CAPITAN SARMIENTO	31,9					
			1	Tr 1 66/13,2		10	10			
			1	Tr 4 66/13,2		7,5	7,5			
			1	ATr 2 66/33		5	5			
			1	ATr 5 66/33		5	5			
			1	Tr 3 66/33/13,2		7,5	7,5	2,5		
	33	1B	1	Alimentador a SALTO 1					*	
			1	Alimentador a SALTO 2					*	
			1	ATr 2 66/33						
			1	ATr 5 66/33						
			1	Tr 3 66/33/13,2						
	13,2	1B	1	Alimentador 1 a ARRECIFES					*	
			1	Alimentador 2 a ARRECIFES					*	
			1	Alimentador 3 a ARRECIFES					*	
			1	Alimentador 4 a ARRECIFES					*	
			1	Tr 1 66/13,2						
			1	Tr 4 66/13,2						
CAMPANA	**132**	2B 1I	1	Línea a ZARATE	9,35					
			1	Línea a CAMPANA 500	6,5					
			1	Línea a SIDERCA "0"	0,3				*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2		30	20	30		
			1	Trafo 2 132/33/13.2		30	20	30		
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B 1I	1	Alimentador a ESSO 4-31					*	
			1	Alimentador a TOLUENO 4-32					*	
			1	Alimentador a HURLINGHAM 4-33					*	
			1	Alimentador a CARDALES 4-34					*	
			1	Alimentador a ESSO 4-35					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
	13.2	2B 1I	1	Alimentador a SIDERCA					*	
			1	Alimentador a CAMPANA CENTRO 4-14					*	
			1	Alimentador a CAMPANA OESTE					*	
			1	Alimentador a CAMPANA ESTE					*	
			1	Alimentador a CARDALES					*	
			1	Alimentador a PAPELERA PEDOTTI 4-16					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
CAP. SARMIENTO	**66**	1B	1	Línea a ARRECIFES						
			1	Línea a SAN A. DE ARECO						
			1	Tr 1 66/33/13,2		10	5	10		
			1	Tr 2 66/33/13,2		10	5	10		
	33	1B	1	Alimentador a C. DE ARECO					*	
			1	Tr 1 66/33/13,2						
			1	Tr 2 66/33/13,2						
		1B	1	Alimentador 1 a C. SARMIENTO					*	
			1	Alimentador 2 a C. SARMIENTO					*	

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Alimentador 3 a C. SARMIENTO					*	
			1	Alimentador 5 a C. SARMIENTO					*	
			1	Alimentador 6 a C. SARMIENTO					*	
			1	Tr 1 66/33/13,2						
			1	Tr 2 66/33/13,2						
IMSA	**132**		-	Línea en T con JUNIN - LINCOLN						
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
	33		1	Trafo 33/13,2		5	5			
			-	Alimentador a JUNIN - ALEM					*	
	13,2	1B	1	Alimentador 1					*	
			1	Alimentador 2					*	
			1	Alimentador 4					*	
			1	Alimentador 5					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Trafo 33/13,2						
JUNIN	**132**	2B II	1	Línea a ROJAS	47,7					
			1	Línea a IMSA	8,5					
			1	Tr 1 132/33/13,2		20	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B II	1	Alimentador a ALEM					*	
			1	Alimentador a VIAMONTE					*	
			1	Alimentador a ARENALES					*	
			1	Alimentador a CHACABUCO					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de barras						
	13,2	2B II	1	Alimentador 1 a JUNIN					*	
			1	Alimentador 2 a JUNIN					*	
			1	Alimentador 3 a JUNIN					*	
			1	Alimentador 4 a JUNIN					*	
			1	Alimentador 5 a JUNIN					*	
			1	Alimentador 6 a JUNIN					*	
			1	Alimentador 7 a JUNIN					*	
			-	Grupo Generador TG Nro. 14						
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de barras						
PAPEL PRENSA	**132**	2B II	1	Línea a SAN PEDRO						
			1	Línea a P.PRENSA terna 1					*	
			1	Línea a P.PRENSA terna 2					*	
			1	Trafo 132/33/13.2		15	15	5		
			1	Acoplamiento de barras						
	33		1	Alimentador a SAN PEDRO					*	
PERGAMINO	**132**	2B II	1	Línea a SAN NICOLAS						
			1	Línea a URBANA SAN NICOLAS	77,4					
			1	Línea a ROJAS	36					
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		30	10	30		
			1	Tr 3 132/66/13,2						
			-	Tr 4 132/66/13,2						
			1	ATr 2 132/66						
			1	Acoplamiento de Barras						
	66	1B	1	Línea a ARRECIFES	43,8					
			-	Tr 3 132/66/13,2						
			-	Tr 4 132/66/13,2						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	ATr 2 132/66						
	33	2B 1l	1	Alimentador a UCRE 1					*	
			1	Alimentadoor a UCRE 2					*	
			1	Alimentador a ROJAS					*	
			1	Alimentador a ALFONSO					*	
			1	Alimentador a CONESA					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento longitudinal						
	13,2	1B	1	Alimentador 2 a PERGAMINO					*	
			1	Alimentador 3 a PERGAMINO					*	
			1	Alimentador 5 a PERGAMINO					*	
			1	Alimentador 6 a PERGAMINO					*	
			1	Alimentador 7 a PERGAMINO					*	
			1	Alimentador 8 a PERGAMINO					*	
			1	Alimentador 9 a PERGAMINO					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
ROJAS	**132**	1B	1	Línea a PERGAMINO						
			1	Línea a JUNIN						
			1	Trafo 1 132/33/13.2		15	10	15		
			1	Trafo 2 132/33/13.2		15	10	15		
	33	2B II	1	Alimentador a Coop. PERGAMINO					*	
			1	Alimentador a Coop. COLON					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
	13,2	1B	1	Alimentador 2 a Coop. ROJAS					*	
			1	Alimentador 3 a Coop. ROJAS					*	
			1	Alimentador 4 a Coop. ROJAS					*	
			1	Alimentador 5 a Coop. ROJAS					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
SAN NICOLAS	**132**	4B 4l	1	Línea a ROSARIO SUR (SNIC2)	13,6					
			1	Línea a VA. CONSTITUC. (SNIC1)	14,7					
			1	Línea a S.NIC.URBANA	6,5					
			1	Línea a PERGAMINO	70,8					
			1	Línea a SAN PEDRO						
			-	Trafo de MAQUINA 1						
			-	Trafo de MAQUINA 2						
			-	Trafo de MAQUINA 3						
			-	Trafo de MAQUINA 1						
			1	Línea a ET RAMALLO 220/132 kV						
			1	Alimentador a SIDERAR terna 1					*	
			1	Alimentador a SIDERAR terna 2					*	
			1	C.A.S. a ET PROVISORIA TG	0,36					
			1	Trafo 6 132/33/13.2		30	30	20		
			1	Trafo 7 132/33/13.2		15	10	15		
			2	Acoplamiento longitudinal de barras.						
			2	Acoplamiento transversal de barras.						
	33	2B 1l	1	Alimentador a OXIGENA terna 1					*	
			1	Alimentador a OXIGENA terna 2					*	
			1	Alimentador a ELEVADORES					*	
			1	Alimentador a LA EMILIA					*	
			1	Alimentador a RyCSA					*	
			1	Alimentador a RAMALLO					*	

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Alimentador a ACA-BONELLI					*	
			1	Trafo 6 132/33/13.2						
			1	Trafo 7 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
SAN NICOLAS exTG	**132**	1B	-	C.A.S. a S.NICOLAS 132						
			1	Trafo 132/33/13.8		20	20	6,6		
	33	1B	1	Alimentador a RyCSA					*	
			1	Alimentador a LA EMILIA					*	
			-	Trafo 132/33/13.8						
SAN PEDRO	**132**	2B 1I	1	Línea a ZARATE	74,1					
			1	Línea a SAN NICOLAS	65					
			1	Línea a P.PRENSA	11					
			1	Trafo 1 132/33/13.2		15	15	10		
			1	Trafo 2 132/33/13.2		15	15	10		
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B 1I	1	Alimentador a BARADERO 2-32					*	
			1	Alimentador a BARADERO 2-33					*	
			1	Alimentador a SAN PEDRO 2-31					*	
			1	Alimentador a SAN PEDRO 2-34					*	
			1	Alimentador a PARQUE IND. 2-35					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
	13.2	2B 1I	1	Alimentador a SAN PEDRO 2-11					*	
			1	Alimentador a SAN PEDRO 2-12					*	
			1	Alimentador a SAN PEDRO 2-13					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
SIDERCA 0	**132**	1B	1	Linea a CAMPANA 500	2,2					
SIDERCA 1	**132**	1B	1	Linea a CAMPANA 500	3,2					
URBANA SAN NICOLAS	**132**	1B	1	Línea a S.NICOLAS 132						
			1	Línea a PERGAMINO						
			1	Trafo 1 132/33/13.2		44	44	15		
			1	Trafo 2 132/33/13.2		44	44	15		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1					*	
			1	Alimentador 2					*	
			1	Alimentador 3					*	
			1	Alimentador 4					*	
			1	Alimentador 5					*	
			1	Alimentador 6					*	
			1	Alimentador 7					*	
			1	Alimentador 8					*	
			1	Alimentador 9					*	
			1	Alimentador 10					*	
			1	Alimentador 11					*	
			1	Alimentador 12					*	
			1	Alimentador 13					*	
			1	Alimentador 14					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
VILLA LIA	**132**		1	Autotrafo 220/132/13.2		150	150	25		
			1	Línea a CAMPANA 500	42,9					
	13.2		1	Serv.Aux. TRANSENER S.A.						
ZARATE	**132**	2B 1I	1	Línea a SAN PEDRO						

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	DELIMITADO EN
			1	Línea a MATHEU	37,7					
			1	Línea a ATUCHA	22,1					
			1	Línea a CAMPANA						
			1	Línea a CAMPANA 500	10,6					
			1	Trafo 1 132/33/13.2		15	10	15		
			1	Trafo 2 132/33/13.2		15	10	15		
			1	Trafo 3 132/33/13.2		30	30	20		
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B 1l	1	Alimentador a Coop. Zárate 3-31					*	
			1	Alimentador a Coop. Zárate 3-32					*	
			1	Alimentador a Coop. Zárate 3-33					*	
			1	Alimentador a Coop. Zárate 3-34					*	
			1	Alimentador a Coop. Zárate 3-35					*	
			1	Alimentador a Coop. Zárate 3-36					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Trafo 3 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						
	13.2	2B 1l	1	Alimentador a Coop.ZARATE 3-11					*	
			1	Alimentador a Coop.ZARATE 3-12					*	
			1	Alimentador a Coop.ZARATE 3-14					*	
			1	Alimentador a Coop.ZARATE 3-15					*	
			1	Alimentador a Coop.ZARATE 3-16					*	
			1	Trafo 1 132/33/13.2						
			1	Trafo 2 132/33/13.2						
			1	Trafo 3 132/33/13.2						
			1	Acoplamiento de barras						

2.6.2. ZONA CENTRO

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	SALIDAS	Km Linea (1)	MVA Trafo			Pto de Cnx	DELIMITADO EN
						P	S	T		
9 DE JULIO	**66**	1B	1	Línea a BRAGADO						
			1	Línea a CARLOS CASARES	46,8					
			1	Trafo 1 66/13,2		10	10			
			1	Trafo 2 66/13,2		5	5			
	13,2	1B	1	Alimentador 1 a Coop.9 DE JULIO					*	
			1	Alimentador 2 a Coop.9 DE JULIO					*	
			1	Alimentador 3 a Coop.9 DE JULIO					*	
			1	Alimentador a DUDIGNAC					*	
			1	Alimentador a FRENCH					*	
			1	Trafo 1 66/13,2						
			1	Trafo 2 66/13,2						
BRAGADO	**220**		1	Línea a HENDERSON	177					
			1	ATr2 220/132		150	150			
	132	2B 1l	1	Línea a LINCOLN	104,5					
			1	Línea a SALADILLO	83,8					
			1	Línea a ACERIA BRAGADO					*	
			1	Línea a CHACABUCO	60,6					
			1	Línea a Chivilcoy	49					
			1	ATr2 220/132						
			1	ATr3 132/66						
			1	ATr4 132/66						
			1	Acoplamiento de Barras						
	66	2B 1l	1	Línea a 9 DE JULIO	54					
			1	Línea a BRAGADO 1					*	
			1	Línea a 25 DE MAYO					*	
			1	Línea a ALBERTI					*	
			1	ATr3 132/66						
			1	ATr4 132/66						

E.T.	kV	Tipo	Cant.	SALIDAS	Km	MVA Trafo			Pto	DELIMITADO EN
			1	ATr5 66/33 kV		5	5			
			1	Acoplamiento de Barras						
	33	1B	1	ATr 66/33 Kv Salida Warnes O´brien					*	
CARLOS CASARES	**66**	1B	1	Línea a 9 DE JULIO						
			1	Línea a PEHUAJO	53,11					
			1	Tr 1 66/33		5	5			
			1	Tr 2 66/13,2		5	5			
			1	Tr 3 66/13,2		5	5			
	33		1	Alimentador a LAS TOSCAS					*	
	13,2	1B	1	Tr 1 66/13,2 kV						
			1	Tr 2 66/13,2 kV						
			1	Alimentador 1 RURAL					*	
			1	Alimentador 2 URBANO-RURAL					*	
			1	Alimentador 3 URBANO-RURAL					*	
			1	Alimentador 4 a LA SOFIA					*	
CHACABUCO	**132**	1B	1	Línea a BRAGADO						
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	10	15		
	33	2B 1l	1	Alimentador a RAWSON					*	
			1	Alimentador a JUNIN					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento longitudinal						
	13,2	2B 1l	1	Alimentador 1 a CHACABUCO					*	
			1	Alimentador 2 a CHACABUCO					*	
			1	Alimentador 3 a CHACABUCO					*	
			1	Alimentador 4 a CHACABUCO					*	
			1	Alimentador 6 a CHACABUCO					*	
			1	Alimentador 7 a CHACABUCO					*	
			1	Alimentador 8 a CHACABUCO					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento longitudinal						
CHIVILCOY	**132**	1B	1	Línea a BRAGADO						
			1	Línea a MERCEDES	69,1					
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	10	15		
	33	2B 1l	1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
				Alimentador a SUIPACHA					*	
				Alimentador a MOQUEHUA					*	
			1	Acoplamiento longitudinal						
	13,2	2B 1l	1	Alimentador 1 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 2 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 3 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 4 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 5 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 6 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 7 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 8 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 9 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 10 a CHIVILCOY					*	
			1	Alimentador 11 a CHIVILCOY					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento longitudinal						
HENDERSON	**220**	1B	1	Línea a BRAGADO						
			1	Tr 4 220/132		40	40			
			1	ATr1 550/220 (TRANSENER)						
	132	2B 1l	1	Línea a OLAVARRIA 500	120,6					
			1	Línea a TRENQUE LAUQUEN	105,4					
			1	Línea a CORONEL SUAREZ						
			1	Tr5 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr6 132/33/13,2		10	10	3,3		
			1	ATr2 500/132 (TRANSENER)						
			1	Tr 4 220/132						
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B 1l	1	Alimentador a HENDERSON					*	
			1	Alimentador a DAIREAUX					*	

E.T.	kV	Tipo	Cant.	SALIDAS	Km	MVA Trafo			Pto	DELIMITADO EN
			1	Alimentador a BOLIVAR					*	
			1	Alimentador a URDAMPILLETA					*	
			1	Tr5 132/33/13,2						
			1	Tr6 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento longitudinal						
LINCOLN	**132**	2B 1I	1	Línea a BRAGADO						
			1	Línea a IMSA	61,5					
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Acoplamiento de barras						
	33	2B 1I	1	Alimentador a LAPLACETTE					*	
			1	Alimentador a PINTO					*	
			1	Alimentador a VEDIA					*	
			1	Alimentador a ARENAZA					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de barras						
	13,2	2B 1I	1	Alimentador 1 a LINCOLN					*	
			1	Alimentador 2 a LINCOLN					*	
			1	Alimentador 3 a LINCOLN					*	
			1	Alimentador 4 a LINCOLN					*	
			1	Alimentador 5 a LINCOLN					*	
			1	Alimentador 6 a LINCOLN					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de barras						
LUJAN	**132**	2B 1I	1	Línea a MORON TERNA 1	43					
			1	Línea a MORON TERNA 2	43					
			1	Línea a MERCEDES						
			1	Tr 1 132/33/13,2		30	20	30		
			1	Tr 2 132/33/13,2		30	20	30		
			1	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado						
			1	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado						
			1	Acoplamiento de Barras						
	66	2B 1I	1	Línea a SAN A. DE ARECO	49,8					
			1	Alimentador a FLANDRIA					*	
			1	Alimentador a LOBOS					*	
			1	ATr1 132/66						
			1	ATr2 132/66						
			1	Acoplamiento de Barras						
	33	2B 1I	1	Alimentador a CAP. DEL SEÑOR					*	
			1	Alimentador a SAN A. DE GILES					*	
			1	Alimentador a Coop LUJAN					*	
			1	Alimentador a BRAHMA					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de Barras						
	13,2	2B 1I	1	Alimentador 1 a Coop. LUJAN					*	
			1	Alimentador 2 a Coop. LUJAN					*	
			1	Alimentador 3 a Coop. LUJAN					*	
			1	Alimentador 4 a Coop. LUJAN					*	
			1	Alimentador 5 a Coop. LUJAN					*	
			1	Alimentador 6 a Coop. LUJAN					*	
			1	Alimentador 7 a Coop. LUJAN					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de Barras						
MERCEDES	**132**	2B 1I	1	Línea a LUJAN	41,3					
			1	Línea a CHIVILCOY						
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Acoplamiento de Barras						
	33	2B 1I	1	Alimentador a SUIPACHA					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de Barras						
	13,2	2B 1I	1	Alimentador 1 a MERCEDES					*	
			1	Alimentador 2 a MERCEDES					*	
			1	Alimentador 3 a MERCEDES					*	

E.T.	kV	Tipo	Cant.	SALIDAS	Km	MVA Trafo			Pto	DELIMITADO EN
			4	Alimentador 4 a MERCEDES					*	
			1	Alimentador 5 a MERCEDES					*	
			2	Alimentador 6 a MERCEDES					*	
			1	Alimentador 7 a MERCEDES					*	
			1	Alimentador 8 a MERCEDES					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de Barras						
PEHUAJO	**66**	1B	1	Línea a CARLOS CASARES						
			1	Línea a TRENQUE LAUQUEN						
			1	Tr 1 66/13.2		5	5			
			1	Tr 2 66/13.2		5	5			
			1	Tr 3 66/13.2		16	16			
	13,2	3B 3I	1	Alimentador 1 a PEHUAJO					*	
			1	Alimentador 2 a PEHUAJO					*	
			1	Alimentador 3 a PEHUAJO					*	
			1	Alimentador 5 a PEHUAJO					*	
			1	Alimentador 6 a PEHUAJO					*	
			-	Grupo Generador TG Nro. 23						
			1	Tr 1 66/13.2 Trafo no Dedicado						
			1	Tr 2 66/13.2 Trafo no Dedicado						
			1	Tr 3 66/13.2 Trafo no Dedicado						
			1	Acoplamiento de barras						
			2	Acoplamiento longitudinal						
SALADILLO	**132**	2B 1I	1	Línea a BRAGADO						
			1	Línea LAS FLORES						
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	10	15		
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	5	15		
			1	Acoplamiento de Barras						
	33	2B 1I	1	Alimentador a 25 de MAYO					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de Barras						
	13,2	2B 1I	1	Alimentador 4 a SALADILLO					*	
			1	Alimentador 5 a SALADILLO					*	
			1	Alimentador 6 a SALADILLO					*	
			1	Tr 1 132/33/13,2						
			1	Tr 2 132/33/13,2						
			1	Acoplamiento de Barras						
SAN A. de ARECO	**66**	1B	1	Línea a LUJAN						
			1	Línea a C. SARMIENTO	31,5					
			1	Tr 1 66/13,2		5	5			
			1	Tr 2 66/13,2		5	5			
	13,2	1B	1	Alimentador 2 a S.A. de ARECO					*	
			1	Alimentador 3 a S.A. de ARECO					*	
			1	Alimentador 4 a S.A. de ARECO					*	
			1	Alimentador 5 a S.A. de ARECO					*	
			1	Alimentador 6 a S.A. de ARECO					*	
T. LAUQUEN	**132**	1B	1	Línea a HENDERSON						
			1	ATr1 132/66						
			1	ATr2 132/66						
			1	Tr 5 132/13,2		15	15			
	66	1B	1	Línea a PEHUAJO	80,1					
			1	Alimentador a TRES LOMAS					*	
			1	Alimentador a RIVADAVIA					*	
			1	ATr1 132/66 Trafo no Dedicado						
			1	ATr2 132/66 Trafo no Dedicado						
			1	Tr1 66/13,2		5	5			
			1	Tr2 66/13,2		5	5			
	13,2	1B	1	Alimentador 1 a T. LAUQUEN					*	
			1	Alimentador 2 a T. LAUQUEN					*	
			1	Alimentador 3 a T. LAUQUEN					*	
			1	Alimentador 4 a T. LAUQUEN					*	
			1	Alimentador 5 a Distr. EDEN					*	
			1	Tr 5 132/13,2						
			1	Tr1 66/13,2						
			1	Tr2 66/13,2						

2.6.3. ZONA ATLANTICA

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo P	MVA Trafo S	MVA Trafo T	Op. Norm. A:Ab	Pto de Cnx	DELIMITADO EN
AZUL	**132**	2B 1I	1	Línea a OLAVARRIA 500	51,4						
			1	Línea a LAS FLORES	107						
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	15	5			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador 1 a Coop. AZUL						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. AZUL						*	
			1	Alimentador 3 a OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 4 a OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 6 a SAN LORENZO						*	
			1	Alimentador 8 a CACHARI						*	
			1	Alimentador 7 a TAPALQUE-ALVEAR						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
BALCARCE	**132**	1B	1	Línea a TANDIL							
			1	Línea a MAR DEL PLATA	62,9						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
	33	1B	1	Alimentador a EL DORADO y LAGUNA						*	
			1	Alimentador a SAN AGUSTIN,LOBERIA						*	
			1	Alimentador a SAN MANUEL y QUEBRACHO						*	
			1	Alimentador Mc. CAIN						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
	13.2	1B	1	Alimentador 1 a Coop. BALCARCE						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. BALCARCE						*	
			1	Alimentador 7 a Coop. BALCARCE						*	
			1	Alimentador 8 a Coop. BALCARCE						*	
			1	Alimentador 9 a Coop. BALCARCE						*	
			1	Alimentador 3 a ESTACION TERRENA						*	
			1	Alimentador 4 a ESTACION TERRENA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
BARKER	**132**	2B 1I	1	Línea a TANDIL							
			1	Trafo 132/33/13.2		15	15	5			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Acoplamiento de barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador 1 a JUAREZ						*	
			1	Alimentador 2 a J.N.FERNANDEZ						*	
			1	Alimentador 3 a Fca. LOMA NEGRA						*	
			1	Alimentador 4 a Fca. LOMA NEGRA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 33/13,2		5	5				
			1	Trafo 33/13,2		1,5	1,5				
			1	Acoplamiento de barras							
	13,2	1B	1	Alimentador 1 a Coop. BARKER						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. BARKER						*	
			1	Alimentador 3 a Coop. BARKER						*	
			1	Trafo 33/13,2							
			1	Trafo 33/13,2							
CALERA AVELLANEDA	**132**	1B	1	Línea a OLAVARRIA 132							
			1	Línea a LOMA NEGRA							
			-	a CALERA AVELLANEDA							
CHASCOMUS	**132**	2B 1I	1	Línea a MONTE	114						
			1	Línea a DOLORES	87,4						
			1	Línea a VERONICA	70,8					*	
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras							

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	DELIMITADO EN
	33	2B 1I	1	Alimentador a LEZAMA						*	
			1	Alimentador a VILLA DEL SUR-GANDARA						*	
			1	Alimentador a RANCHOS						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 2 a CHASCOMUS						*	
			1	Alimentador 3 a CHASCOMUS						*	
			1	Alimentador 4 a CHASCOMUS						*	
			1	Alimentador 5 a CHASCOMUS						*	
			1	Alimentador 6 a CHASCOMUS						*	
			1	Alimentador 7 a CHASCOMUS						*	
			1	Alimentador 8 a CHASCOMUS						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
DOLORES	**132**	1B	1	Línea a CHASCOMUS							
			1	Línea a ARMAS							
			1	Línea a SAN CLEMENTE	102,6						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
	33	1B	1	Línea a GUIDO						*	
			1	Línea a CASTELLI						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 33/13.2		5	5				
	13.2	1B	1	Alimentador 1 a DOLORES						*	
			1	Alimentador 2 a DOLORES						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 33/13.2							
G.CHAVES	**132**	2B 1I	1	Línea a NECOCHEA	134,8						
			1	Línea a TRES ARROYOS	47						
			1	Línea a OLAVARRIA 500	152						
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador 3 a JUAREZ						*	
			1	Alimentador 4 a SAN CAYETANO						*	
			1	Alimentador 1 a TRES ARROYOS						*	
			1	Alimentador 2 a TRES ARROYOS						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 33/13.2		5	5				
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 3 a GONZALEZ CHAVES						*	
			1	Alimentador 5 a GONZALEZ CHAVES						*	
			1	Alimentador 4 a DE LA GARMA						*	
			1	Trafo 33.0/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
LAPRIDA	**132**	2B 1I	1	Línea a PRINGLES	71,5						
			1	Línea a OLAVARRIA	99,7						
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Acoplamiento barras					A		
	33	1B 1I	1	Alimentador a LAMADRID						*	
			1	Trafo 33/13.2		5	5				
			1	Trafo 132/33/13.2							
	13.2	1B 1I	1	Alimentador 3 a LAPRIDA						*	
			1	Alimentador 4 a LAPRIDA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 33/13.2							
LAS ARMAS	**132**	1B	1	Línea a DOLORES	88,2						
			1	Línea a TANDIL							
			1	Línea a G. MADARIAGA	64,4						
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
	33	2B 1I	1	Alimentador a MAIPU						*	
			1	Alimentador a PIRAN						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	DELIMITADO EN
			1	Trafo 33/13.2		1,00	1,00				
	13.2	1B	1	Alimentador 1 a LAS ARMAS						*	
			1	Trafo 33/13.2							
LAS FLORES	**132**	2B 1l	1	Línea a AZUL							
			1	Línea a MONTE	86,8						
			1	Línea a SALADILLO	76,3						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	5	10			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	5	10			
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	2B 1l	1	Alimentador 1 a Coop. Las Flores						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. Las Flores						*	
			1	Alimentador 3 a Coop. Las Flores						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
LOMA NEGRA	**132**	1B	1	Línea a OLAVARRIA 500	41,7						
			1	Línea a CALERA AVELLANEDA	5,3						
			-	a LOMA NEGRA							
MADARIAGA	**132**	1B	1	Línea a VILLA GESELL							
			1	Líneas a ARMAS							
			1	Trafo 132/33/13.2		15	15	5			
	33	2B 1l	1	Alimentador a VILLA GESELL						*	
			1	Alimentador a MADARIAGA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
MAR DE AJO	**132**	2B 1l	1	Línea a MAR DEL TUYU	15,4						
			1	Línea a PINAMAR	46,4						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		30	20	30			
			1	Trafo 132/33/13.2		44	10	44			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1l	1	Alimentador a SANTA TERESITA						*	
			1	Alimentador a G. MADARIAGA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	2B 1l	1	Alimentador 1 a MAR DE AJO						*	
			1	Alimentador 2 a MAR DE AJO						*	
			1	Alimentador 3 a MAR DE AJO						*	
			1	Alimentador 7 a MAR DE AJO						*	
			1	Alimentador 4 a SAN BERNARDO						*	
			1	Alimentador 5 a SAN BERNARDO						*	
			1	Alimentador 6 a SAN BERNARDO						*	
			1	Alimentador 8 a SAN BERNARDO						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Banco de Capacitores 1 de 6 MAVR						*	
			1	Banco de Capacitores 2 de 6 MAVR						*	
			1	Grupo Generador TG Nro. 15							
			1	Grupo Generador TG Nro. 17							
			1	Acoplamiento barras							
MAR DEL PLATA	**132**	2B 1l	1	Línea a BALCARCE							
			1	Línea a MIRAMAR	49,9						
			1	Línea a QUEQUEN-NECOCHEA							
			-	Línea a JARA							
			-	Línea a CENTRAL 9 de JULIO							
			-	Trafo 132/33/13.2							
			-	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
MAR DEL TUYU	**132 .**		-	Línea en T con S. CLEMENTE-M. DE AJO							
			1	Trafo 132/33/13,2		20	20	6,3			
	33 .		1	Trafo 132/33/13,2						*	
	13,2		1	Trafo 132/33/13,2						*	
MIRAMAR	**132**	2B 1l	1	Línea a MAR DEL PLATA							
			1	Línea a NECOCHEA							
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	DELIMITADO EN
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador a OTAMENDI						*	
			1	Alimentador a MAR DEL SUR						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 2 a MIRAMAR						*	
			1	Alimentador 3 a MIRAMAR						*	
			1	Alimentador 5 a MIRAMAR						*	
			1	Alimentador 6 a MIRAMAR						*	
			1	Alimentador 7 a CHAPADMALAL						*	
			1	Alimentador 8 a EL MARQUESADO						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
MONTE	**132**	2B 1I	1	Línea a LAS FLORES							
			1	Línea a CHASCOMUS							
			1	Tr 1 132/33/13,2		15	5	10			
			1	Tr 2 132/33/13,2		15	5	15			
			1	Acoplamiento de Barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador a LOBOS					*	*	
			1	Tr 1 132/33/13,2							
			1	Tr 2 132/33/13,2							
			1	Acoplamiento de Barras							
	13,2	2B 1I	1	Alimentador 1 a MONTE					*	*	
			1	Alimentador 2 a MONTE					*	*	
			1	Alimentador 5 a MONTE					*	*	
			1	Alimentador 6 a MONTE					*	*	
			1	Tr 1 132/33/13,2							
			1	Tr 2 132/33/13,2							
			1	Acoplamiento de Barras							
NECOCHEA	**132**	2B 1I	1	Línea a MIRAMAR	97,5						
			1	Línea a G.CHAVES							
			1	Línea a TANDIL							
			1	Salida a MAR DEL PLATA y QUEQUEN	129						
			-	Trafo de Maquina 1							
			-	Trafo de Maquina 2							
			-	Trafo de Maquina 3							
			-	Trafo de Maquina 4							
			1	Trafo 1 132/13,2		10	10				
			1	Trafo 2 132/13,2		10	10				
			1	Trafo 3 132/33/13.2		15	5	15			
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	4B 4I	1	Alimentador 1 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 3 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 5 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 6 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 7 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 8 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 9 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador10 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Trafo 1 132/13,2							
			2	Trafo 2 132/13,2							
			1	Trafo 3 132/33/13.2							
			-	Trafo Serv. Gral. Ansaldo						*	
			-	Trafo Serv. Gral. AEG						*	
			2	Acoplamiento barras							
			2	Acoplamiento Longitudinales							
OLAVARRIA	**132**	2B 1I	1	Linea OLAVARRIA 500	31,2						
			1	Linea CALERA AVELLANEDA	6,3						
			1	Trafo 132/33/13.2		30	30	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		30	30	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador 5 a AZUL						*	
			1	Alimentador 6 a AZUL						*	
			1	Alimentador 7 a S. BAYAS						*	

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	DELIMITADO EN
			1	Alimentador 8 a S. BAYAS						*	
			1	Alimentador 1 a Coop. OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 3 a Coop. OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 4 a Coop. OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 10 a Coop. OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 11 a Coop. OLAVARRIA						*	
			1	Alimentador 12 a Coop. OLAVARRIA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
PINAMAR	**132 .**	2B 1I	1	Línea a MAR DE AJO							
			1	Línea a VILLA GESELL							
			1	Trafo 132/33/13,2		15	10	15			
			1	Tr1fo 132/33/13,2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras							
			1	Alimentador 1 a PINAMAR						*	
			1	Alimentador 2 a PINAMAR						*	
			1	Alimentador 3 a PINAMAR						*	
			1	Alimentador 4 a PINAMAR						*	
	13,2	2B 1I	1	Banco de Capacitores 1-2 de 6 MVAR.						*	
			1	Banco de Capacitores de 3 MVAR.						*	
			1	Banco de Capacitores de 3 MVAR.						*	
			1	Trafo 132/33/13,2							
			1	Trafo 132/33/13,2							
			1	Acoplamiento barras							
QUEQUEN	**132**	1B	1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			-	Línea en T con MRPT- NECO							
	33	1B	1	Alimentador a LOBERIA.PIERES						*	
			1	Alimentador a LA DULCE						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
	13,2	1B	1	Alimentador 1 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Alimentador 3 a Coop. NECOCHEA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
S.CLEMENTE	**132**	2B 1I	1	Línea a DOLORES							
			1	Línea a MAR DEL TUYU	23,6						
			1	Trafo 132/33/13,2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13,2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador a SANTA TERESITA						*	
			1	Trafo 132/33/13,2							
			1	Trafo 132/33/13,2							
			1	Acoplamiento barras							
	13,2	1 B	1	Alimentador a 1 SAN CLEMENTE						*	
			1	Alimentador a 2 SAN CLEMENTE						*	
			1	Alimentador a 3 SAN CLEMENTE						*	
			1	Alimentador a LAVALLE						*	
			1	Trafo 132/33/13,2							
			1	Trafo 132/33/13,2							
TANDIL	**132**	2B 1I	1	Línea a BALCARCE	103,6						
			1	Línea a ARMAS	122,2						
			1	Línea a OLAVARRIA 500	133,2						
			1	Línea a BARKER	47,7						
			1	Línea a NECOCHEA	149,2						
			1	Trafo 132/33/13.2		30	20	30			
			1	Trafo 132/33/13.2		30	20	30			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador a IRAOLA y AYACUCHO						*	
			1	Alimentador a EGANA y RAUCH						*	
			1	Alimentador a VELA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1 P.I.TANDIL						*	
			1	Alimentador 2 P.I.TANDIL						*	
			1	Alimentador 3 Coop. TANDIL						*	
			1	Alimentador 4 Coop. TANDIL						*	

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	DELIMITADO EN
			1	Alimentador 5 Coop. TANDIL						*	
			1	Alimentador 6 Coop. TANDIL						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
TRES ARROYOS	**132**	2B 1I	1	Línea a DORREGO							
			1	Línea a G.CHAVES							
			1	Trafo 132/33/13.2		15	15	5			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Alimentador 1 a G.CHAVES						*	
			1	Alimentador 2 a G.CHAVES						*	
			1	Alimentador 3 a TRES ARROYOS						*	
			1	Alimentador 4 a TRES ARROYOS						*	
			1	Alimentador 7 a MALTERIA						*	
			1	Alimentador 8 a MALTERIA						*	
			1	Alimentador 6 a CLAROMECO,ORENSE						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras							
VILLA GESELL	**132**	1B	1	Línea a G. MADARIAGA	35						
			1	Línea a PINAMAR	16,3						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/13.2		40	40				
	33		1	Alimentador a MADARIAGA						*	
			-	Trafo 132/33/13.2							
			-	Trafo 132/33/13.2							
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1 a VILLA GESELL						*	
			1	Alimentador 3 a VILLA GESELL						*	
			1	Alimentador 4 a VILLA GESELL						*	
			1	Alimentador 5 a VILLA GESELL						*	
			1	Alimentador 6 a VILLA GESELL						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	a Banco de Capacitores 1 de 6 MAVR						*	
			1	a Banco de Capacitores 2 de 6 MAVR						*	
			1	Grupo Generador TG Nro. 11							
			1	Grupo Generador TG Nro. 16							
			1	Acoplamiento barras							

2.6.4. ZONA SUR

E.T.	kV	Tipo	Cant. Int.	Salidas	Km Linea (1)	MVA Trafo			Op. Norm. A:Ab	Pto de Cnx	Delimitado en
						P	S	T			
C.T.L.P.	**132**	2B 1I	1	Línea a URBANA	1,9						
			1	Línea a PUNTA ALTA							
			1	Línea a INGENIERO WHITE	1,1						
			-	Trafo 132/11/6,9							
			1	Acoplamiento barras							
DORREGO	**132**	2B 1I	1	Línea a BBCA 500 KV	77,5						
			1	Línea a TRES ARROYOS	99,0						
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Trafo 13.2/33		10	10				
			1	Trafo 13.2/33		5	5				
			1	Acoplamiento barras					A		
	33	1B 1I	1	Alimentador a MONTE HERMOSO						*	
			1	Alimentador a ORIENTE						*	
			1	Trafo 13.2/33							
			1	Trafo 13.2/33							
	13.2	1B 1I	1	Alimentador 1 a DORREGO						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 13.2/33							
			1	Trafo 13.2/33							

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	Delimitado en
ING.WHITE	**132**	2B 1I	-	Línea a C.T.L.P							
			1	Trafo 132/33/13.2		40	40	15			
NORTE 2	**132**	2B 1I	1	Línea a BBCA 500	19,0						
			1	Línea a PTQM	30,0						
			1	Trafo1 132/33/13		40	40	15			
			1	Trafo 2 132/33/13		20	20	6,3			
			1	Acoplamiento barras							
	33	2B 1I	1	Línea a E.T. Norte 1						*	
			1	Línea a E.T. "B"						*	
			1	Línea a E.T. "B"						*	
			1	Trafo1 132/33/13							
			1	Trafo 2 132/33/13							
			1	Acoplamiento barras							
PATAGONES	**132**	2B 1I	1	Línea a PEDRO LURO							
			1	Línea a VIEDMA	2,7				A	*	
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras					A		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1 a PATAGONES						*	
			1	Alimentador 3 a PATAGONES						*	
			1	Alimentador 4 a PATAGONES						*	
			1	Alimentador 5 a PATAGONES						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
PEDRO LURO	**132**	2B 1I	1	Línea a BBCA 500 KV	141,0						
			1	Línea a PATAGONES	151,0						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras					A		
	33	2B 1I	1	Alimentador a BURATOVICH-Coop						*	
			1	Alimentador a VILLALONGA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1 a PEDRO LURO						*	
			1	Alimentador 2 a PEDRO LURO						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
PETROQUIMICA	**132**	2B 1I	1	Línea a URBANA BBCA	3,2						
			1	Línea a BBCA 500 KV	29,8						
			1	Línea a NORTE 2							
			1	Línea a INDUPA 1						*	
			1	Línea a INDUPA 2						*	
			1	Línea a POLISUR 1						*	
			1	Línea a POLISUR 2						*	
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras					A		
	33	2B 1I	1	Alimentador a PETROQUIMICA BBCA						*	
			1	Alimentador a PETROQUIMICA BBCA						*	
			1	Alimentador a MONOMEROS VINILICOS						*	
			1	Alimentador a MONOMEROS VINILICOS						*	
			1	Alimentador a CARGILL						*	
			1	Alimentador a EG3						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador a PETROPOL						*	
			1	Alimentador a PETROPOL						*	
			1	Alimentador a INDUPA						*	
			1	Alimentador a INDUPA						*	
			1	Alimentador ESEBA						*	
			1	Alimentador a PIQUETE 17 - BBCA						*	
			1	Alimentador a PIQUETE 18 - P. IND.						*	
			1	Alimentador a La Oxigena						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	Delimitado en
			1	Acoplamiento barras					A		
PIGUE	**132**	2B 1I	1	Línea a BBCA 500 KV	132,2						
			1	Línea a CORONEL SUAREZ	47,6						
			1	Línea a GUATRACHE	102,0						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras							
	66		1	Alimentador a TORQUINST						*	
			-	Trafo 33/66		7,5	7,5				
	33	2B 1I	1	Alimentador a Coop. A.CORTO						*	
			1	Alimentador a ESPARTILLAR						*	
			1	Alimentador a PUAN						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 33/66							
			1	Acoplamiento barras					A		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1 a Coop. PIGUE						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. PIGUE						*	
			1	Alimentador a SAAVEDRA						*	
			1	Alimentador a Coop. GOYENA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
PRINGLES	**132**	2B 1I	1	Línea a BBCA 500 KV	109,0						
			1	Línea a LAPRIDA							
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Trafo 132/33/13.2		10	10	3,3			
			1	Acoplamiento barras					A		
	13,2	2B 1I	1	Alimentador 1 a Coop. PRINGLES						*	
			1	Alimentador 2 a Coop. PRINGLES						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
PUNTA ALTA	**132**	2B 1I	1	Línea a BBCA 500	24,1						
			1	Línea a E.T. C.T.L.P.	25,0						
			1	Trafo 132/33/13.2		20	20	6,6			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras					A		
	33	2B 1I	1	Alimentador a P.S. GRUNBEIN 1						*	
			1	Alimentador a P.S. GRUNBEIN 2						*	
			1	Alimentador a BASE NAVAL P.BELG. 4						*	
			1	Alimentador a BASE NAVAL P.BELG. 6						*	
			1	Alimentador a COOP PUNTA ALTA 3						*	
			1	Alimentador a PEHUENCO						*	
			1	Alimentador a COOP PUNTA ALTA 5						*	
			1	Trafo 132/33/13.2						*	
			1	Acoplamiento barras					A		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 5 a Coop. PUNTA ALTA						*	
			1	Alimentador 6 a Coop. PUNTA ALTA						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
SUAREZ	**132**	2B 1I	1	Línea a PIGUE							
			1	Línea a HENDERSON	126,9						
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Trafo 132/33/13.2		15	10	15			
			1	Acoplamiento barras					A		
	33	2B 1I	1	Alimentador a A. CORTO						*	
			1	Alimentador a HUANGUELEN						*	
			2	Trafo 132/33/13.2							
			1	Acoplamiento barras					A		
	13.2	2B 1I	1	Alimentador 1 a SUAREZ						*	
			1	Alimentador 2 a SUAREZ						*	
			1	Alimentador 3 a SUAREZ						*	
			1	Alimentador 4 a SUAREZ						*	
			1	Alimentador 5 a SUAREZ						*	
			1	Alimentador a LAS COLONIAS						*	
			1	Trafo 132/33/13.2							
			1	Trafo 132/33/13.2							

E.T.	kV	Tipo	Cant.	Salidas	Km	MVA Trafo			Op.	Pto	Delimitado en
			1	Acoplamiento barras							
URBANA BBCA	**132**		1 -	Trafo 132/33/13.2 Línea en T Petroquímica-C.T.L.P		40	40	15			
	33	2B 1I	1 1 1 1 1 1 1 1	Alimentador a ET ING. WHITE Alimentador a ET ING. WHITE Alimentador a ET "D" Alimentador a ET "D" Alimentador a ET "B" Alimentador a PS "A" Trafo 132/33/13,2 S. Auxiliares						* * * * * * 	

ANEXO 12: AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

1. DEFINICIONES

Se considera Autogenerador a un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.

Se considera Cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

2. INCORPORACION COMO AGENTE DEL MEM

El Autogenerador o Cogenerador que desee convertirse en un agente del MEM deberá presentar una solicitud escrita ante la SECRETARIA DE ENERGIA, de acuerdo a lo establecido en el **Anexo 17** de los procedimientos vigentes, incluyendo adicionalmente la siguiente información:

- Tipo de reconocimiento requerido (Autogenerador o Cogenerador);
- Información sobre capacidad instalada, de acuerdo a los requerimientos para la Base de Datos del Sistema, indicando cantidad y tipo de máquinas, su potencia y consumo específico, tipo de combustibles que puede consumir, y su disponibilidad media anual. En el caso de Cogeneradores el consumo específico para la producción de energía eléctrica estará definido por el consumo total de la máquina menos el equivalente de la energía que se recupera bajo la forma de calor útil por cada kWh generado;
- Para Autogeneradores, demanda anual prevista.

Para ser aceptado su pedido, deberá cumplir con los siguientes requisitos particulares, además de los establecidos para un agente en el **Anexo 17**.

a) El objeto de la generación de energía eléctrica se debe ajustar a las definiciones establecidas en el punto 1 de este Anexo.

b) Debe estar vinculado con un punto de intercambio con el SADI.

c) Debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50%. Para el caso de Autogeneradores, la potencia disponible, o sea el producto de la potencia instalada por la disponibilidad informada, debe ser capaz de cubrir el 50% o más de su demanda anual de energía informada, o sea que la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual.

d) Debe contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos con el OED, propio o contratado el servicio a terceros, con medidores y registradores de acuerdo a las normas vigentes para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema en Tiempo Real (SOTR). El sistema de medición deberá ser tal que permita medir la transacción con el MEM y deberá contar:

Para Autogeneradores:

- Medidores bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el Agente al que se conecte.
- Registro de potencia en cada una de las direcciones del flujo.
- Los medidores y registradores deberán responder en cantidad y características a lo dispuesto en el **Anexo 24**.

Para Cogeneradores:

- Los medidores y registradores deberán responder en cantidad y características a lo dispuesto en el **Anexo 24** para Generadores.

La declaración de potencia disponible del Autogenerador representa un compromiso de un cubrimiento del 50% o más de su demanda con generación propia

Por otra parte, deberá definir su modo de conexión al MEM utilizando el sistema de transporte, haciendo uso del libre acceso que define la Ley 24065 y cumpliendo las condiciones de conexión y uso del sistema de transporte establecidas en el **punto 4 del Anexo 17** para el ingreso de nuevos agentes al MEM.

Una vez que la Secretaría de Energía haya aceptado su incorporación como Agente Autogenerador o Cogenerador lo notificará al OED. En cada programación estacional (semestral o trimestral) el OED informará la incorporación de nuevos autogeneradores y cogeneradores, indicando su identificación, fecha de ingreso al MEM, punto de conexión en la red y potencia instalada.

3. OPERACION COMERCIAL DENTRO DEL MEM

Un Autogenerador podrá vender al MEM sus excedentes o comprar sus faltantes. Un Cogenerador podrá vender en el MEM su producción de energía eléctrica necesaria para la producción de vapor u otro tipo de energía que requiera para su proceso productivo.

En lo que hace a la venta de energía, su oferta recibirá un tratamiento similar a la de un generador agente del MEM. Con respecto a las posibilidades de comprar, los Autogeneradores tendrán una modalidad similar a la de un Gran Usuario del MEM.

Para ser considerados en el Mercado Spot su oferta de venta o pedidos de compra, deberá ser suministrada al OED la información necesaria para la programación y el despacho (estacional, semanal y diario) dentro de los plazos establecidos en las normas y procedimientos vigentes.

Los Autogeneradores y Cogeneradores podrán realizar contratos de Abastecimiento dentro del Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM.

4. VINCULACION COMERCIAL CON EL MEM

En cada hora, un Autogenerador resultará en una de las siguientes condiciones:

- vendiendo al MEM (entregando a la red);
- comprando del MEM (tomando de la red);
- sin transacciones con el MEM (intercambio cero en su conexión a la red).

A su vez, un Cogenerador resultará:

- vendiendo al MEM si está disponible y despachado;
- sin transacciones con el MEM si está indisponible para el MEM o no resulta despachado.

4.1. OFERTA DE POTENCIA AL MEM

El Autogenerador y Cogenerador deberá enviar al OED su oferta de potencia horaria dentro de los plazos requeridos para la programación y el despacho del MEM, de acuerdo a los procedimientos vigentes. Dicha oferta podrá incluir un precio de combustible, de tratarse de máquinas térmicas, que no podrá superar el precio tope dado por el correspondiente Precio de Referencia. De no informar precio, el OED deberá considerar que le corresponde precio cero.

La oferta será incluida en el despacho que realiza el OED y será tomada en la medida que:

- se realice al OED dentro de los plazos establecidos para ser incluidas en el despacho;
- resulte despachada por ser técnicamente factible y económicamente ventajosa, o sea que su precio ofertado transferido al Mercado no supera el Precio de Mercado para la energía y no existan restricciones operativas o de Transporte que limiten su entrega posible.

4.1.1. OFERTA ESTACIONAL

Para la programación estacional, el Autogenerador y Cogenerador deberá enviar al OED, dentro de las fechas establecidas, su previsión de oferta para el período indicando:

- su potencia máxima prevista entregar, que se considerará su potencia máxima a generar para el MEM (PMAX);
- su oferta prevista de energía, de ser posible discriminada por períodos (mensual, pico, valle, etc.).

De no suministrar información, se considerará que su oferta prevista para el período es cero.

Dentro del período estacional, el Autogenerador y Cogenerador con máquinas térmicas, como Generadores del MEM, deberán declarar antes del comienzo de cada mes, dentro de los plazos establecidos en las normas vigentes, su precio de combustibles para dicho mes. Dicho valor no podrá superar el máximo

reconocido, dado por el Precio de Referencia correspondiente. De no suministrar esta información, el OED deberá considerar que el precio requerido es cero.

4.1.2. OFERTA SEMANAL

Para evaluar la oferta de autogeneración y cogeneración dentro del despacho se requiere conocer el mantenimiento de la potencia ofertada, o sea una previsión de por lo menos una semana de la evolución de su oferta al MEM. En particular esto se requiere para poder evaluar en el despacho económico los costos de arranque y parada de máquinas que pueden representar la incorporación y posterior retiro de la oferta. En consecuencia, para las ventas en el Mercado Spot, el Autogenerador y Cogenerador deberá presentar su oferta prevista para la programación semanal. Esta oferta será considerada como firme y representa un compromiso por parte del Autogenerador o Cogenerador de cumplirla, dentro de determinada tolerancia, de ser requerido por el despacho. Diariamente durante el transcurso de la semana, podrá ajustar su oferta.

Dentro de los plazos establecidos para el envío de datos para la programación semanal, el Autogenerador o Cogenerador reconocido que prevea vender en el MEM deberá informar al OED su oferta prevista, indicando la potencia ofertada discriminada por día y por períodos. De no recibir esta información, el OED deberá considerar que el Autogenerador o Cogenerador no preve vender en dicha semana. Para cada Autogenerador o Cogenerador térmico que oferte, el OED deberá tomar como precio de combustibles el declarado a nivel mensual, de acuerdo a las normas vigentes.

Las ofertas recibidas serán incorporadas a la programación semanal para su despacho.

4.1.3. OFERTA DIARIA

Diariamente, dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, el Autogenerador o Cogenerador deberá informar al OED su oferta de potencia para el día siguiente discriminada a nivel horario. De no recibir esta información, el OED deberá considerar que el Autogenerador o Cogenerador mantiene la oferta indicada en la programación semanal.

Todo Autogenerador o Cogenerador que oferte excedentes para un día en que en la programación semanal no había previsto ofertar, será considerado que **vende excedentes de oportunidad** y que no está ofertando una potencia firme al MEM, ya que no informó con la anticipación necesaria la evolución de su oferta para coordinar y optimizar adecuadamente el despacho del MEM.

Si en la programación semanal estaba prevista su oferta, pero la oferta real diaria es mayor que la informada a nivel semanal, la potencia ofertada será considerada firme sólo hasta un 20% por encima de la ofertada en la programación semanal. El excedente restante será considerada energía eventual por lo que no se considerará potencia firme.

Para el despacho del MEM, la oferta se incluirá como una máquina más del MEM con una potencia máxima horaria, de acuerdo a la oferta informada. De tratarse de centrales hidroeléctricas, en el despacho se les dará un tratamiento como centrales de pasada (costo cero). De tratarse de generación térmica, su costo estará dado por el consumo específico de la misma y el precio mensual de combustibles declarado.

Cada día el OED enviará a cada Autogenerador y Cogenerador que haya ofertado excedentes su programa horario de entrega previsto para el día siguiente en su punto de conexión al MEM resultado del despacho realizado.

4.2. DEMANDA DE FALTANTES AL MEM

4.2.1. DEMANDA ESTACIONAL

Junto con la información para la programación estacional, el Autogenerador del MEM deberá enviar al OED:

- su potencia máxima prevista comprar, que se considerará su potencia declarada (PDECL), de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.1. de los procedimientos vigentes;
- su demanda prevista de energía a comprar en el MEM (DEMMEM), o sea el faltante para cubrir la demanda descontada su autogeneración de ser posible discriminada por períodos (mensual, semanal, pico, valle, etc.).

De no suministrar un Autogenerador información para la programación estacional, se considerará que no preve comprar en dicho período.

4.2.2. DEMANDA SEMANAL

Dentro de los plazos establecidos para el envío de datos para la programación semanal, el Autogenerador que desee comprar en el Mercado Spot deberá informar al OED su curva de demanda prevista para el MEM, discriminada a nivel diaria y por períodos. De no recibir esta información, el OED deberá considerar que el Autogenerador no comprará esa semana.

4.2.3. DEMANDA DIARIA

Diariamente, dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, el Autogenerador que necesite comprar en el MEM deberá informar al OED su curva de demanda horaria prevista. De no recibir esta información, el OED deberá considerar que el Autogenerador no desea comprar en el MEM.

De presentar una solicitud de compra diaria un Autogenerador que haya informado una previsión de compra para dicho día en la programación semanal, el OED estará obligado a aceptarla y deberá cubrir los requerimientos de compra siempre que:

- exista excedente de oferta en el MEM para cubrir la demanda requerida;
- sea técnicamente factible.

En caso de semanas con riesgo de falla y/o déficit en el MEM y/o en el área en que se encuentra el Autogenerador, el requerimiento de compra horaria no podrá superar su potencia declarada. De aplicarse restricciones a la demanda, el déficit en el MEM se repartirá entre los compradores del Mercado Spot en el área involucrada en forma proporcional a su compra requerida. En consecuencia, la venta al Autogenerador se limitará a su requerimiento de compra menos el porcentaje de restricción a su suministro que corresponda.

Un Autogenerador que no esté previsto como comprador un determinado día en la programación semanal podrá enviar al OED, dentro de los plazos establecidos para la programación diaria, la curva de demanda horaria requerida. El OED deberá rechazar el pedido si existe riesgo de falla y/o restricciones en el suministro. De ser una semana sin riesgo y existir el excedente requerido, el OED podrá rechazar el pedido de resultar que modifica el precio spot medio diario respecto del previsto en más del 5%.

Para el despacho del MEM, los requerimientos de compra se incluirán como una demanda más.

El OED enviará a cada Autogenerador que haya requerido comprar en el MEM, su programa horario de energía a abastecer en su punto de conexión al MEM.

4.3. VENTAS EN EL MERCADO SPOT

Cada hora en que un Autogenerador o Cogenerador esté entregando al MEM, se considerará que vende al Mercado Spot la potencia sobrante, de existir, calculada como la diferencia entre:

- su potencia entregada en el punto de conexión del MEM, menos
- su potencia comprometida en el Mercado a Término, dada por la suma de sus contratos de abastecimiento vigentes.

La remuneración que recibirá cada hora por su venta al Mercado Spot se calculará con dicha potencia excedente y el precio al que será remunerado dependerá de si la potencia entregada se considera o no firme respecto del MEM, tal como se definió en el punto 4.1.

Para cada hora de un día se considerará como **potencia firme vendida** por un Autogenerador o Cogenerador a la potencia sobrante entregada al MEM por dicho agente que cumple los siguientes requisitos.

- Estaba prevista en la programación semanal su venta de potencia para dicho día.
- La potencia es, a lo sumo, 20% superior a la ofertada para dicho día en la programación semanal.

Para cada día se considerará como **potencia no firme vendida** por un Autogenerador o Cogenerador a la potencia entregada al MEM por dicho agente que no cumple los requisitos de firme, o sea:.

- la potencia vendida en días que no estaba previsto vender en la programación semanal;
- la potencia excedente, o sea por encima del 20% de tolerancia aceptada por encima a la potencia ofertada para dicho día en la programación semanal.

La potencia firme vendida al MEM por un Autogenerador o Cogenerador será remunerada por su energía al precio horario de nodo de la energía, y por su potencia al precio horario de la potencia. La potencia no firme vendida sólo será remunerada por la energía al correspondiente precio horario de nodo de la energía.

4.4. COMPRAS EN EL MERCADO SPOT

Cada hora en que un Autogenerador esté tomando del MEM, se considerará que compra en el Mercado Spot la potencia y energía que toma en su punto de conexión. La energía será facturada con el correspondiente precio horario de la energía en su nodo. El pago por potencia se hará a través de un cargo fijo mensual que quedará definido en la programación estacional.

A su vez, de resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante (energía y potencia) en el Mercado Spot al precio horario en el Mercado.

5. CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO DEL MEM

Los Autogeneradores y Cogeneradores, en su función de vendedores de energía, podrán establecer contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). El contrato de un Autogenerador se deberá limitar a la venta de excedentes.

Los Autogeneradores, en su función de consumidores, podrán establecer Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término con Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el cubrimiento de su demanda. Un Autogenerador podrá contratar el abastecimiento de hasta el 50% de su demanda prevista.

Un Autogenerador sólo podrá tener Contratos de Abastecimiento en su función de vendedor o en su función de consumidor, o sea que no podrá tener simultáneamente Contratos de Abastecimiento en que es el vendedor dentro del contrato y Contratos de Abastecimiento en que es el comprador dentro del contrato

El Autogenerador o Cogenerador y sus clientes podrán establecer libremente y de común acuerdo las condiciones particulares del contrato pero, para ser aceptados como contratos del Mercado a Término, deberán encuadrarse en lo establecido por los procedimientos y reglas vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

En los contratos se deberá establecer una metodología que permita cuantificar los programas horarios de potencia comprometida a nivel estacional, semanal y diario. Las compras y ventas en el Mercado Spot por los faltantes y/o sobrantes que resulten de dichos contratos serán administrados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Toda modificación en los compromisos contratados entre el Autogenerador o Cogenerador y Agentes del MEM (por ejemplo potencia a abastecer) deberá ser comunicada al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) previo a su entrada en vigencia, dentro de los plazos que correspondan.

6. CARGO FIJO POR POTENCIA

Junto con los datos para la programación estacional, a partir de su incorporación al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cada Autogenerador debe informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su potencia máxima a tomar de acuerdo a lo indicado en el punto 2.5.1.1. de LOS PROCEDIMIENTOS vigentes, para calcular su Potencia Declarada (PDECL).

El cargo fijo por potencia despachada será calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de manera análoga que a los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Si un Autogenerador declara que no prevé comprar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el cargo resultará cero.

7. PAGO POR EL SERVICIO DE TRANSPORTE

Los Autogeneradores y Cogeneradores deben pagar por el servicio de Transporte dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de un modo similar al resto de los agentes.

En sus transacciones en el Mercado Spot, el cargo variable está implícito en el precio en su nodo. En las transacciones en el Mercado a Término el cargo variable será facturado al contrato del modo indicado en las normas vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Los cargos fijos serán calculados del modo indicado en los **Anexos 18, 19, 27** y **28** de LOS PROCEDIMIENTOS según corresponda.

8. CONDICIONES DE INTERCAMBIO DE LA ENERGIA ELECTRICA

Los Autogeneradores y Cogeneradores que realicen intercambios en sus puntos de conexión al MEM, ya sea entregando o tomando faltantes, deberán cumplir los programas diarios y horarios de carga y las directivas de operación en tiempo real del OED, salvo cuando las mismas pongan en peligro la seguridad de su personal y/o instalaciones.

9. REQUERIMIENTOS TECNICOS

Los Autogeneradores y Cogeneradores deberán cumplir con los mismos requerimientos técnicos que los establecidos para los Generadores del MEM (disponibilidad de reactivo, regulación de frecuencia, sistemas de medición en tiempo real, etc.) y estarán sujetos a las mismas penalidades y descuentos por dichos rubros.

En su condición de generación con potencia firme deberán cumplir con el diagrama de capacidad P-Q del generador, o el estimado por el OED en caso de no contar con la información.

En condición de generación con potencia no firme, su cos phi deberá estar entre 0,85 inductivo y 0,97 capacitivo, de acuerdo a los requerimientos del sistema de transporte o distribución.

En su condición de demanda deberán cumplir con los límites de cos phi que se requieren en el **Anexo 4** para las demandas, de estar conectados al sistema de transporte, o el que fije el convenio de conexión o el contrato de concesión de estar conectado a un Distribuidor.

10. REEMBOLSO DE GASTOS DEL OED

Cada mes que el Autogenerador o Cogenerador participa en el MEM, ya sea comprando y/o vendiendo energía, deberá pagar un cargo por reembolso de gastos del OED calculado de acuerdo a los punto 2.9 y 5.3.5 de los procedimientos vigentes.

11. PERDIDA DEL RECONOCIMIENTO COMO AUTOGENERADOR

Las operaciones de un agente Autogenerador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se deben limitar a la compra de faltantes y ventas de sobrantes. Su compra en el Mercado Spot debe corresponder a falta de capacidad de generación propia disponible más generación contratada para cubrir toda su demanda.

De presentarse fallas severas en una o más de sus máquinas cuya reparación requiera períodos prolongados y limiten significativamente su disponibilidad, el Autogenerador deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En este caso, el Autogenerador podrá presentar una solicitud ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), con la debida justificación, de ser eximido en el año afectado por dicha indisponibilidad de la obligación de cubrir el 50% de su demanda con generación propia. De considerar el pedido válido, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) informará al Autogenerador y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que como excepción autoriza para el año solicitado que el Autogenerador genere menos que el 50% de su demanda. Una vez aceptado el pedido, el Autogenerador no podrá presentar otra solicitud de excepción por los siguientes dos años.

Cada año, al realizar la Programación Estacional de Invierno (período mayo a octubre) el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá totalizar la compra realizada en el Mercado Spot por cada Autogenerador en el último período enero a diciembre. De verificar para algún Autogenerador que dicha compra representa más del 50% de su demanda de energía para el mismo período y que no cuenta con una autorización del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) que lo exima de esta obligación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar que dicho Autogenerador deja de pertenecer como agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir de la siguiente Programación Estacional (mayo a octubre) e informar fehacientemente a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS y al Autogenerador. En la programación estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) incluirá la lista de Autogeneradores que han perdido su condición de agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Para ser reconocido nuevamente como agente, deberá repetir la solicitud a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, tal como se indica en el punto 2 de este anexo, incluyendo adicionalmente:

- el motivo por el que no cumplió con su compromiso de cubrir con generación propia el 50% o más de su demanda;
- una justificación del modo en que podrá cumplir su compromiso.

La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS podrá rechazar el pedido de considerar que la justificación no es válida y que el Autogenerador no podrá abastecer por lo menos el 50%.

ANEXO 13: VALORES DE REFERENCIA Y MAXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

1. PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES

Los tipos de combustibles considerados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se establecen teniendo en cuenta los combustibles que consume el parque térmico existente. Los tipos vigentes son: gas, carbón, Fuel Oil, Gas Oil y nuclear. Se denomina Precio de Referencia de combustible al precio previsto en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para dicho combustible, que se calcula para cada tipo de combustible vigente con la metodología establecida en el presente anexo.

Los precios de combustibles se consideran definidos en uno o más puntos físicos de referencia.

- Fuel Oil: en La Plata/San Lorenzo.
- Gas Oil: en La Plata/Luján de Cuyo.
- Carbón: en San Nicolás.
- Gas Natural: en cada central térmica con posibilidades de consumir gas.
- Nuclear: en cada central nuclear.

A los efectos de este anexo, para el Fuel Oil y el Gas Oil los puntos de referencia se denominan La Plata.

El precio de referencia de los combustibles líquidos se calcula con los precios en el mercado internacional. El precio de referencia de un combustible líquido “u” en una central “c” se calcula sumando al precio en el punto de referencia (REFCOMB) el costo del transporte hasta la central dado por el precio de referencia del flete (REFFLETE).

$$PREFCENc,u = REFCOMBu + REFFLETEc,u$$

El precio de referencia de gas se calcula con los precios en el mercado local.

El precio de referencia en central para los restantes combustibles se calcula:

a) para el gas, con la metodología indicada en el punto 5.3 del presente anexo;

b) para el carbón y combustible nuclear, con el precio de referencia del combustible.

Antes del día 5 de cada mes “m”, los Generadores deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los volúmenes consumidos en sus centrales para los distintos tipos de combustibles así como los precios a los que fueron adquiridos y transportados, junto con documentación que avale dichos precios, durante el transcurso del mes anterior “m-1”.

2. COSTO VARIABLE DE PRODUCCION DE UNA CENTRAL TERMICA

Se denomina costo variable de producción (CVP) de una central térmica, convencional o nuclear, al costo variable previsto por el Generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un período, e incluye el costo de combustibles, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles, los costos asociados a los ciclos de arranque y parada para las máquinas de semibase y de punta, y cualquier otro costo variable requerido.

Este costo se expresa por tipo de máquina instalada en la central, estableciéndose cuatro tipos posibles (turbovapor, turbogas o motores, ciclo combinado y nuclear), y para cada tipo de combustible que puede consumir la máquina, considerándose como tipo de combustible los establecidos para la definición de precios de referencia de combustibles. Los valores que definen el costo variable de producción se expresan en equivalente de unidades del combustible a consumir para producir energía eléctrica (u$s/unidad de combustible). El número de valores que definen el costo variable de producción de una central térmica depende en consecuencia de la cantidad de tipos de máquinas instaladas en la central y la cantidad de tipos distintos de combustibles que pueden consumir.

- $CVP^{m}_{c,t,u}$ = Costo variable de producción previsto en la central “c” en el subperíodo “m” del período considerado, para las máquinas tipo “t” consumiendo el combustible tipo “u”.

3. VALORES MAXIMOS RECONOCIDOS.

Se denomina Valor Máximo Reconocido a aquel que define el valor tope reconocido en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el precio de combustible, el precio de flete y los costos variables de producción.

Para los combustibles y el flete, los Valores Máximos Reconocidos están dados por el correspondiente Precio de Referencia.

Para el costo variable de producción, el valor máximo reconocido de una central térmica para un combustible se obtiene incrementando el precio de referencia para dicho combustible en un porcentaje denominado Porcentaje para el Costo Variable de Producción (%CVP). Para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) el Porcentaje para el Costo Variable de Producción se define en el 15%.

4. PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETES

4.1. DEFINICION

Los precios de referencia de fletes definen el costo de transporte de combustible para una central, que depende de la ubicación geográfica de la central, el combustible involucrado, el origen del mismo y el tipo de transporte a utilizar. En la programación y el despacho se utiliza como precio de flete de una central para un tipo de combustible el precio de referencia estacional vigente.

Para los combustibles líquidos, el precio de combustible puesto en central estará dado por el precio en el punto de referencia más el costo del transporte hasta la central dado por el precio de referencia de flete.

4.2. VALORES VIGENTES DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETE

Para cada central se debe considerar el costo que constituye, según corresponda, el transporte fluvial, ferroviario, por ducto o carretero desde el punto de referencia definido. Los precios de referencia de fletes actualmente vigentes son los indicados para el Fuel Oil en el Cuadros 1 y para el Gas Oil en el Cuadro 2. En el Cuadro 1 se indica un precio menor de flete para aquellas centrales que durante la época invernal pueden recibir producto directamente del alijo del buque que trae Fuel Oil de importación.

4.3. DEFINICION ESTACIONAL DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETES

Los precios de flete se definen junto con la Programación Estacional y no se modifican durante el semestre. En la programación semanal y diaria el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe utilizar los mismos valores que en la programación estacional.

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto de cada año, los Generadores deben suministrar las modificaciones requeridas para el próximo período estacional a los precios de referencia de flete vigentes, junto con la justificación del cambio. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con 10 días hábiles para analizar los pedidos, considerando su coherencia respecto a otros fletes para centrales en ubicaciones y condiciones similares, y el valor de referencia del transporte vigente. De no expedirse dentro de este plazo, se considera aceptada la modificación requerida por el Generador.

De considerar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que el cambio es válido, informará su aceptación al Generador y lo introducirá como nuevo precio de referencia dentro de las bases de datos. De lo contrario, deberá informar al Generador que no considera justificada la modificación solicitada, explicando el motivo, y deberá intentar llegar a un acuerdo. De no surgir acuerdo entre las partes, el Generador podrá solicitar pasar el pedido a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS. En este caso el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS el pedido del Generador con su justificación y el motivo del rechazo.

Los pedidos elevados a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS serán analizados en base a la información suministrada, los valores de flete vigentes y los precios de referencia para el transporte vigentes. Dentro de los 5 días hábiles, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

definirá en última instancia el precio a utilizar e informará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y al Generador. De no emitir una respuesta dentro de este plazo, se considerará aceptado el nuevo precio de flete pedido por el Generador.

El conjunto de precios así establecidos conformará los Precios de Fletes de Referencia y serán incluidos en las bases de datos para ser utilizados en la programación, despacho y definición de precios del siguiente Período Estacional.

4.4. MODIFICACION DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETE DURANTE SU SEMESTRE DE VIGENCIA

Si a lo largo de un Período Estacional se presenta una situación extraordinaria que modifica el flete de un Generador en más del 20% respecto del valor de referencia vigente, el Generador podrá solicitar su ajuste al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con la correspondiente justificación.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con un plazo de hasta 10 días hábiles para analizar el pedido. El valor solicitado será aceptado como nuevo Precio de Referencia de Flete si el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considera que la modificación requerida es válida, que el motivo que produce el cambio tendrá permanencia, y que se justifica realizar el cambio antes del próximo Período Estacional. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar al Generador su aceptación. Si el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no se expide sobre el pedido dentro del plazo establecido, se considera automáticamente aceptada la modificación requerida.

De rechazar el pedido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar al Generador junto con el motivo del rechazo. En caso que el Generador no considere aceptable dicho motivo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá elevar el pedido junto con la justificación de su rechazo a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, que definirá dentro de los 5 días hábiles si se mantiene el precio vigente o si se debe modificar. Al término de los 5 días hábiles, de no haberse expedido la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS se considerará automáticamente aceptado el nuevo precio solicitado.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá incorporar las modificaciones realizadas a los precios de referencia de flete, que pasará a utilizar a partir de esa fecha en la programación, despacho y definición de precios. En ningún caso se aplicará un cambio con fecha retroactiva.

5. PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES

5.1. PRECIOS ESTACIONALES Y MENSUALES

Se definen precios de referencia de combustibles estacionales y mensuales.

Antes del 1 de febrero y 1 de agosto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular e informar a los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los precios de referencia estacionales de combustibles en los puntos de referencia y en centrales correspondientes al próximo Período Estacional.

Antes del 25 de mayo y 25 de noviembre el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular los precios de referencia de combustible que resultan para el siguiente Período Trimestral.

El día 25 de cada mes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a los Generadores los precios de referencia mensuales de combustibles en los puntos de referencia y en centrales para el mes siguiente. A los efectos de no modificar el precio de referencia utilizado durante una semana, se considerará que el mes comienza en la primera semana en que por lo menos 4 días pertenecen a ese mes y termina en la primera semana en que por lo menos 4 días no pertenecen a ese mes. En consecuencia, el mes para la definición de precios de referencia mensuales de combustibles no coincidirá necesariamente con el mes calendario.

A partir de la primera semana de cada mes, el precio de referencia estacional de combustibles en los puntos de referencia y en centrales se considera como el máximo entre el precio estacional vigente el mes anterior y el precio de referencia mensual calculado para el mes en curso.

5.2. COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Los precios de referencia de los combustibles líquidos se calculan a partir del precio del combustible en el Mercado Internacional, precios registrados y precios futuros, al cual se le adiciona:

a) para combustible importado, el costo de importación del producto hasta La Plata;

b) para el combustible de origen nacional, un sobreprecio al valor FOB que representa gastos de comercialización.

En situaciones extraordinarias en que se presenten condiciones en los mercados de combustibles que se aparten significativamente de las condiciones normales, el cálculo de los precios de referencia de combustibles líquidos podrá ser modificado por la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS. La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS notificará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de dicha modificación con anticipación a la fecha en que se debe informar a los Generadores los precios de referencia.

5.2.1. PRECIOS LA PLATA

Los precios de referencia para cada combustible líquido se calculan teniendo en cuenta los precios pasados registrados en el Mercado Internacional, la tendencia del Mercado Internacional futuro, y el transporte hasta el punto de referencia denominado La Plata.

Se utilizan los precios correspondientes a características específicas de combustibles y en un puerto de comercialización internacional, definido como Nueva York.

Los combustibles seleccionados son los más representativos en cuanto a la referencia de precios de los utilizados por las centrales térmicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Sólo son válidos a los efectos de la fijación de precios de referencia y corresponden a contenidos máximos de azufre, no implicando definición alguna sobre el combustible que deben consumir las centrales a fin de cumplir con los requerimientos operativos y ambientales.

a) **Fuel Oil**:

Puerto: Nueva York

Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

Combustible: $\mathbf{KPAR} \times \mathbf{COMB1} + (\mathbf{1} - \mathbf{KPAR}) \times \mathbf{COMB2}$

siendo:

COMB1 = Fuel Oil 1.0 PCT S MAX.

COMB2 = Fuel Oil 2.2 PCT S MAX.

KPAR = Coeficiente de participación del combustible COMB1, que se define igual a 0,5.

En caso que el comportamiento de los precios o tipos de Fuel Oil consumidos en el parque se altere significativamente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá requerir a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS la modificación del coeficiente de participación de combustible del Fuel Oil KPAR, con la correspondiente justificación. La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS analizará dicha presentación y, de considerarlo necesario, podrá modificar dicho coeficiente indicando el período de validez de dicha modificación. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá notificar del cambio a los Generadores junto con la correspondiente justificación.

b) **Gas Oil**:

Puerto: Nueva York

Especificación: N° 2

Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

c) **Crudo**:

Puerto Nueva York

Especificación: WTI

Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

Para un combustible “u” en un mes “m”, se considera como Precio Medio Mensual en New York (PMESNYmu) al promedio de los valores diarios entre el día 21 del mes anterior, o sea el “m”-1, y el día 20 del mes “m”, ambos inclusive. Los valores diarios se calculan promediando los valores mínimo y máximos registrados ese día.

Para el cálculo del precio del combustible importado, a estos precios se debe adicionar el costo de internación, que se calcula de acuerdo a valores de referencia que se definen para el flete, seguro, tasa de estadísticas, alije y otros gastos.

a) El Flete New York - La Plata (FL) es el correspondiente a buques de 45.000t a 80.000t de porte bruto, ajustado con el AFRA LR1 que se publica mensualmente.

b) El costo del seguro (CSEG) se considera como un porcentaje del valor CYF (costo FOB del producto más flete) que se toma como 0,5%.

c) La tasa de estadística (TE) se toma como una alícuota del 3% del valor CYF.

d) Dado que las embarcaciones consideradas no pueden ingresar a puertos de centrales, se las considera alijadas en zonas destinadas a tal fin, como ser el punto alfa o zona Charly. Se considera como valor representativo del alije (ALIJE) a 7,22 u$s/m3.

e) Se considera 1% del valor CYF como gastos administrativos y bancarios (G1), y 0,041 u$s/m3 como gastos por inspección (G2).

f) Para el Fuel Oil se considera además un costo por aditivación (AD) de acuerdo a la participación supuesta del combustible COMB1.

Para el mes “m”, el precio en el Puerto de La Plata para el combustible “u” de importación resulta:

$$PLAPIMP^{m}_{u} = \left(PMESNY^{m}_{u} + FL\right) \times \left(1 + PORC\right) + GI + AD$$

siendo:

PORC =CSEG + TE + G1 = 0,5% + 3% + 1% = 4,5%

GI = ALIJE + G2 = 7,22 + 0,041 = 7,261 u$s/m3

AD = 0 u$s/t para el Gas Oil, y para el Fuel Oil si KPAR es mayor o igual que 0,5
3 u$s/t para el Fuel Oil si KPAR es menor que 0,5

El precio de La Plata para combustible local se calcula con el precio FOB Nueva York más un adicional (PR) por gastos de comercialización que se define en 6 u$s/t para el Fuel Oil y 4 u$s/m3 para el Gas Oil. Para el mes “m” y el combustible “u” resulta:

$$PLAPLOC^{m}_{u} = PMESNY^{m}_{u} + PR_{u}$$

Para el Fuel Oil en el período octubre a abril el Precio La Plata está dado por el precio para combustible local, mientras que para el período mayo a septiembre está dado por el Precio en La Plata para combustible importado.

Para el Gas Oil el Precio La Plata está dado por el precio para combustible importado en todos los meses del año.

5.2.2. PRECIOS NEW YORK A FUTURO

Para el Gas Oil se toman los valores correspondientes al combustible indicado en las cotizaciones registradas a futuro en el mercado internacional señalado.

Para el Fuel Oil (FO), al no existir un mercado a futuro consolidado de este producto, su precio futuro se calcula relacionado con el comportamiento del Mercado Futuro del crudo (CR) y del Gas Oil (GO). Se considera para determinar esta relación una participación (KCR) del 20% del Mercado Futuro del crudo, y el resto del Mercado Futuro de Gas Oil. Para un mes futuro “m” resulta:

$$PFUTNY^{m}_{FO} = PMESNY^{m1}_{FO}\left[\left(PFUTNY^{m}_{CR}/PMESNY^{mf}_{CR}\right)\times KCR + \left(PFUTNY^{m}_{GO}/PMESNY^{mf}_{GO}\right)\times\left(1-KCR\right)\right]$$

siendo "m1" el último mes transcurrido a la fecha de realizar el cálculo.

5.2.3. PRECIOS DE REFERENCIA ESTACIONAL

El precio de referencia estacional es el promedio del PRECIO LA PLATA de los meses futuros, dónde los meses a considerar para los precios New York son los meses comprendidos entre el mes anterior al primer mes del período y el mes anterior al último mes del período, ambos inclusive.

5.2.4. PRECIO DE REFERENCIA MENSUAL

El precio de referencia mensual para un mes "m" es el precio La Plata (PLAP) para dicho mes, promediando los precios Nueva York calculados entre el día 21 del mes m-2 y el día 20 del mes m-1, ambos inclusive, para todos aquellos días en que hubo operaciones.

5.3. PRECIOS DE REFERENCIA DEL GAS

El Precio de Referencia Estacional del Gas en centrales está dado por las correspondientes tarifas vigentes para el período semestral para las licenciatarias del Transporte y Distribución de gas que informa el ENARGAS para suministro interrumpible (I) en los cuadros denominados "Grandes Usuarios - Cargos por m3 consumido, régimen ID o IT". Para cada central el Precio de Referencia estará dado por el tipo de vinculación a la red de gas, ya sea directamente al Transportista (T) o a la Distribuidora (D). El Precio de Referencia de Gas en el punto de referencia está dado por la tarifa correspondiente para Capital. Si un Generador presenta un contrato de gas ininterrumpible, se le aplicará la tarifa correspondiente a suministro ininterrumpible.

Las tarifas de gas tienen una vigencia semestral, a partir de mayo y de noviembre, por lo que se define el precio de referencia de gas mensual igual al precio de referencia estacional del Período Estacional al que pertenece el mes.

5.4. PRECIOS DE REFERENCIA DEL CARBON.

Se define el Precio de Referencia del carbón como un porcentaje del Precio de Referencia del combustible considerado que sustituye a igualdad calórica, estableciéndose como combustible sustituto el Fuel Oil, siendo el porcentaje referido del NOVENTA POR CIENTO (90%) entre mayo y octubre y del OCHENTA Y SIETE POR CIENTO (87%) entre noviembre y abril.”

5.5. PRECIOS DE REFERENCIA DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En tanto se realice la privatización de las centrales nucleares, el precio de referencia estacional del combustible nuclear en centrales será el declarado estacionalmente por cada central nuclear con aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS. De no realizar declaración, se considera que sigue vigente el precio de referencia del Período Estacional anterior.

El precio de referencia mensual se considera igual al precio de referencia estacional del Período Estacional al que pertenece el mes.

6. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION ESTACIONAL

6.1. DECLARACION ESTACIONAL DEL COSTO VARIABLE DE PRODUCCION

Junto con el envío de los datos requeridos para la Programación Estacional, los Generadores deben declarar los costos variables de producción de las centrales térmicas:

El Generador debe declarar el costo variable de producción de cada central térmica como un conjunto de valores, que corresponden a cada tipo de máquina y cada tipo de combustible que pueden consumir, tal como se define en el punto 2 de este Anexo. Dentro del período, el Generador puede discriminar subperíodos de uno o más meses de forma tal que los subperíodos cubran la totalidad del período, cada uno con sus propios costos declarados.

La declaración de costo variable de producción de una central térmica, ya sea convencional o nuclear, debe indicar:

- la identificación de la central y el o los tipos de combustible disponibles a consumir en el período;
- la definición de los subperíodos en que se divide el período;
- para cada subperíodo definido, el costo variable de producción para cada tipo de máquina instalada en la central y cada combustible que puede consumir, definido en $ por unidad de combustible.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe definir en cada central térmica el costo variable de producción estacional (CVPE), para cada tipo de máquina térmica instalada en la central y para cada tipo de combustible que puede consumir, con la siguiente metodología.

- Si el Generador declaró en el costo variable de producción de la central el valor correspondiente al tipo de máquina y tipo de combustible, el costo variable de producción estacional es el costo declarado salvo que el mismo supere el correspondiente tope, en cuyo caso es el valor máximo reconocido de la central para el combustible.
- Si el Generador en su declaración de costo variable de producción en la central no indicó valor para el correspondiente tipo de máquina y tipo de combustible, el costo variable de producción estacional es el precio de referencia de dicho combustible en la central.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incorporar los costos variables de producción estacional de las centrales térmicas a las Bases de Datos de forma tal que estos valores sean utilizados para la Programación Estacional (indicativa, provisoria y definitiva), definición de precios estacionales, programación semanal y diaria, y sanción de los precios horarios de la energía.

6.2. DECLARACION DEL SOBRECOSTO DE PRODUCCION DE UNA MAQUINA DE BASE TURBOVAPOR OPERANDO DE PUNTA

El despacho económico de mínimo costo puede requerir, dada la variación de la demanda a lo largo de un día hábil, operar una máquina turbovapor como una máquina de punta, o sea saliendo fuera de servicio en horas de baja demanda para luego volver a entrar en horas de pico. Este tipo de operación no es posible en este tipo de máquina y puede obligar a forzar la potencia de la máquina en las horas que por despacho no debería estar generando.

Se denomina Precio de la Energía de Máquinas Forzadas por Requerimientos de Pico ($FORPI) al precio máximo al que es remunerada en un día hábil la energía de una máquina turbovapor de punta en las horas que no pertenecen a la banda horaria de pico y que resulta forzada al mínimo técnico. Dicho precio se define durante todo el semestre de un Período Estacional con el Precio Estacional de la energía para la banda horaria de valle vigente durante el primer trimestre del mismo Período Estacional del año anterior.

Junto con la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada máquina turbovapor "q" y cada tipo de combustible ‘u” el sobrecosto de referencia y valor máximo reconocido de ser requerida a operar en un día hábil por requerimientos de la banda horaria de pico. Para ello se asume que en las horas fuera de pico de día hábil resulta forzada y remunerada al Precio de la Energía de Máquinas Forzadas por Requerimientos de Pico ($FORPI) salvo que dicho precio resulte mayor que su costo operativo en cuyo caso es remunerada a su costo operativo.

a) Sobrecosto de referencia de punta (REFPI): Es el sobrecosto por combustible que representa su operación forzada en un día hábil por requerimientos de punta. De resultar un valor negativo, por ser el costo operativo menor que el Precio de la energía de máquinas forzadas por requerimiento de pico ($FORPI), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que el valor de referencia es cero.

$$REFPI_{q,u} = \frac{\left(CO_{q,u} - \$FORPI\right) \times PMIN_q \times NHFPI}{PMAX_q \times NHPI}$$

Siendo:

CO: costo operativo de la máquina turbovapor operando a mínimo técnico consumiendo el combustible tipo "u".

PMIN: mínimo técnico de la máquina.

PMAX: potencia máxima operable de la máquina.

NHPI: número de horas en la banda horaria de pico.

NHFPI: número de horas del día que no pertenecen a la banda horaria de pico.

b) El valor máximo reconocido del sobrecosto de punta (MAXPI): se calcula como el sobrecosto por combustible incrementando en el Porcentaje para el Costo Variable de Producción (%CVP) establecido que representa su operación forzada en un día hábil por requerimientos de punta. Si el costo operativo incrementado resulta menor que el Precio de la Energía de Máquinas Forzadas por Requerimiento de Pico ($FORPI), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que el valor máximo es cero.

$$\mathbf{MAXPI_{q,u}} = \frac{\left(\mathbf{CO_{q,u}} \times \left(1 + \mathbf{\%CVP}\right) - \mathbf{\$FORPI}\right) \times \mathbf{PMIN_q} \times \mathbf{NHFPI}}{\mathbf{PMAX_q} \times \mathbf{NHPI}}$$

Junto con los datos para la Programación Estacional, el Generador térmico debe informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el sobrecosto de cada una de sus máquinas turbovapor cuyo valor de referencia de punta (REFPI) y máximo reconocido (MAXPI) no son nulos, cuando las mismas sean requeridas por el despacho en un día hábil exclusivamente para la banda horaria de pico, denominado sobrecosto de punta. El Generador deberá declarar, para la máquina turbovapor y cada tipo de combustible considerando que sólo resulta despachada en la banda horaria de pico y en el resto del día está forzada al mínimo técnico con la remuneración indicada, el sobrecosto de punta, expresado en equivalente de combustible, que corresponda al sobrecosto por encima del Costo Variable de Producción por operar como turbovapor de punta en vez de turbovapor de base.

Dentro de cada central, para cada combustible se podrán discriminar los mismos subperíodos de uno o más meses definidos por el Generador para la declaración del costo variable de producción de la central para máquinas turbovapor con dicho combustible.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe fijar el sobrecosto estacional de punta (SCPE) en cada máquina turbovapor para cada tipo de combustible que puede consumir, con la siguiente metodología.

- Si el Generador declaró en el sobrecosto de punta de la máquina el valor correspondiente al tipo de combustible, el sobrecosto estacional de punta es el costo declarado salvo que supere el correspondiente tope, en cuyo caso es el valor máximo reconocido de la máquina para el combustible.
- Si el Generador en su declaración de costo de punta no indicó valor para la máquina y/o el tipo de combustible, el sobrecosto estacional de punta es el correspondiente sobrecosto de referencia de punta para el (REFPI).

6.3. MODIFICACION DE LOS COSTOS DE PRODUCCION DECLARADOS

Si se verifica que el precio de referencia mensual para un combustible, en su punto de referencia, informado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) resulta con una variación de por lo menos CINCO POR CIENTO (5%) respecto del valor vigente como precio de referencia estacional del combustible en la central, las centrales térmicas que hayan declarado para el período costos variables de producción podrán requerir junto con el envío de los datos para la programación semanal de la primera semana del mes modificar para dicho combustible su costo variable de producción estacional y/o costo de punta estacional en un porcentaje que no podrá ser mayor que el porcentaje de variación registrado entre el precio de referencia mensual y el estacional. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe rechazar el pedido si la variación solicitada supera el porcentaje al que está habilitado el Generador. Los costos variables de producción y costos de punta para el combustible en la central que resulten de este tipo de ajuste requerido por el Generador se considerarán los costos variables de producción estacional y costos de punta estacional a partir de la primera semana definida como perteneciente al mes en que se verifica el apartamiento. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe notificar junto con los resultados de la programación semanal de la primera semana del mes las modificaciones que resulten en los precios de referencia estacionales de combustibles y en los costos variables de producción estacional.

CUADRO 1
(Según Resolución SEE 137/92)
PRECIOS DE FLETE DE REFERENCIA
PARA EL FUEL OIL ($/t)

Central	**Flete ($/t)**	**Mayo/Set**
Bahía Blanca	21.08	
Calchines	7.65	
Costanera	7.2	25.49
Deán Funes	21.22	
Independencia	44.37	
Luján de Cuyo	135	
Mar del Plata	15.34	
Necochea	18.31	
Nuevo Puerto	7.2	25.49
Pedro de Mendoza	6.22	
Pilar	165	
Puerto Nuevo	7.2	25.49
San Nicolás	23.72	
Sorrento	10.48	7

CUADRO 2
(Según Resolución SEE 137/92)
PRECIOS DE FLETE DE REFERENCIA
PARA EL GAS OIL ($/m3)

Central	Flete ($/m3)
AES Paraná	13.35
Barranqueras	23.5
Bragado	13.86
Buenos Aires	7.27
Catamarca	44.62
Cruz de Piedra	170
Corrientes	23.5
Costanera	7.27
Deán Funes	30.18
Dique	2.65
Dock Sud	4.4
Formosa	32.11
Frías	44.62
Goya	29.2
Independencia	49.63
Junín	14.75
La Banda	43.12
Luján de Cuyo	115
Levalle	45
La Rioja	26.72
Mar de Ajó	9.88
Mar del Plata	14.5
M. Maranzana	50
Nuevo Puerto	7.27
Palpalá	63.24
Paraná	15.09
Pedro de Mendoza	5.66
Pehuajó	18.13
Río Cuarto	24.93
Salta	61.77
Sarmiento (S.J.)	87
Sarmiento (Tuc.)	49.63
Santa Catalina	24.73
Santa Fé Oeste	14.1
San Francisco	19.47
San Nicolás	13.35
Suroeste	28.12
San Pedro	63.24
TAND	61.77
Villa Gesell	12.2
Villa María	46

ANEXO 14: COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA

El OED y los Generadores del MEM encararán un estudio entre ellos para analizar:

- las condiciones requeridas para hacer paradas diarias y/o semanales con máquinas de base;
- costo de arranque y parada para máquinas turbovapor convencionales y nucleares para salidas por ciclado diario o semanal y para salidas prolongadas (más de 48horas).

El mismo deberá ser presentado antes del 1/7/92 a la SEE para su análisis. En base a ello la SEE definirá antes del 1/8/92:

- las posibilidades de cada máquina turbovapor del parque de realizar paradas en caliente;
- el tratamiento de las máquinas forzadas en el despacho por restricciones propias en sus posibilidades de arranque y parada (precio al que será remunerada su energía);
- la remuneración a aplicar a los rearranques solicitados por el OED de máquinas turbovapor y nucleares (costo de arranque y parada).

Hasta el 31/07/92, el cálculo del Costo de arranque y parada (CAP) de turbinas de vapor y centrales nucleares se expresará en dólares como:

$$\mathbf{CAP = A \times FRC \times I \times P \times C / 8760h}$$

donde:

A = porcentaje de la inversión total afectada al envejecimiento por el proceso de arranque y parada.

FRC = factor de recuperación del capital.

I = inversión unitaria actualizada de la unidad considerada (U$S/kW).

P = potencia en kW de la unidad considerada.

C = tiempo en horas de funcionamiento equivalente al arranque-parada.

El factor de recuperación del capital se calcula como:

$$\mathbf{FRC = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}}$$

donde:

n = vida media útil en años.

i = tasa de interés anual.

Para la aplicación del presente régimen se adopta:

a) **Para Centrales Nucleares:**

con n = 30 años, i = 0,08, resulta FRC = 0,08883;

I = 1800 U$S/kW

A = 0,34

b) **Para Grupos Turbovapor:**

con n = 35 años, i = 0,08, resulta FRC = 0,0858;

I = 1170 U$S/kW para instalar una central de 20MW, considerándose que por cada incremento de 10MW en la potencia instalada la inversión unitaria disminuye en 10U$S/kW.

A = 0,2519

El factor C se define de acuerdo a la duración de la parada, o sea el tiempo transcurrido desde que se produjo la salida de servicio del generador hasta el momento en que el OED solicitó su retorno al Servicio.

- C = 1hr para una parada de hasta 12hrs.
- C = 30hrs para una parada de más de 12hrs y hasta 48hrs.
- C = 130hrs para una parada de más de 48hrs.

c) **Para Grupos Turbogas en ciclo abierto aplicable solamente para operación en Generación Forzada motivada por restricciones asociadas al sistema de Transporte por Distribución Troncal o de Distribución o al control de tensión y suministro de potencia reactiva:**

con n=20 años, i=0,08, resulta FRC=0,10185

I=750 $/kW para instalar una central de 20 MW, considerándose que por cada incremento de 10 MW en la potencia instalada la inversión unitaria disminuye en 10 $/kW.

A=0,280 x k siendo:

k=P/125000 para potencias menores o iguales a 125 MW

k=1 para potencias superiores a 125 MW

C=20 para cada ciclo de arranque y parada cualquiera sea el tiempo entre ambos estados".

ANEXO 15: PARAMETROS

1. RESERVAS DE CORTO PLAZO y DE CONFIABILIDAD

Los precios máximos a abonar para la remuneración de los distintos servicios de reserva de corto y mediano plazo, con excepción de la Reserva de CUATRO (4) horas, se establecen como:

Un porcentaje (%) del precio de la energía en el Mercado (PM), para la Reserva Operativa (%KRO), la Reserva de DIEZ (10) minutos (%KR10M) y la Reserva Fría (%KRF).

Un porcentaje (%) del precio de la potencia en el Mercado ($PPAD), para el Servicio de Reserva instantánea (%SRI), la Reserva de Confiabilidad (%KRCmáx) y la Reserva de Confiabilidad Forzada (%KRCF).

En consecuencia, el precio máximo a abonar por los distintos servicios de reserva resultan:

- Precio del Servicio de Reserva Instantánea: %SRI * $PPAD
- Precio Máximo del Servicio de Reserva Operativa: %KRO * PM
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de DIEZ (10) minutos: %KR10M * PM
- Precio Máximo del Servicio de Reserva Fría: %KRF * PM
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de Confiabilidad: %KRCmáx * $PPAD.
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de Confiabilidad Forzada: %KRCF * $PPAD.

Asimismo, se define un precio mínimo a abonar a los generadores como un porcentaje (%) del precio de la potencia en el Mercado ($PPAD) para remunerar la Reserva de Confiabilidad (%KRCmín) asignada. Por lo tanto, el precio mínimo para abonar el Servicio de Reserva de Confiabilidad será:

Precio Mínimo del Servicio de Reserva de Confiabilidad: %KRCmín * $PPAD.

Los servicios de reserva aludidos precedentemente se remuneran durante las horas que se detallan a continuación:

El Servicio de Reserva Instantánea, la reserva operativa, la reserva de DIEZ (10) minutos y la reserva de VEINTE (20) minutos, dado el servicio que se requiere entregar, se abonará todas las horas de todos los días y con compromiso de cumplimiento durante dichas horas.

La reserva de CUATRO (4) horas y la reserva de confiabilidad, conforme los requerimientos que le dan origen, se abonarán todas las horas en que se remunera la potencia, con la obligación de entrega del compromiso asumido durante tales horas.

2. REMUNERACION BASE DE POTENCIA

Se define el factor KPPAD, como un coeficiente de ajuste del valor de $PPAD.

Se definen, conforme lo establecido en el Anexo 21 – "REMUNERACION BASE DE POTENCIA", los siguientes parámetros:

KDEM: Definido como el "Coeficiente de Incremento de la Demanda" a aplicar sobre la prevista en la Programación Estacional con el objeto de tener en cuenta que reciban remuneración aquellas máquinas que podrán ser requeridas en el período que no ingrese nuevo equipamiento.

%KEXCTERM: Definido como la "Probabilidad de Excedencia de Máximo Requerimiento Térmico" que se corresponde con la probabilidad de exceder el mínimo requerimiento térmico de energía despachada, dentro de las series de resultados obtenidos en el Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico.

%MRD: Definido como el "Mínimo Requerimiento de Despacho" a ser considerado para el Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico.

3. VALORIZACION DE LOS PARAMETROS

Los parámetros precedentemente definidos tendrán los siguientes valores:

PARÁMETRO	VALOR	
%SRI	13,5 %	
%KRO	20 %	
%KR10M	15 %	
%KRF	10 %	
%KRCmáx	0 %	
%KRCF	0 %	
%KRCmín	0 %	
Kppad	1,20	
KDEM	MEM	1,10
	MEMSP	1,05
%KEXCTERM	5 %	
%MRD	10 %	

ANEXO 16: REGLAMENTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

1. REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1. TITULO I: SUJETOS Y CARACTERÍSTICAS GENERALES

ARTICULO 1º.- Denomínase SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA a la actividad, sujeta a concesión, que tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores, los Grandes Usuarios, o los nodos frontera, utilizando para ello instalaciones, propiedad de transportistas o de otros agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 2º.- Denomínase SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN a la actividad de transportar energía eléctrica entre REGIONES ELÉCTRICAS por medio del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN, en los términos que determine su respectivo CONTRATO DE CONCESIÓN.

ARTICULO 3º.- Denomínase SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN al conjunto de instalaciones de transmisión, de tensiones iguales o superiores a DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV), incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto las existentes como las que se incorporen como resultado de ampliaciones efectuadas en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, destinado a la actividad de transportar energía eléctrica entre regiones eléctricas.

ARTICULO 4º.- A los efectos del presente Reglamento se identifican como REGIONES ELÉCTRICAS a las que áreas que se enumeran a continuación: GRAN BUENOS AIRES, LITORAL, BUENOS AIRES, CENTRO, CUYO, NOROESTE ARGENTINO (NOA), NORESTE ARGENTINO (NEA), COMAHUE Y PATAGONIA SUR, cuya delimitación estará a cargo de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM.

ARTICULO 5º.- Denomínase SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL a la actividad de transportar energía eléctrica por medio del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, en los términos de su respectivo CONTRATO DE CONCESIÓN.

ARTICULO 6º.- Denomínase SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL al conjunto de instalaciones de transmisión, en tensiones iguales o superiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y menores a CUATROCIENTOS KILOVOLTIOS (400 kV), destinadas a vincular eléctricamente en el ámbito de una misma REGIÓN ELÉCTRICA a los Generadores, los Distribuidores y a los Grandes Usuarios entre sí, con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN o con otros SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL.

Las instalaciones enunciadas en el párrafo precedente incluyen el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto existente como nuevo, que se incorpore como resultado de ampliaciones efectuadas en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

***NOTA CAMMESA*: Ver Punto 6° del Anexo I de la Resolución Secretaría de Energía N° 84/2003**

ARTICULO 6º BIS 1.- Denomínase SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL a la actividad de transportar energía eléctrica entre uno o más puntos de conexión en nodos de instalaciones de otros Transportistas, de Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte o de otros titulares de instalaciones en territorio nacional y el nodo frontera de vinculación al sistema eléctrico de un país limítrofe, en los términos que determine su respectivo CONTRATO DE CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.

Denomínase nodo frontera a aquel nodo del sistema eléctrico, físico o virtual, donde se materializa la vinculación entre una INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL y el sistema eléctrico de un país limítrofe.

La definición anterior se aplicará exclusivamente a las instalaciones que se incorporen como resultado de Concesiones otorgadas en los términos del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE

UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN o de ampliaciones efectuadas en sus términos.

ARTICULO 6º BIS 2.- Denomínase INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL al conjunto de instalaciones de transmisión, incluyendo el equipamiento de compensación transformación, conversión, maniobra, control y comunicaciones, afectado a la prestación del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en el marco de una determinada CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.

ARTICULO 7º.- Denomínase TRANSPORTISTA al Titular de una CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA otorgada dentro del marco de la Ley N º 24.065.

ARTICULO 8º.- Denomínase TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE al propietario y operador de instalaciones de transporte de energía eléctrica, que bajo las condiciones establecidas por una licencia técnica otorgada por una TRANSPORTISTA, pone a su disposición dichas instalaciones, sin adquirir por ello el carácter de agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 9º.- Son USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios reconocidos como agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. Se denominan USUARIOS DIRECTOS de una TRANSPORTISTA a los que se encuentren físicamente vinculados a sus instalaciones. Se denominan USUARIOS INDIRECTOS de una TRANSPORTISTA a los que se encuentren eléctricamente vinculados con ella a través de las instalaciones de otros agentes del MEM.

ARTICULO 10.- Denomínase CONEXIÓN entre una TRANSPORTISTA y sus USUARIOS DIRECTOS, otra TRANSPORTISTA o nodo frontera al conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, por los cuales se materializa su vinculación eléctrica en un punto determinado del SISTEMA DE TRANSPORTE operado por la TRANSPORTISTA.

ARTICULO 11.- En toda conexión deberá determinarse las instalaciones que quedan sujetas a tal interconexión de propiedad del USUARIO DIRECTO, otra TRANSPORTISTA o nodo frontera y de la TRANSPORTISTA, así como las que sean utilizadas en forma recíproca por servir éstas a la actividad que desarrolla cada una de las partes, debiendo expresamente definirse para su validez los alcances de la responsabilidad de las partes, la que, en el caso de LA TRANSPORTISTA no podrá exceder la establecida en el Artículo 23 de este reglamento.

En consecuencia, en toda relación de interconexión deberá definirse, bajo la forma de un Convenio de Conexión que será comunicado a la OED, los siguientes elementos esenciales:

a) el o los puntos de recepción o de entrega propios de cada SISTEMA DE TRANSPORTE;

b) las instalaciones del USUARIO, otra TRANSPORTISTA o nodo frontera afectadas a la interconexión;

c) instalaciones del USUARIO, otra TRANSPORTISTA o nodo frontera y de la TRANSPORTISTA que se utilizarán en forma recíproca;

d) la operación y mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a un punto de CONEXIÓN;

e) las especificaciones del diseño de las instalaciones afectadas a la conexión;

f) condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes;

g) determinación de la vinculación física desconectable o removible que servirá de límite entre las instalaciones de las partes;

h) El límite de responsabilidad de las partes, no pudiendo, en el caso de la TRANSPORTISTA exceder del definido en el Artículo 23 de este reglamento.

ARTICULO 12.- En caso de vencer o ser denunciado un Convenio de Conexión, las partes tendrán un plazo de SESENTA (60) DÍAS para acordar un nuevo Convenio. Durante dicho plazo, a efectos de dar continuidad a la operación, la relación de conexión y uso entre las partes será reglada por el Convenio cuya vigencia ha caducado.

Vencidos los plazos antedichos sin que lo prescrito se efectivizara, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD determinará, de oficio o a pedido de una de las partes o de CAMMESA, las condiciones de conexión y uso que serán de aplicación obligatoria para las partes.

ARTICULO 13.- Los propietarios de instalaciones afectadas al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, deberán permitir el libre acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas teniendo como contraprestación, derecho a percibir la remuneración que determine la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM. A tales efectos, el propietario y quien solicite el acceso a sus instalaciones, deberán cumplir con los términos del presente Reglamento y con la normativa que al respecto dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM.

ARTICULO 14.- CAMMESA tendrá derecho a acceder libremente al SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA para realizar las auditorías técnicas que fuere menester como consecuencia del ejercicio de las funciones que le otorga el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

1.2. TITULO II - LIMITE DE LAS INSTALACIONES DEL CONCESIONARIO DEL TRANSPORTE CRITERIOS DE OPERACIÓN

ARTÍCULO 15.- El límite entre las instalaciones de la TRANSPORTISTA y las de los USUARIOS DIRECTOS, otras TRANSPORTISTAS o nodo frontera deberá ser en todos los casos una vinculación física desconectable o removible la que será determinada por las partes a ese efecto.

ARTÍCULO 16.- Las instalaciones del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE se considerarán parte integrante del SISTEMA DE TRANSPORTE al que sirven.

ARTÍCULO 17.- La TRANSPORTISTA deberá operar las instalaciones que integran su SISTEMA DE TRANSPORTE en las condiciones que, a tales efectos, disponga CAMMESA, en cumplimiento de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en los términos del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 18.- En relación a las instalaciones de una CONEXIÓN, la TRANSPORTISTA deberá acordar con sus USUARIOS DIRECTOS, con otras TRANSPORTISTAS o con el titular extranjero en el nodo frontera las especificaciones del diseño de la CONEXIÓN y las modalidades aplicables a su operación y mantenimiento.

1.3. TITULO III - DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

ARTICULO 19.- La TRANSPORTISTA deberá:

1. Prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, permitiendo el acceso libre e indiscriminado de otros agentes a sus instalaciones en los términos de su CONTRATO DE CONCESION, del presente Reglamento y de las restantes normas que regulan la actividad de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA;
2. Respetar las instrucciones que imparta el OED para la operación del Sistema Eléctrico y la administración del MEM;
3. Dar cumplimiento a lo acordado con los USUARIOS, otras TRANSPORTISTAS o con el titular extranjero en el nodo frontera en cuanto a la operación del equipamiento de CONEXION;
4. Otorgar libre acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designen el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENTE) y/o el OED;
5. Otorgar libre acceso a las instalaciones de la interconexión a USUARIOS, otras TRANSPORTISTAS interconectadas o al titular extranjero en el nodo frontera a los efectos previstos en los respectivos Convenios de Conexión;
6. Suministrar, en tiempo y forma, al OED la información requerida para la planificación de la operación, su gestión en tiempo real y aquélla que fuere necesaria para llevar a cabo su función de administradora del MEM;
7. Suministrar al ENTE toda la información que éste le requiera para el cumplimiento de su función específica.
8. Determinar las instalaciones del USUARIO que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE y notificarlo al OED.

ARTICULO 20.- El USUARIO tendrá derecho a:

1. Conectarse a un SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA en uno o más puntos respetando para ello los procedimientos que, a tales efectos establezca la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en los términos del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065;
2. permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales convenidas con la TRANSPORTISTA y las que surjan de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM según lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065;
3. definir conjuntamente con la TRANSPORTISTA las instalaciones que quedarán afectadas para prestaciones recíprocas y su remuneración, con intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 20 BIS.- El titular extranjero en el nodo frontera tendrá derecho a:

1. Conectarse a un SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en el nodo frontera respetando para ello los procedimientos que, a tales efectos establezca el OED en acuerdo con el ORGANISMO COORDINADOR del país limítrofe y lo convenido en el Convenio de Conexión;
2. permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales convenidas con la TRANSPORTISTA y las que surjan de las normas que establezca el OED en acuerdo con el ORGANISMO COORDINADOR del país limítrofe;
3. definir conjuntamente con la TRANSPORTISTA las instalaciones que quedarán afectadas para prestaciones recíprocas y su remuneración, con intervención del ENRE.

ARTICULO 21.- La TRANSPORTISTA y los USUARIOS DIRECTOS, otras TRANSPORTISTAS interconectadas o el titular extranjero en el nodo frontera deberán:

1. Firmar los Convenios de Conexión a que se hace referencia en este Reglamento;
2. Disponer los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros agentes.
3. Cumplir con las exigencias contenidas en la normativa dictada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en lo que hace a los sistemas SCOM, SMEC y SOTR.

ARTICULO 22.- la TRANSPORTISTA tendrá derecho a exigir a sus USUARIOS DIRECTOS e INDIRECTOS, así como a otra TRANSPORTISTA que esté interconectada a su SISTEMA DE TRANSPORTE, que instalen, a su exclusivo costo, el equipamiento de control y protección necesario para optimizar la eficiencia de gestión del Sistema Eléctrico, debiendo para ello solicitar la autorización previa del ENRE.

En cuanto al titular extranjero en el nodo frontera, las obligaciones de instalación de equipamiento entre las partes serán aquellas que surjan del respectivo Convenio de Conexión y las que surjan de las normas que establezca el OED en acuerdo con el ORGANISMO COORDINADOR del país limítrofe.

ARTICULO 23.- La responsabilidad de LA TRANSPORTISTA por las salidas de servicio e indisponibilidades de su SISTEMA DE TRANSPORTE se limitará a las sanciones determinadas en su CONTRATO DE CONCESION, tanto en relación al Poder Concedente como frente a terceros.

ARTICULO 24.- EL USUARIO es responsable de solicitar, en forma oportuna, las ampliaciones del SISTEMA DE TRANSPORTE en su área de influencia que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, en los términos de a) el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA o b) el REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACION, según corresponda.

ARTICULO 25.- El propietario de las instalaciones o aparatos afectados al SISTEMA DE TRANSPORTE es responsable de su puesta en servicio, control, operación y mantenimiento, salvo acuerdo con otro agente del MEM.

ARTICULO 26.- El USUARIO, la TRANSPORTISTA, las TRANSPORTISTAS que se interconecten y el titular extranjero en el nodo frontera deberán notificarse recíprocamente las Normas de Seguridad que se aplicarán en las respectivas interconexiones.

ARTICULO 27.- Cualquier tipo de trabajo que deba realizarse sobre los equipamientos de la CONEXIÓN deberá ser previamente acordado entre las partes de la relación de interconexión y se ejecutará con su supervisión técnica.

1.4. TITULO IV - INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE

ARTICULO 28.- La TRANSPORTISTA deberá notificar al ENTE y al OED si alguna Instalación del USUARIO, otra TRANSPORTISTA interconectada, o las instalaciones del titular extranjero en el nodo frontera produjere un efecto adverso en su SISTEMA DE TRANSPORTE o sobre un USUARIO, debiendo determinar la naturaleza del apartamiento e indicar las medidas correctivas.

ARTICULO 29.- De ser caracterizada tal irregularidad por el ENTE como un incumplimiento de las condiciones de interconexión, la TRANSPORTISTA intimará al USUARIO, a la otra TRANSPORTISTA interconectada, o al titular extranjero del nodo frontera a llevar a cabo las medidas correctivas pertinentes dentro de un plazo de VEINTE (20) DIAS.

ARTICULO 30.- Si el USUARIO, una TRANSPORTISTA interconectada, o el titular extranjero del nodo frontera no efectuara las medidas correctivas, dentro del plazo establecido en el artículo precedente, el ENTE autorizará a la TRANSPORTISTA a desconectar sus instalaciones.

ARTICULO 31.- Si la condición o modo operativo del sistema o equipos de una de las partes interconectadas pusiera en serio riesgo la seguridad del personal o de los equipos de la otra, la parte bajo amenaza tendrá el derecho de desenergizar las instalaciones de la otra mientras subsista la situación de riesgo, debiéndose reenergizarlas ni bien se haya producido su desaparición.

ARTICULO 32.- El USUARIO deberá notificar a la TRANSPORTISTA, con doce (12) meses de anticipación, su voluntad de desafectar y desconectar sus instalaciones. Si el USUARIO desafectase y desconectase sus instalaciones antes del vencimiento del plazo establecido en el párrafo precedente deberá pagar los cargos que integran la remuneración del TRANSPORTE hasta su terminación. De ser una AMPLIACIÓN deberá abonar los cargos correspondientes hasta el cumplimiento del periodo de amortización.

1.5. TITULO V - SERVICIOS AUXILIARES: OBLIGATORIEDAD DEL USO RECIPROCO DE DETERMINADAS INSTALACIONES

ARTICULO 33.- Aquellas instalaciones o servicios de la zona de influencia del punto de interconexión cuyo uso actual tiende a posibilitar o a facilitar la circulación de energía eléctrica en tal punto, que sean de propiedad del USUARIO y/o de la TRANSPORTISTA serán de uso recíproco obligatorio, debiendo las partes determinar, en cada caso concreto a través de un Convenio de Conexión, las instalaciones que se encuentran comprendidas en dicho régimen, plazo, sanciones por incumplimiento así como su remuneración, con intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 34.- Considérase comprendidas en el régimen descripto en el artículo precedente a las instalaciones de control y/o de mantenimiento, a las de alimentación eléctrica en baja tensión así como a las de los canales de comunicación.

ARTICULO 35.- La prestación de Servicios Auxiliares comprende:

a) el derecho de acceder a las instalaciones de uso recíproco que se encuentren situadas en inmuebles de propiedad de la otra parte;

b) el servicio de operación que deberá prestar una parte a la otra;

c) el servicio de mantenimiento que deberá prestar una parte a la otra.

2. REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1. TITULO I - ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE

ARTICULO 1º.- Todo USUARIO o futuro USUARIO del SISTEMA DE TRANSPORTE que requiera el acceso a la capacidad de transporte existente deberá presentar una SOLICITUD ante LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE (LA TRANSPORTISTA) correspondiente. Cuando el USUARIO no fuere agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deberá solicitar previamente la Autoridad Regulatoria del MEM su reconocimiento como tal.

d) Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD.

e) Información básica requerida por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

f) Detalles de los contratos de suministro de energía eléctrica que el SOLICITANTE tenga condicionados a la SOLICITUD.

g) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.

En caso de que el acceso solicitado involucre a una INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, el USUARIO o futuro USUARIO deberá haber iniciado su SOLICITUD en los términos del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACION.

ARTICULO 3º.- Ante cada solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente, LA TRANSPORTISTA deberá enviar el informe del SOLICITANTE al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), dentro de los CINCO (5) días de recibida la solicitud. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con participación de LA TRANSPORTISTA, deberá evaluar la factibilidad técnica de conectar al nuevo USUARIO a la capacidad existente remanente y las eventuales modificaciones en la composición de la oferta de energía eléctrica resultante de tal conexión. Ambas evaluaciones serán notificadas al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en un plazo máximo de TREINTA (30) días, contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud.

En caso de un acceso que involucre una INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL y en lo referente a este Transporte de Interconexión Internacional exclusivamente, la evaluación antes indicada, tanto para el tratamiento de consumos u ofertas, se limitará a la factibilidad técnica.

En caso que se trate de la gestión de ingreso al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) de nueva generación, se deberá verificar, con independencia de la habilitación para su ingreso al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), que ésta no introduce restricciones al despacho de generación o al suministro que incrementen los costos operativos del sistema incluyendo en ello la valoración de la energía no suministrada.

La nueva generación ingresará informada que su despacho se efectuará asegurando el nivel de calidad requerido en la reglamentación en forma compatible con los criterios de minimización de costos que rigen en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y que quedará sujeto a aquellas situaciones que pueda presentar el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) que se encuentren asociadas a la competencia de su producción en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y/o a la utilización del Sistema de Transporte que lo vincula al consumo.

Cuando se trate del ingreso de nuevas demandas, al mero efecto de establecer la fecha a partir de la cual se concede la habilitación, se tomará en consideración su impacto y su evolución previsible sobre el servicio de transporte prestado a las demandas preexistentes.

ARTICULO 4º.- El ENRE deberá resolver en TREINTA (30) días sobre la existencia o no de capacidad de transporte necesaria para satisfacer la solicitud y notificar su decisión al SOLICITANTE y a la TRANSPORTISTA, si ello fuere negativo. La falta de pronunciamiento en término será interpretada como aprobación tácita de la solicitud.

ARTICULO 5º - Cuando el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) considerare que existe capacidad de transporte remanente en el SISTEMA DE TRANSPORTE para satisfacer la SOLICITUD, deberá:

a) dar a publicidad la SOLICITUD;

b) disponer la celebración de la Audiencia Pública a que hace referencia el Artículo 11 de la Ley Nº 24.065.

En el caso de una solicitud que involucre el acceso por un tercero a la capacidad de transporte de una línea radial con prioridad de acceso a favor del Comitente de un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM) concretado mediante el procedimiento del Título II - AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONTRATOS ENTRE PARTES del presente Reglamento, el ENRE deberá verificar antes de otorgar el nuevo acceso, que como consecuencia de este acceso no se afecten los criterios operativos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) ni el derecho de acceso a la capacidad que en tiempo y forma asiste al titular de la prioridad. Una demanda para el cubrimiento del Servicio Público de Distribución, dada su característica de no interrumpibilidad, sólo podrá acceder a la capacidad remanente de la línea que se prevé disponer al fin del período en que se otorgó la prioridad de acceso.

En el caso de un acceso que involucre una INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, en referencia a la Audiencia Pública y exclusivamente en lo que hace a este Transporte de Interconexión Internacional, el ENRE aplicará lo indicado en el Artículo 7º del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACION.

ARTICULO 6º.- Si en la audiencia pública se presentaren proyectos alternativos al del SOLICITANTE, el ENRE podrá rechazar aquéllos que no cumplan con lo que fuere de aplicación de lo establecido en el Artículo 19 de este Reglamento.

Si se presentaren observaciones u oposiciones al proyecto del solicitante, el ENRE analizará las objeciones y las resolverá en instancia única.

De no existir oposición, el ENRE autorizará la utilización de la capacidad de transporte existente, dentro de los treinta (30) días de finalizado el plazo para oponerse.

ARTICULO 7º.-Si como resultado de lo actuado el ENRE resolviese autorizar la utilización de capacidad de transporte existente, deberá:

1. Informarlo a quien resulte autorizado, estableciendo que este comenzará a participar en la remuneración del transporte conforme la metodología de cálculo establecida por el anexo 18 de Los Procedimientos a partir de su habilitación comercial.

   En el caso en que el acceso involucre el uso de una INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, a este respecto y en referencia al presente apartado y al siguiente el SOLICITANTE deberá cumplimentar las exigencias del Anexo 30 de Los Procedimientos.

2. Notificar al OED la autorización otorgada a los efectos de que sea incorporada a la gestión técnica y comercial del MEM.

2.2. TITULO II - AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONTRATOS ENTRE PARTES

ARTICULO 8º.- Uno o más agentes del MEM que, para establecer o mejorar su vinculación con el Mercado Eléctrico, requieran de una ampliación de la capacidad del SISTEMA DE TRANSPORTE (AMPLIACION) podrán obtenerla celebrando con una TRANSPORTISTA o con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM).

Para ampliaciones de la capacidad de transporte de INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL se seguirán los procedimientos previstos en el REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN.

ARTICULO 9º - Los agentes a que hace referencia el artículo precedente deberán presentar una SOLICITUD ante LA TRANSPORTISTA que sea titular de la concesión del SISTEMA DE TRANSPORTE al cual se vincule dicha ampliación, que deberá contener la siguiente información:

a) Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del USUARIO con el SISTEMA DE TRANSPORTE.

b) Descripción y característica del anteproyecto técnico del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM).

c) Conformación del grupo empresario, si lo hubiere, que actuará como COMITENTE en el Contrato COM.

d) Si el Contrato COM se celebrare con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, deberá adjuntar la información necesaria para evaluar su aptitud técnico - económica para tal cometido.

e) Fecha de habilitación requerida por el USUARIO para el servicio y, de corresponder, el cronograma de construcción de sus instalaciones.

f) Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD.

g) Información básica requerida por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

h) Detalles de los contratos de suministro de energía eléctrica que el SOLICITANTE tenga condicionados a la SOLICITUD.

i) De tratarse de una AMPLIACIÓN de capacidad de transporte destinada al abastecimiento eléctrico de una o más demandas desde el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea radial y requerirse prioridad de acceso de la misma a favor del Comitente del Contrato COM, adicionalmente se presentará:

   I. Solicitud de prioridad de acceso frente a terceros, de hasta el NOVENTA POR CIENTO (90 %) de la capacidad de transporte a construir, durante un período que en ningún caso podrá exceder los SEIS (6) años contados a partir de la puesta en servicio de la instalación. En casos excepcionales, debidamente justificados, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) podrá considerar la solicitud de prioridad de acceso, frente a terceros, de más del NOVENTA POR CIENTO (90 %) de la capacidad de transporte a construir.

   II. Detalle del uso que el SOLICITANTE prevé hacer de la capacidad de la ampliación durante el período de prioridad antes referido, indicando la evolución que prevé en dicho uso.

   III. El proyecto deberá respetar, en principio, como criterio de selección del punto de vinculación a la red existente, el del punto técnicamente más próximo. Todo apartamiento de dicho criterio se tratará como una excepción y deberá incluir una amplia justificación del punto seleccionado a satisfacción del ENRE.

j) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.

ARTICULO 10.- LA TRANSPORTISTA deberá notificar al ENRE la SOLICITUD a que se hace referencia en el Artículo 9º de este reglamento, acompañada de su evaluación dentro de los TREINTA (30) días de recibida.

ARTICULO 11.- El ENRE, previa verificación de la adecuación de la SOLICITUD a las normas que regulan el Transporte de Energía Eléctrica, la dará a publicidad y dispondrá, dentro de los TREINTA (30) días de recibida la SOLICITUD, la celebración de una audiencia pública en los términos del Artículo 11 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 12.- De no haber oposición el ENRE autorizará el proyecto, emitiendo el correspondiente CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA, que habilitará el otorgamiento de la LICENCIA TÉCNICA por LA TRANSPORTISTA dentro de los TREINTA (30) días de la emisión del certificado.

ARTICULO 13.- De existir oposición fundada, el ENRE analizará sus fundamentos debiendo expedirse sobre el particular dentro del plazo máximo de CUARENTA Y CINCO (45) días, notificará su decisión a los interesados dándola, a su vez, a publicidad..

ARTICULO 14 - Las AMPLIACIONES de la capacidad de transporte realizadas por CONTRATO ENTRE PARTES serán remuneradas exclusivamente según el régimen vigente para instalaciones existentes, no pudiendo, bajo ningún concepto, transferirse costos de amortización a los USUARIOS.

La AMPLIACIÓN que se destine al abastecimiento de demandas de energía a partir del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de una línea radial, el o los SOLICITANTES, en su carácter de futuros Comitentes del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM) de la AMPLIACIÓN a efectuar mediante el procedimiento del CONTRATO ENTRE PARTES, podrán solicitar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) les otorgue prioridad en el acceso a la misma frente a terceros que requieran utilizar dicha ampliación en los términos del inciso i) del Art. 9°.

Para mantener la prioridad vigente, el comitente de la AMPLIACIÓN titular de la misma, deberá hacer un uso responsable de ella, evitando comprometer capacidad que no prevé utilizar. EL ORGANO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) controlará el cumplimiento de esta obligación y deberá informar al ENRE toda situación que implique un uso irregular de la prioridad otorgada, pudiento el ENRE anularla en dichos casos.

La prioridad de acceso a favor del Comitente de un Contrato COM concretado mediante el procedimiento de las AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONTRATOS ENTRE PARTES de una línea radial caducará inmediatamente cuando se concrete un acceso autorizado que transforme a la línea radial en parte de un sistema mallado, tal acceso en ningún caso podrá negarse por tener como consecuencia la caducidad de la prioridad.

APÉNDICE "A" AL TITULO II CONTRATO ENTRE PARTES.

RÉGIMEN ESPECIAL DE AMPLIACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS PROVENIENTES DEL FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELÉCTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) O CON OTROS RECURSOS PROVINCIALES

1. Las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica a construirse con recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELÉCTRICO DEL INTERIOR (FEDEI), o con otros recursos provinciales,podrán ser solicitadas por la Provincia a la que se hayan asignado los correspondientes recursos o por el organismo que dicha Provincia designe en los términos del Título II - Contrato entre Partes" de este REGLAMENTO, con las modificaciones introducidas en el presente Apéndice.

   Los siguientes artículos sustituyen los de idéntica numeración del referido Título II exclusivamente a los efectos de la aplicación de este Apéndice:

   ARTICULO 8º.- La Provincia que requiera de una ampliación de la capacidad del SISTEMA DE TRANSPORTE (AMPLIACIÓN) podrá obtenerla celebrando con una TRANSPORTISTA o con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE un CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACION Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM). Se aclara que, en este caso, el CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) podrá ser suscripto con contrapartes diferentes para construcción y para operación y mantenimiento.

   ARTICULO 9º.- La Provincia a que hace referencia el artículo precedente deberá presentar una SOLICITUD ante LA TRANSPORTISTA que sea titular de la concesión del SISTEMA DE TRANSPORTE al cual se vincule dicha ampliación, que deberá contener la siguiente información:

   a) Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del USUARIO con el SISTEMA DE TRANSPORTE;

   b) Descripción y característica del anteproyecto técnico del CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM);

   c) Conformación del grupo empresario con quién la Provincia celebrará el CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) o en su defecto la manifestación sobre el procedimiento de selección del Contratista CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COM).

   d) Si el CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) se celebrare con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, deberá adjuntar la información necesaria para evaluar su aptitud técnico- económica para tal cometido y si aún no ha sido seleccionado por la Provincia deberán presentarse las condiciones técnico - económicas requeridas en la documentación licitatoria.

   e) Fecha de habilitación requerida para el servicio y, de corresponder, el cronograma de construcción de sus instalaciones;

f) Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD;

g) Información básica requerida por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065;

h) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.

2. El acceso a la capacidad existente de obras y/o instalaciones de transporte de energía eléctrica que fueran financiadas a través de los recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELÉCTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) o con otros recursos Provinciales podrá ser solicitado por un agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) o por la Provincia correspondiente.

   Compete a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM calificar si las obras y/o instalaciones construidas o en construcción cuyo acceso se solicita, y en su caso las instalaciones de la misma naturaleza a ellas conectadas, deben ser consideradas como de transporte de energía eléctrica y en tal carácter parte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

   El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) solicitará a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, previo al otorgamiento del acceso, que se expida sobre lo dispuesto en el párrafo precedente.

3. Con la presentación de la solicitud de acceso o ampliación en los casos reglados por los puntos 1.- y 2.- precedentes, la Provincia solicitante manifestará si las instalaciones cuyo acceso se solicita o las que formarán parte de una nueva ampliación deberán ser consideradas como instalaciones de la Transportista Concesionaria del Sistema de Transporte al cual se vinculan o si la provincia por sí o la entidad pública o privada co-contratante que ésta designe se convertirá, por tales instalaciones, en Transportista Independiente del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica al cual se vinculan.

2.3. TITULO III - AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONCURSO PÚBLICO

ARTICULO 15.- El Órgano Iniciador Institucional de Ampliaciones (OIA) que defina la Autoridad Regulatoria oportunamente podrá solicitar dar inicio a una AMPLIACIÓN de la Capacidad de Transporte por Concurso Público. Un agente o grupo de agentes del MEM (Iniciadores Particulares) podrán requerir a la Autoridad Regulatoria del MEM la incorporación de una determinada Ampliación al PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, referido más adelante.

El Iniciador Institucional pondrá en marcha el Procedimiento de Ampliación por Concurso Público mediante la presentación de una Solicitud ante la TRANSPORTISTA titular de la concesión del Sistema de Transporte al cual se vincule dicha AMPLIACIÓN, a efectos de tramitar la obtención del CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD de la AMPLIACIÓN, debiendo necesariamente tratarse para ello de una Ampliación comprendida en el PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE elaborado, aprobado y publicado por la Autoridad Regulatoria del MEM. En tanto no se haya elaborado el Plan mencionado, la Autoridad Regulatoria del MEM podrá determinar las Ampliación que se considerarán incluidas en dicho Plan, resultando posible utilizar como material de consulta la Guía de Referencia del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica correspondiente.

Para ampliaciones de la capacidad de transporte de INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL se seguirán los procedimientos previstos en el REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN.

Para AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA, entendiendo por tales exclusivamente a aquellas expansiones o adecuaciones de estaciones transformadoras existentes, propiedad de un concesionario de Transporte o de un Transportista Independiente, que sean independientes de cualquier otra AMPLIACIÓN de mayor magnitud, es decir que no sean realizadas como parte de una AMPLIACIÓN que exceda las obras a realizar en la estación transformadora y cuya solicitud de aprobación sea presentada por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE que sea titular de la estación transformadora donde se desarrolle dicha AMPLIACIÓN, dicho titular deberá presentar, junto con el pedido de CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA, un presupuesto de las obras según se detalla en el apartado d) del Artículo 16 del presente Reglamento..

Las ampliaciones en instalaciones de LA TRANSPORTISTA, que no sean solicitadas por la misma, se tramitarán de acuerdo a las disposiciones generales para ampliaciones por concurso público, debiendo preverse que las tareas de construcción y montaje de la Ampliación dentro de dichas instalaciones deberán realizarse bajo la supervisión y control de LA TRANSPORTISTA mientras que la operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones deberán ser realizadas por el titular de la Estación ampliada.

ARTICULO 16.- La SOLICITUD a que se hace referencia en el Artículo15 precedente deberá contener la siguiente información:

a) Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del USUARIO con el SISTEMA DE TRANSPORTE,

b) Proyecto técnico de la AMPLIACIÓN propuesta. En el caso de AMPLIACIONES EN ESTACIONES transformadoras propuestas por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, éstas deberán incluir además y según el caso, estudios de evaluación técnica, económica, de confiabilidad, seguridad, capacidad de transporte y/o respuesta del sistema eléctrico que justifiquen su iniciativa.

c) Para Ampliaciones impulsadas por el Iniciador Institucional, éste deberá acompañar la estimación del CANON ANUAL correspondiente

d) En el caso de una AMPLIACIÓN EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA solicitada en los términos del Artículo precedente por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de la estación, éste deberá acompañar su solicitud con un presupuesto desglosado de las obras - ingeniería, inspección, provisión, montaje -, así como el CANON ANUAL correspondiente a la construcción de la misma y los costos de operación y mantenimiento que resultaren de su evaluación para dicha AMPLIACIÓN, pudiendo tener estos últimos como máximo, los valores regulados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

e) Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su Area de Influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD;

f) Información básica requerida por la Autoridad Regulatoria al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065;

g) Detalles de los contratos de suministro de energía eléctrica que el SOLICITANTE tenga condicionados a la SOLICITUD;

h) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.

ARTICULO 17.- LA TRANSPORTISTA, dentro de los CINCO (5) días de la recepción de la SOLICITUD, o simultáneamente con la presentación de ésta en caso de AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA, solicitará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la elaboración de un Informe Técnico del cual surja el impacto de los costos de la Ampliación sobre el Precio del Transporte en los términos del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS para las primeras dos (2) Programaciones Estacionales siguientes a su habilitación comercial. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con QUINCE (15) días para efectuar y remitir el mismo a LA TRANSPORTISTA

LA TRANSPORTISTA, dentro de los CUARENTA Y CINCO (45) días de la recepción de la SOLICITUD, elevará al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) el pedido del CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA. Este pedido deberá ir acompañado por un informe propio sobre la factibilidad técnica de la propuesta y por el estudio técnico elaborado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 18.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) solamente dará curso a la SOLICITUD que se encuentre incorporada al PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE aprobado por la Autoridad Regulatoria o la que esa Autoridad determine como integrantes del mismo según lo previsto en el Artículo 15

En el caso de AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dará curso a la SOLICITUD si considera que, los estudios de evaluación técnica, económica, de confiabilidad, seguridad, capacidad de transporte y/o respuesta del sistema que, según el caso, le eleve LA TRANSPORTISTA justifican la prosecución de la iniciativa y los costos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO presupuestados por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE son aceptados.

ARTICULO 19.- El ENRE evaluará las SOLICITUDES tomando como criterio, que el valor presente del total de costos de inversión, operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico con las modificaciones que se deriven de la AMPLIACIÓN SOLICITADA, resulte inferior al valor presente del costo total de operación y mantenimiento de dicho Sistema sin tales modificaciones, incluyendo dentro de los costos de operación mencionados precedentemente el valor de la energía no suministrada al mercado. La aplicación de este criterio se hará tomando como costo de inversión, operación y mantenimiento de esa AMPLIACIÓN el propuesto por el SOLICITANTE en su presentación.

ARTICULO 20.- El ENRE dará a publicidad la SOLICITUD de AMPLIACIÓN, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON ANUAL propuesto

Dispondrá asimismo la celebración de la audiencia pública en los términos del Artículo 11 de la Ley Nº 24.065, dentro de los TREINTA (30) días de recibida la SOLICITUD, si así lo considerare.

Para las AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA, y en caso que LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de la estación hubiera manifestado su intención de participar en el proceso licitatorio a concretar para el suministro de la ingeniería y los elementos de la ampliación y concretar su montaje, a los efectos de asegurar la debida transparencia en tal proceso, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá dar a publicidad la intención del transportista.

ARTICULO 21.- Como resultado de la audiencia pública podrán presentarse oposiciones a la SOLICITUD DE AMPLIACIÓN. Si, a criterio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la oposición fuera fundada podrá solicitar la opinión de Consultores Independientes, y resolverá en instancia única dentro de los NOVENTA (90) días de formulada dicha oposición.

En el caso de AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA para las cuales LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de la estación haya manifestado su

intención de participar en el proceso licitatorio a concretar para el suministro de la ingeniería y los elementos de la ampliación y concretar su montaje, la participación de esta y la designación del agente que actuará como Comitente del Contrato de CONSTRUCCIÓN deberán ser también resueltas y aprobadas como un ítem independiente durante la audiencia pública antes indicada y resueltas en consecuencia.

ARTICULO 22.- De no existir oposición o habiendo sido rechazada conforme a lo establecido en el Artículo anterior, el ENRE aprobará la SOLICITUD DE LA AMPLIACIÓN, inclusive el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, que no podrá ser superior a los QUINCE (15) años y el CANON ANUAL propuesto.

Dependiendo de las características de la ampliación y de su modalidad de contratación, el período de amortización podrá extenderse hasta VEINTE (20) años debiendo contar con al justificación correspondiente y la previa autorización de parte de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Secretaría de Gobierno de Energía.

A su vez, otorgará el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA de la AMPLIACIÓN, quedando habilitada LA TRANSPORTISTA a definir los términos de la LICENCIA TÉCNICA requerida para su ejecución, dentro de los TREINTA (30) días cuando así correspondiere

ARTICULO 23.- A fines de concretar la Ampliación, el SOLICITANTE deberá realizar una licitación pública cuyo objeto sea la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación propuesta en su SOLICITUD. La documentación licitatoria y contractual así como el acto de adjudicación requerirán la previa aprobación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

En caso que una Transportista, presente una oferta, acompañará a la misma un informe de calificadora de riesgo reconocida que indique que la incorporación del proyecto, no significará un deterioro a su calificación de deuda respecto de la situación sin ejecutar, debiendo contar con la no objeción del ENRE conforme el párrafo anterior. En caso de que la Transportista no pudiese cumplir el requisito anterior, o así lo decida, la misma podrá participar constituyendo una sociedad controlada de fin específico para participar de la licitación pública mencionada.

En el caso de AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA con un presupuesto de las obras y de los gastos de operación y mantenimiento, esta sociedad transportista será autorizada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para proceder, en carácter de COMITENTE, al llamado a licitación pública mediante documentación licitatoria y contractual previamente aprobadas. Si se hubiera aprobado la participación de LA TRANSPORTISTA en la licitación a convocar, será el agente designado para actuar como COMITENTE del CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) quién deberá proceder al llamado a licitación pública.

ARTICULO 24.- Cumplido lo reglado en el artículo precedente, el Iniciador, que a estos efectos asume el rol de COMITENTE, procederá a adjudicar y a suscribir el CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) con aquel Oferente que hubiera presentado la mejor oferta económica siempre y cuando esta no supere el CANON ANUAL aprobado por el ENRE.

En caso contrario se tendrá por desierto el Concurso y se remitirá los antecedentes al Iniciador para que analice si corresponde una modificación del CANON y realice un pedido de autorización al ENRE para un nuevo llamado a licitación. El ENRE autorizará dicho pedido si se cumple con la condición a la que alude el artículo 19 de esta norma.

Para AMPLIACIONES EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA, la inspección de las obras será ejecutada por el titular de la estación al valor por él cotizado en tanto esté debidamente justificado y apoyado en una adecuada apertura de costos a satisfacción del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) considerando incluido en este valor el cargo por supervisión. El valor antedicho incluirá los costos correspiondientes a la ingenierái básica desarrollada a los fines de impulstar la solicitud y se remunerará como un adicional al monto cotizado por el contratista de ingeniería, suministro y montaje. En caso que ninguna de las ofertas de ingeniería, suministro y montaje recibidas fuera más conveniente que el CANON presupuestado por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de la estación, el ENRE declarará desierta la licitación, quedando automáticamente revocado el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PÚBLICA otorgado.

En caso de que la TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de la estación sea autorizado a cotizar en el proceso licitatorio convocado para una AMPLIACIÓN EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA, su oferta sólo será considerada si es igual o inferior al valor presentado a los fines del Artículo 16, Inciso d) del presente

ARTICULO 25.- Sea cual fuere el supuesto por el cual se celebre el CONTRATO COM, el ENRE habilitará a LA TRANSPORTISTA a otorgar la LICENCIA TÉCNICA, cuando así correspondiere.

ARTICULO 26.- Las AMPLIACIONES que se ejecuten a través del procedimiento de concurso público serán solventadas por los usuarios del servicio público de transporte de energía eléctrica del MEM en la proporción que resulte de la aplicación de la metodología de cálculo del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 27.- El CONTRATO COM deberá ajustarse a las pautas que a continuación se definen como criterio de remuneración de la AMPLIACIÓN que se efectúe por el procedimiento de concurso público:

a) Durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, cuya extensión aprobará el ENRE y que no podrá exceder de los plazos establecidos en el Artículo 22 de la presente, contando la misma a partir de la fecha de puesta en servicio comercial de la AMPLIACIÓN, la remuneración será mensual e igual a la doceava parte del CANON ANUAL aprobado.

b) Cumplido dicho PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CONTRATISTA titular del CONTRATO COM deberá terminar su actividad comercial en relación a dicho contrato y transferir las instalaciones construidas para la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica a LA TRANSPORTISTA o a quien el Estado Nacional designe a valor cero. A los fines tarifarios, los activos transferidos no formarán parte de la base de capit .

2.4. TITULO IV - AMPLIACIÓN MENOR

ARTICULO 28.- Considérase AMPLIACIÓN MENOR a aquélla cuyo monto no supere el valor establecido en SUBANEXO II.C del Régimen Remuneratorio del Transporte.

ARTICULO 29.- La AMPLIACIÓN MENOR estará a cargo de LA TRANSPORTISTA, la que podrá transferir el costo de amortización a los USUARIOS del servicio del servicio público de transporte de energía eléctrica en el MEM si para su provisión y montaje utiliza un proceso licitatorio transparente a satisfacción del ENRE.

2.5. TITULO V - TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE

ARTICULO 30.- TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE es el titular de una LICENCIA TÉCNICA otorgada por LA TRANSPORTISTA concesionaria del SISTEMA DE TRANSPORTE al cual se vincule la ampliación, previa intervención del ENRE, que estuviere facultado como resultado de los procedimientos reglados en la presente reglamentación a celebrar un CONTRATO COM.

ARTICULO 31.- La LICENCIA TÉCNICA deberá contener las condiciones técnicas de construcción, operación y mantenimiento que deberán cumplirse para conectar el equipamiento que esta abarca al SISTEMA DE TRANSPORTE, debiendo, a su vez, especificar los requisitos técnicos necesarios para asegurar la calidad de servicio requerida en el SISTEMA ELÉCTRICO, la facultad de supervisión de LA TRANSPORTISTA, el régimen de sanciones por incumplimiento, así como los servicios adicionales que se deban prestar. Dichas condiciones no podrán exceder las establecidas, a tales efectos, en el contrato de concesión de LA TRANSPORTISTA que la otorga.

En los casos en que la AMPLIACIÓN signifique seccionar líneas de propiedad de LA TRANSPORTISTA, la LICENCIA TÉCNICA deberá contener necesariamente la obligación de que la operación y el mantenimiento de las instalaciones directamente asociadas a tal seccionamiento deberá ser realizada por LA TRANSPORTISTA, conservando esta la responsabilidad original por la línea. A solicitud de las partes, el ENRE podrá establecer el costo de tal servicio.

ARTICULO 32.- El TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE deberá construir, operar y mantener la ampliación bajo la supervisión de LA TRANSPORTISTA, a la que deberá abonar, en cuotas mensuales e iguales, los siguientes cargos anuales:

a) Durante el periodo de construcción, un cargo por su supervisión equivalente al TRES POR CIENTO (3%) del valor total de la obra, pagadero en tantas cuotas mensuales iguales como meses se estipule para su construcción. Cuando la duración de la obra supere el plazo contractual por causas no imputables a LA TRANSPORTISTA, ésta tendrá derecho a continuar percibiendo dicho cargo, y

b) Durante el PERÍODO DE AMORTIZACIÓN, un cargo por su supervisión que será equivalente al CUATRO POR CIENTO (4%) de la remuneración que le correspondería a la instalación, si se aplicara lo establecido en el Artículo 1º del Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión por el desarrollo de la actividad que regla la LICENCIA TECNICA.

ARTICULO 33.- El valor total de la obra que se deberá considerar a los efectos de la determinación del cargo por supervisión, previsto en el inciso a) del Artículo precedente, será acordado entre las partes.

3. REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN

3.1. TITULO I: SOLICITUD DE OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN - PROCEDIMIENTO DE CONCURSO PÚBLICO

ARTICULO 1°.- Uno o más agentes o participantes del MEM (los SOLICITANTES), que tengan preacordados contratos de importación o exportación y que a tales efectos necesitaren establecer una vinculación eléctrica con el Mercado Eléctrico del país limítrofe mediante la construcción de una INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, podrán concretarla solicitando el otorgamiento de una CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL a favor de un Transportista de Interconexión Internacional.

Dicho Transportista, titular de la Concesión antes indicada, deberá ser seleccionado mediante un procedimiento de concurso público de precios que cuente con la supervisión del ENRE.

La obligación de pago entre los SOLICITANTES y el CONCESIONARIO se consolidará mediante la firma de un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM).

En caso que los SOLICITANTES requieran asimismo disponer de Transporte de vinculación nacional, el mismo deberá gestionarse por separado siguiendo los procedimientos previstos en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTICULO 2°.- Para que la SOLICITUD pueda ser considerada por el ENRE, cada uno de los integrantes del grupo SOLICITANTE deberá contar con:

a) una autorización explícita de exportación o importación tal como está prevista en el Artículo 34 de la Ley 24.065, otorgada según los criterios que fije la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, que se encuentre en vigencia,

b) la información sobre contratos en curso de suscripción, tal como se solicita en el apartado 8.3.2 del Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 3°.- Cuando los SOLICITANTES no fueren agentes o participantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deberán solicitar previamente a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM su reconocimiento como tal.

ARTICULO 4°.- A efectos de concretar la construcción de una INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, los SOLICITANTES deberán presentar ante el ENRE una SOLICITUD que, como mínimo, deberá contener la siguiente información:

a) Descripción técnica de las instalaciones y/o aparatos que constituirán la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en territorio argentino, su ubicación, el punto de vinculación a la red de Transporte existente, el nodo en frontera y demás elementos necesarios para la evaluación técnica del proyecto.

b) El proyecto deberá, en principio, respetar como criterio de selección del punto de vinculación a la red existente el del punto técnicamente más próximo. Todo apartamiento de dicho criterio deberá incluir una justificación del punto seleccionado a satisfacción del ENRE.

c) Deberán agregarse datos técnicos similares correspondientes a las instalaciones a disponer en territorio extranjero a efectos de su evaluación.

d) Deberá indicarse, desagregada para cada uno de los integrantes del grupo SOLICITANTE, la potencia firme de interconexión que se está requiriendo para importación y para exportación.

e) Fecha de habilitación del servicio requerido según la SOLICITUD y, de corresponder, el cronograma de construcción de las instalaciones.

f) Estudios del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN en general y de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en particular, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la

SOLICITUD. Los escenarios en los cuales deberán realizarse estos estudios deberán ser definidos oportunamente por el OED, debiendo considerarse especialmente el impacto de la interconexión propuesta sobre el sistema nacional afectado por la misma.

g) Información básica requerida por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

h) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.

i) A elección de los SOLICITANTES, la SOLICITUD podrá incluir una propuesta de CANON ANUAL MÁXIMO, según la definición de este canon que se da en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTICULO 5°.- Dentro de los CINCO (5) días corridos de recibida la SOLICITUD el ENRE deberá remitir dicha SOLICITUD a la Transportista o Transportistas o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte o titular del punto de conexión al cual se prevé la vinculación de la Instalación, a efectos de que éste informe si se considera afectada por su concreción.

La opinión de la Transportista o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte o titular interesado deberá ser emitida por ésta al OED dentro de los DIEZ (10) días corridos contados a partir de la fecha de recepción. Cumplido dicho plazo sin el correspondiente pronunciamiento, deberá entenderse que el mismo es favorable.

Recibidos los comentarios de la o las Transportistas o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte o titular, el OED deberá evaluar la factibilidad técnica de concretar la INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en cuestión. A estos fines el OED considerará:

- los aspectos técnicos en general, con particular atención a los efectos de la Instalación proyectada sobre la operación técnica del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI),
- la preservación del nivel de calidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE en el SADI,
- la normativa general y específica dictada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM.

A estos efectos el OED podrá requerir del SOLICITANTE la información adicional en referencia al Sistema Argentino de Interconexión o al Sistema Eléctrico del país limítrofe que a dichos efectos considerare necesaria.

ARTICULO 6°.- Los comentarios, inclusive la evaluación del OED, serán remitidas al ENRE por éste en un plazo máximo de VEINTE (20) días corridos, contados a partir de la recepción del informe de la Transportista o Prestador o titular convocado en último lugar.

ARTICULO 7°.- Dentro de los TREINTA (30) días de recibidas las evaluaciones antes referidas, el ENRE deberá proceder a efectuar un llamado a Audiencia Pública.

Las obras a concretar mediante el proceso que se expone en el presente Reglamento se caracterizan por:

a) contar con la autorización de exportación/importación otorgada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM según las facultades que le acuerda el Artículo 34 de la Ley 24.065,

b) aunar la voluntad de todos aquellos que asumen el compromiso de solventarlas.

Por tales razones, aquellos aspectos que hacen a la oposición al proyecto por quienes deban solventarlo y a la ventaja de éste para el Sistema Eléctrico en su conjunto, deberán considerarse ya tratados y favorablemente resueltos, restando tratar en Audiencia Pública los siguientes aspectos:

- considerar la obra propuesta desde el punto de vista del impacto de la misma sobre el sistema, con particular atención a los aspectos detallados en el Artículo 5° del presente en referencia a la evaluación a realizar por el OED,
- considerar las observaciones de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA que se encuentren en condición de demostrar que sus instalaciones resultarán afectadas por las instalaciones proyectadas,
- considerar los aspectos ambientales relevantes en relación a las instalaciones proyectadas.

ARTICULO 8°.- Efectuada la Audiencia Pública y relevadas las observaciones sobre los aspectos del proyecto de acuerdo a lo detallado en el Artículo precedente, el ENRE deberá resolver en TREINTA (30)

días corridos sobre la existencia de impedimentos técnicos o ambientales válidos para concretar la INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL solicitada.

ARTICULO 9°.-De no existir impedimentos técnicos válidos o en caso de haber sido estos salvados a satisfacción del ENRE, este quedará habilitado para otorgar tanto el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA de la instalación como la Concesión de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL a favor de un Concesionario a seleccionar mediante el procedimiento de concurso público.

A los efectos de otorgar dicha Concesión el ENRE deberá respetar los contenidos del Reglamento: "CRITERIOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LOS ASPECTOS ESENCIALES, EL RÉGIMEN REMUNERATORIO Y EL RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL".

La Concesión será otorgada por el ENRE en uso de las facultades previstas en los incisos f), g) y h) del Artículo 56 de la Ley N° 24.065, inclusive la firma del Contrato de Concesión ad referéndum del Poder Ejecutivo.

ARTICULO 10.- Establecidos los aspectos regulatorios de la Concesión a otorgar, el ENRE deberá revisar y aprobar la documentación licitatoria propuesta por los SOLICITANTES para el proceso de selección del Concesionario del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en cuestión, dentro de los TREINTA (30) días de presentada ésta a su satisfacción, pudiendo éste fijar los antecedentes y exigencias técnicas a satisfacer en la selección del futuro Concesionario.

La documentación elaborada deberá respetar las siguientes pautas mínimas:

- El procedimiento a utilizar para la selección del Concesionario será el de concurso público, requiriendo el adecuado conocimiento de los términos del Contrato de Concesión a otorgar en los términos del Artículo precedente, por parte de los oferentes.
- Se requerirá la oferta de un CANON ANUAL constante por la construcción, operación y mantenimiento de la Instalación que deberá ser propuesto para un PERIODO DE AMORTIZACIÓN de QUINCE (15) años. El ENRE podrá aceptar un PERIODO DE AMORTIZACIÓN diferente del indicado si, a su satisfacción, los SOLICITANTES que lo proponen justifican adecuadamente el apartamiento. Al efecto deberá tomar en cuenta la duración previsible de las contrataciones entre agentes o participantes del MEM y empresas de los países limítrofes y la vida útil de una Instalación como la concesionada. Los conceptos de PERIODO DE AMORTIZACIÓN y PERIODO DE EXPLOTACIÓN tienen el sentido que les asigna el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
- Para el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, que continúa al período indicado en el apartado anterior, la remuneración a percibir por el Concesionario por la prestación del SERVICIO PUBLICO en cuestión será definida en cada caso por el ENRE como un porcentaje del CANON ANUAL a ofertar para el PERIODO DE AMORTIZACIÓN. Al efecto el ENRE deberá considerar los criterios seguidos en la remuneración del sistema existente para las concesiones de Transporte de Alta Tensión y Distribución Troncal. Ese porcentaje no superará un valor máximo del TREINTA POR CIENTO (30%) de dicho canon.

Al fin del proceso de selección se deberá suscribir un CONTRATO COM entre los SOLICITANTES y el Adjudicatario donde se establezcan los aspectos económicos de la relación Contratista - Comitente para el PERIODO DE AMORTIZACIÓN. A estos efectos se define:

Comitente: son los SOLICITANTES luego de proceder a suscribir el CONTRATO COM, resultando los obligados al pago del CANON ANUAL.

Contratista: es el Adjudicatario del concurso público en su relación comercial con aquellos obligados al pago del CANON ANUAL ofertado.

ARTICULO 11.- Aprobada la documentación licitatoria, los SOLICITANTES podrán proceder al llamado a concurso público de ofertas para la Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM) de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL con el compromiso de otorgamiento de una Concesión de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL ad referéndum del Poder Ejecutivo. Será condición para que los SOLICITANTES puedan proceder al llamado, que estos hayan suscrito los contratos de exportación/importación referidos en el Artículo 2°, inciso b) del presente.

ARTICULO 12.- El ENRE supervisará el llamado y en particular el procedimiento de selección del Adjudicatario, que deberá efectuarse en base a mínimo CANON ANUAL OFERTADO, concluyendo esa

etapa al autorizar a los SOLICITANTES a proceder a la firma del CONTRATO COM con el referido Adjudicatario.

A partir de la firma del CONTRATO COM, los SOLICITANTES adquieren el carácter de INICIADORES de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en los términos del ANEXO 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 13.- Dentro de los QUINCE (15) días de firmado el CONTRATO COM, el Contratista de dicho CONTRATO deberá presentar al ENRE una Solicitud de CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL para la obra licitada.

La Solicitud deberá ser acompañada por copia del CONTRATO COM suscrito por las partes, la documentación societaria del Contratista y demás documentación según oportunamente establezca el ENRE.

ARTICULO 14.- Dentro de los TREINTA (30) días de recibida por el ENRE la Solicitud de CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL con toda su documentación a satisfacción, éste deberá expedirse otorgando, de corresponder, la CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL a favor del Contratista del CONTRATO COM.

3.2. TITULO II: SOLICITUD DE OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN - PROCEDIMIENTO DEL ACUERDO ENTRE PARTES

ARTICULO 15.- En alternativa al procedimiento descrito en el Título I del presente Reglamento, los SOLICITANTES referidos en el Artículo 1° del presente podrán optar por efectuar un acuerdo o contrato entre partes con un interesado en convertirse en Concesionario de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL y solicitar el otorgamiento de una CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL a favor de dicho interesado.

Mediante esta figura los SOLICITANTES podrán disponer de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en los términos y condiciones que para los INICIADORES se detallan en el ANEXO 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El uso por terceros no Iniciadores de INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL realizadas por CONTRATO ENTRE PARTES será remunerado atendiendo a los lineamientos que al respecto se establecen en el apartado 8.3.1 y siguientes del Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso que los SOLICITANTES requieran asimismo disponer de Transporte de vinculación nacional, el mismo deberá gestionarse por separado siguiendo los procedimientos previstos en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTICULO 16.- Para que la SOLICITUD pueda ser considerada por el ENRE, cada uno de los integrantes del grupo SOLICITANTE deberá satisfacer los requerimientos de los Artículos 2°, 3° y 4° del presente, éste último en sus incisos a) hasta h).

ARTICULO 17.- El tratamiento de la SOLICITUD deberá atender a los procedimientos contemplados en los Artículos 5°, 6°, 7° y 8° del presente.

ARTICULO 18.- De no existir impedimentos técnicos válidos o en caso de haber sido estos salvados a satisfacción del ENRE, este quedará habilitado para otorgar el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD de la instalación

ARTICULO 19.- El ENRE deberá establecer el monto a reconocer como costos de operación y mantenimiento asociados al uso por terceros no Iniciadores de las Instalaciones en cuestión. Al efecto el ENRE deberá considerar los criterios seguidos en la remuneración del sistema existente para las concesiones de Transporte de Alta Tensión y Distribución Troncal.

El ENRE establecerá las exigencias técnicas y antecedentes mínimos a satisfacer por el futuro Concesionario.

ARTICULO 20.- Los SOLICITANTES deberá presentar ante el ENRE una copia del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE

INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL suscrito entre ellos y el futuro Concesionario, acompañada de una solicitud para el otorgamiento de una Concesión de TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL para la Instalación en cuestión a favor del Comitente de dicho Contrato COM.

La Solicitud deberá ser acompañada también por copia de la documentación societaria del Contratista y demás documentación según oportunamente establezca el ENRE.

ARTICULO 21.- El cumplimiento de lo anterior y la satisfacciones de las condiciones exigidas para la selección del Concesionario habilitará al ENRE a otorgar al Contratista del Contrato COM una Concesión de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.

Para ello será condición, además, que los SOLICITANTES hayan suscrito los contratos de exportación/importación referidos en el Artículo 2°, inciso b) del presente.

ARTICULO 22.- A los efectos de otorgar dicha Concesión el ENRE deberá respetar los contenidos de aplicación del Reglamento: “CRITERIOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LOS ASPECTOS ESENCIALES, EL RÉGIMEN REMUNERATORIO Y EL RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL”.

La Concesión será otorgada por el ENRE en uso de las facultades previstas en los incisos f), g) y h) del Artículo 56 de la Ley N° 24.065, inclusive la firma del Contrato de Concesión ad referéndum del Poder Ejecutivo.

ARTICULO 23.- A partir de la firma del CONTRATO COM, los SOLICITANTES adquieren el carácter de INICIADORES de la INSTALACIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL en los términos del ANEXO 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 24.- Dentro de los TREINTA (30) días de recibida por el ENRE la Solicitud de CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL con toda su documentación a satisfacción, éste deberá expedirse otorgando la CONCESIÓN DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL a favor del Contratista del CONTRATO COM.

3.3. TITULO III: INICIACIÓN POR UN INTERESADO EN CONVERTIRSE EN TRANSPORTISTA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

ARTICULO 25.- Un interesado en convertirse en Concesionario de SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL puede iniciar la tramitación de una Concesión mediante el procedimiento del Acuerdo entre Partes referido en el Título II precedente, en caso de cumplir todos los requisitos allí exigidos, a excepción de aquellos indicados en el Artículo 2º del presente.

ARTICULO 26.- El ENRE establecerá el monto que el iniciador deberá depositar a efectos de garantizar que el proyecto presentado se funde en adecuados estudios técnicos y económicos y que las exigencias de la tramitación sean cumplidas en tiempo y forma a satisfacción de dicho Ente. Dicho monto no podrá exceder el TRES POR CIENTO (3 %) del costo de obra estimado por el ENRE y será devuelto al celebrarse el correspondiente Contrato entre Partes.

ARTICULO 27.- Los requisitos contenidos en el Artículo 2º del presente deberán ser cumplimentados antes de la celebración de la Audiencia Pública prevista en el Artículo 7º del presente, mediante la suscripción de acuerdos preliminares entre partes con uno o más agentes o participantes del MEM que tengan preacordados contratos de importación o exportación y que a tales efectos necesitaren establecer una vinculación eléctrica con el Mercado Eléctrico del país limítrofe mediante la construcción de una INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.

Lo anterior no exime al iniciador de satisfacer las exigencias técnicas que le sean requeridas por el OED, cuyo evaluación sobre factibilidad técnica de la instalación seguirá las pautas establecidas en el Artículo 5º del presente.

ARTICULO 28.- La Capacidad de Transporte Firme cuya construcción se requiera autorizar mediante este procedimiento no podrá ser superior al CINCUENTA POR CIENTO (50 %) de la suma de las Capacidades de Transporte Firme correspondientes a cada uno de los contratos preacordados presentados en los términos del artículo precedente.

ARTICULO 29.- Durante la etapa de construcción o durante la explotación, una vez disponible la capacidad, el Concesionario estará obligado a transferir el uso de la capacidad remanente que no hubiera sido

comprometida a uno o más agentes o participantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que dispongan de contratos o precontratos que los habiliten para solicitarla y hacer uso de ella, siguiendo los lineamientos referidos en el apartado 8.3.1 y siguientes del ANEXO 30 de LOS PROCEDIMIENTOS. No deberá interpretarse el otorgamiento de la autorización para iniciar y construir la instalación como una autorización para exportar o importar otorgada a favor del Concesionario.

3.4. CRITERIOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LOS ASPECTOS ESENCIALES, EL RÉGIMEN REMUNERATORIO Y EL RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

- La actividad de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL requiere Concesión otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional.
- Las concesiones se otorgarán entre un punto de conexión en un nodo de una red de transporte o de una instalación de un agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA u otro titular y un nodo frontera de vinculación con el sistema eléctrico de un país limítrofe. El ENRE determinará cuando una vinculación proyectada, que interesa parcialmente a una INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL existente, requiere de una Concesión independiente.
- La Concesión deberá ser otorgada con una vigencia tal que su finalización coincida con aquella de la concesión de la Transportista en Alta Tensión, TRANSENER S.A.
- Para la concreción de la obra, los futuros Iniciadores de la misma, en el sentido que a ese término asigna el ANEXO 30 de LOS PROCEDIMIENTOS, deberán suscribir un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) con un interesado en convertirse en titular de una Concesión de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.
- La Concesión deberá ser otorgada por el ENRE al Contratista del Contrato COM, ad referéndum del Poder Ejecutivo Nacional. De esta forma las figuras de Concesionario y Contratista se fundirán en una sola persona jurídica.
- Cumplido el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se iniciará el PERIODO DE EXPLOTACIÓN de la Instalación, con el significado que a estos conceptos les asigna el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. La única remuneración del Concesionario y Contratista será:

  a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON ANUAL ofertado;

  b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, una asignación a establecer por el ENRE en oportunidad del análisis de la documentación licitatoria, como un porcentaje del canon antes indicado, no superior al TREINTA POR CIENTO (30 %) de éste.
- La selección del Contratista del Contrato COM deberá efectuarse mediante un procedimiento de concurso público, adjudicándose al oferente con CANON ANUAL más reducido.
- Los Comitentes del Contrato COM son los únicos obligados al pago del CANON ANUAL contratado y revisten el carácter de Iniciadores, tal como se refirió más arriba.
- La AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictará por resolución un RÉGIMEN REMUNERATORIO y un RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES de aplicación para las Concesiones de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, que integrarán cada Concesión a otorgar.
- La Concesión podrá incluir una opción a favor del Concesionario que lo habilite a construir, durante la etapa de construcción del proyecto objeto del Contrato COM y a su costo, capacidad de transporte adicional hasta un CINCUENTA POR CIENTO (50 %) respecto a la requerida por los Iniciadores. La exigencia de estudios y datos para la opción deberá ser equivalente a lo solicitado para la interconexión de la cual dicha opción forma parte, debiendo ser considerada en la Audiencia Pública convocada para tratar la futura interconexión internacional.

Durante dicha etapa de construcción o durante la explotación, una vez disponible la capacidad, el Concesionario estará obligado a transferir el uso de esa capacidad adicional a uno o más agentes o participantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que dispongan de contratos o precontratos que los habiliten para solicitarla y hacer uso de ella, a un canon equivalente al resultante del Concurso

Público. No deberá interpretarse el otorgamiento de la opción como una autorización para exportar o importar a favor del Concesionario.

4. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN

4.1. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN - TRANSENER

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN (LA CONCESIONARIA) por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN EXISTENTE, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXIÓN: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN EXISTENTE, a sus USUARIOS DIRECTOS o a otras TRANSPORTISTAS.

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC).

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por:

   c.1.- La diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

   c.2.- El valor de los sobrecostos producidos a los consumidores vinculados a los nodos receptores, por las indisponibilidades de larga y corta duración del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN EXISTENTE, calculados con las tasas de indisponibilidad anuales y precios de ENERGÍA NO SUMINISTRADA, que a este único efecto se establecen en:

   c.2.1.- Fallas de larga duración: UNA VEINTIOCHOAVA (1/28) falla cada CIEN KILÓMETROS (100 KM), con una duración de CATORCE (14) días. En el caso de líneas en paralelo, de posible salida simultánea, se extiende la salida del segundo circuito a VEINTIOCHO (28) días.

   c.2.2.- Fallas de corta duración: MEDIA (1/2) falla cada CIEN KILÓMETROS (100 KM), con una duración de VEINTE (20) minutos.

   c.2.3.- A partir del 01.05.1994, el precio marginal de la energía en áreas deficitarias, debido a la ENERGÍA NO SUMINISTRADA, se considerará a los efectos de la evaluación de los sobrecostos que introduce el sistema de transporte, igual a CIENTO VEINTE (120) DÓLARES ESTADOUNIDENSES/MWh si el déficit del área es de hasta el UNO CON SESENTA POR CIENTO (1,60%) de la demanda de energía y CIENTO SETENTA (170), DOSCIENTOS CUARENTA (240) y MIL QUINIENTOS (1500) DÓLARES ESTADOUNIDENSES/MWh si el déficit es de hasta el CINCO POR CIENTO (5%), DIEZ POR CIENTO (10%) y más del DIEZ POR CIENTO (10%), respectivamente.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA CONCESIONARIA a aprobación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA CONCESIONARIA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO A CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA CONCESIONARIA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el

TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO A CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA CONCESIONARIA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO A CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. En el caso de instalaciones existentes, LA CONCESIONARIA trasladará tales remuneraciones al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE correspondiente. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus SUBANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA CONCESIONARIA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

La remuneración correspondiente a los COMITENTES de los CONTRATOS COM o a los TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES, a los efectos administrativos y fiscales, se considera que LA CONCESIONARIA la percibe por cuenta y orden de los mencionados COMITENTES o TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES a cuyo efecto LA CONCESIONARIA podrá efectuar las gestiones u otorgar las autorizaciones pertinentes para que las liquidaciones y pagos que correspondan a los mismos se realicen por CAMMESA en forma directa.

ARTICULO 6º.- LA CONCESIONARIA percibirá, por toda AMPLIACIÓN, una remuneración por supervisión de su construcción igual al TRES POR CIENTO (3%) del valor total de la obra, pagadero en tantas cuotas mensuales iguales como meses se estipule para la construcción de la obra. Cuando la duración de la obra supere el plazo contractual por causas no imputables a LA CONCESIONARIA, ésta continuará percibiendo dicho cargo. Este importe será abonado a LA CONCESIONARIA por el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE. Cuando LA CONCESIONARIA sea la encargada de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

ARTICULO 7º.- LA CONCESIONARIA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se considerará de DIEZ (10) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA CONCESIONARIA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del PERIODO DE GESTIÓN más del CINCO POR CIENTO (5%).

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA CONCESIONARIA, serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA CONCESIONARIA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA CONCESIONARIA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA CONCESIONARIA y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA CONCESIONARIA, CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor de LA CONCESIONARIA. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre base de la tasa

fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

ARTÍCULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA CONCESIONARIA.

ARTÍCULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos teniendo para ello en cuenta la relación de convertibilidad al peso vigente al momento de la facturación. La remuneración de LA CONCESIONARIA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de Mayo de 1993, y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

donde:

n:período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m:primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTIÓN según corresponda, establecida en el SUBANEXO II C, expresada en dólares estadounidenses.

PM: Índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Octubre de 1992.

PCN: Índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Octubre de 1992.

4.2. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO - TRANSNOA

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN NOROESTE (LA CONCESIONARIA) por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXION: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, a sus USUARIOS DIRECTOS y a otras TRANSPORTISTAS. Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC). Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA CONCESIONARIA a aprobación del ENTE.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA CONCESIONARIA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA CONCESIONARIA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO. En el caso de instalaciones existentes, LA CONCESIONARIA trasladará tales remuneraciones al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE correspondiente. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus SUBANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA CONCESIONARIA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

ARTICULO 6º.- LA CONCESIONARIA percibirá, por toda AMPLIACIÓN, la remuneración por supervisión de su construcción que establece el REGLAMENTO DE ACCESO. Este importe será abonado a LA CONCESIONARIA por el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE. Cuando LA CONCESIONARIA sea la encargada de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

ARTICULO 7º.- LA CONCESIONARIA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se considerará de CINCO (5) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA CONCESIONARIA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA TRANSPORTISTA, serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA CONCESIONARIA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA CONCESIONARIA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL NOA creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA CONCESIONARIA y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA CONCESIONARIA , CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL NOA. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de

ellos, quedará un crédito a favor de LA CONCESIONARIA. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre base de la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

ARTICULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA CONCESIONARIA.

ARTICULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos, teniendo para ello en cuenta la relación de convertibilidad al peso vigente al momento de la facturación. La remuneración de LA TRANSPORTISTA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de Noviembre de 1993, y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

donde:

n:período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m:primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTIÓN según corresponda, establecida en el SUBANEXO II C, expresada en dólares estadounidenses.

PM: Indice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

PCN: Indice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

4.3. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN PATAGÓNICA - TRANSPA

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN PATAGÓNICA por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXION: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, a sus USUARIOS DIRECTOS y a otras TRANSPORTISTAS. Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC). Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA TRANSPORTISTA a aprobación del ENTE.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA TRANSPORTISTA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO. En el caso de instalaciones existentes, LA TRANSPORTISTA trasladará tales remuneraciones al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE correspondiente. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus SUBANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA TRANSPORTISTA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

La remuneración correspondiente a los COMITENTES de los CONTRATOS COM o a los TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES, a los efectos administrativos y fiscales, se considera que LA TRANSPORTISTA la percibe por cuenta y orden de los mencionados COMITENTES o TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES a cuyo efecto LA TRANSPORTISTA podrá efectuar las gestiones u otorgar las autorizaciones pertinentes para que las liquidaciones y pagos que correspondan a los mismos se realicen por CAMMESA en forma directa.

ARTICULO 6º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda AMPLIACIÓN, la remuneración por supervisión de su construcción que establece el REGLAMENTO DE ACCESO. Este importe será abonado a LA TRANSPORTISTA por el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE. Cuando LA TRANSPORTISTA sea la encargada de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

ARTICULO 7º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se considerará de CINCO (5) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA TRANSPORTISTA, serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA TRANSPORTISTA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA TRANSPORTISTA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL PATAGÓNICO creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA TRANSPORTISTA y los

montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA TRANSPORTISTA , CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL PATAGÓNICO. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor de LA TRANSPORTISTA. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre base de la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

ARTICULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA TRANSPORTISTA.

ARTICULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos, teniendo en cuenta para ello la relación de convertibilidad al peso vigente al momento de la facturación. La remuneración de LA TRANSPORTISTA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de Noviembre de 1993, y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

donde:

n: período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m: primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTION según corresponda, establecida en el SUBANEXO II C, expresada en dólares estadounidenses.

PM: Indice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

PCN: Indice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

4.4. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL - TRANSCOMAHUE

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXIÓN: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, a sus USUARIOS DIRECTOS y a otras TRANSPORTISTAS. Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN

TRONCAL existente, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC). Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA TRANSPORTISTA a aprobación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA TRANSPORTISTA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO. En el caso de instalaciones existentes, LA TRANSPORTISTA trasladará tales remuneraciones al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE correspondiente. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus ANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA TRANSPORTISTA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

ARTICULO 6º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda AMPLIACIÓN, la remuneración por supervisión de su construcción que establece el REGLAMENTO DE ACCESO. Este importe será abonado a LA TRANSPORTISTA por el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE. Cuando LA TRANSPORTISTA sea la encargada de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

ARTICULO 7º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se considerará de CINCO (5) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular más del DIEZ POR CIENTO (10%) cada QUINCE (15) años..

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA TRANSPORTISTA, serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA TRANSPORTISTA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA TRANSPORTISTA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL correspondiente a LA TRANSPORTISTA creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA

TRANSPORTISTA y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA TRANSPORTISTA , CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL correspondiente a LA TRANSPORTISTA. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor de LA TRANSPORTISTA. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre base de la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

ARTICULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA TRANSPORTISTA.

ARTICULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos, teniendo en cuenta para ello la relación de convertibilidad al peso establecida en el Artículo 3° del Decreto N° 2128/91, reglamentario de la Ley N° 23.928. La remuneración de LA TRANSPORTISTA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de Noviembre de 1993, y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

donde:

n: período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m: primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTION según corresponda, establecida en el SUBANEXO III

PM: Índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

PCN: Índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

4.5. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN NORESTE - TRANSNEA

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN NORESTE por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXIÓN: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, a sus USUARIOS DIRECTOS y a otras TRANSPORTISTAS. Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE dedicado a interconectar entre sí

los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC). Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA TRANSPORTISTA a aprobación del ENTE.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA TRANSPORTISTA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO. En el caso de instalaciones existentes, LA TRANSPORTISTA trasladará tales remuneraciones al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE correspondiente. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus SUBANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA TRANSPORTISTA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

La remuneración correspondiente a los COMITENTES de los CONTRATOS COM o a los TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES, a los efectos administrativos y fiscales, se considera que LA TRANSPORTISTA la percibe por cuenta y orden de los mencionados COMITENTES o TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES a cuyo efecto LA TRANSPORTISTA podrá efectuar las gestiones u otorgar las autorizaciones pertinentes para que las liquidaciones y pagos que correspondan a los mismos se realicen por CAMMESA en forma directa.

ARTICULO 6º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda AMPLIACIÓN, la remuneración por supervisión de su construcción que establece el REGLAMENTO DE ACCESO. Este importe será abonado a LA TRANSPORTISTA por el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE. Cuando LA TRANSPORTISTA sea la encargada de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

ARTICULO 7º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se considerará de CINCO (5) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA TRANSPORTISTA, serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA TRANSPORTISTA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las

facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA TRANSPORTISTA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA TRANSPORTISTA y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA TRANSPORTISTA , CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor de LA TRANSPORTISTA. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre base de la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

ARTICULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA TRANSPORTISTA.

ARTICULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos, teniendo en cuenta para ello la relación de convertibilidad al peso vigente al momento de la facturación. La remuneración de LA TRANSPORTISTA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de Mayo de 1994, y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

dónde:

n: período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m: primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTIÓN según corresponda, establecida en el SUBANEXO II C, expresada en dólares estadounidenses.

PM: Indice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Marzo de 1994.

PCN: Indice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Marzo de 1994.

4.6. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGION CUYO - DISTROCUYO

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN CUYO por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXION: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, a sus USUARIOS DIRECTOS o a otras TRANSPORTISTAS. Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO. A los efectos remuneratorios, los autotransformadores de 220/132 kV instalados en las Estaciones Transformadoras CRUZ DE PIEDRA y SAN JUAN, se considerarán como equipamiento de transformación dedicado.

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE existene dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC). Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA TRANSPORTISTA a aprobación del ENTE.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA TRANSPORTISTA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO. En el caso de instalaciones existentes, LA TRANSPORTISTA trasladará tales remuneraciones al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE correspondiente. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus SUBANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA TRANSPORTISTA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

La remuneración correspondiente a los COMITENTES de los CONTRATOS COM o a los TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES, a los efectos administrativos y fiscales, se considera que LA TRANSPORTISTA la percibe por cuenta y orden de los mencionados COMITENTES o TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES a cuyo efecto LA TRANSPORTISTA podrá efectuar las gestiones u otorgar las autorizaciones pertinentes para que las liquidaciones y pagos que correspondan a los mismos se realicen por CAMMESA en forma directa.

ARTICULO 6º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda AMPLIACIÓN, la remuneración por supervisión de su construcción que establece el REGLAMENTO DE ACCESO. Este importe será abonado a LA TRANSPORTISTA por el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE. Cuando LA TRANSPORTISTA sea la encargada de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

ARTICULO 7º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACION, se considerará de CINCO (5) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA , por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un

coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del primer PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA TRANSPORTISTA , serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA TRANSPORTISTA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA TRANSPORTISTA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA TRANSPORTISTA y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA TRANSPORTISTA , CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor de LA TRANSPORTISTA. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre base de la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

ARTICULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA TRANSPORTISTA.

ARTICULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos, teniendo en cuenta para ello la relación de convertibilidad al peso vigente al momento de la facturación. La remuneración de LA TRANSPORTISTA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de Mayo de 1994, y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

donde:

n: período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m: primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTIÓN según corresponda, establecida en el SUBANEXO II C, expresada en dólares estadounidenses.

PM: Indice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

PCN: Indice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Marzo de 1993.

4.7. RÉGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGION BUENOS AIRES - TRANSBA

ARTICULO 1º.- La remuneración de LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGION BUENOS AIRES por el servicio prestado a través del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, calculada conforme se establece en las Resoluciones de la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS dictadas de acuerdo a lo requerido por el artículo 36 de la Ley 24.065, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) CONEXION: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, a sus USUARIOS DIRECTOS o a otras TRANSPORTISTAS. Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO. A los efectos remuneratorios se considerará como equipamiento de transformación dedicado a las siguientes unidades:

ESTACIÓN	IDENTIFICACIÓN	TENSIONES (Kv)	POTENCIA (MVA)
BRAGADO	AUTOTRANSF. N°2	220/132	150
HENDERSON	TRANSF. N°4	220/132	40
VILLA LÍA	AUTOTRANSF. S/N°	220/132	150

b) CAPACIDAD DE TRANSPORTE: son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el EQUIPAMIENTO DE TRANSPORTE dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL existente, incluyendo el Sistema de Medición Comercial (SMEC). Estos ingresos incluirán un seguro de contingencias igual al 1% del valor de reposición de dicho EQUIPAMIENTO.

c) ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA: son los ingresos que percibirá por la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

ARTICULO 2º.- La remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA se fijará para cada PERIODO TARIFARIO y será la que surja del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos serán realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de LA TRANSPORTISTA a aprobación del ENTE.

ARTICULO 3º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el régimen de CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece en el Artículo 1º precedente.

ARTICULO 4º.- La remuneración que LA TRANSPORTISTA perciba por el servicio prestado a través de AMPLIACIONES realizadas por el RÉGIMEN DE CONCURSO PUBLICO, conforme lo dispuesto en el TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO, será la que se establece a continuación:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON reconocido en el respectivo CONTRATO COM;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, la establecida en el artículo 1º precedente.

ARTICULO 5º.- La remuneración que perciba LA TRANSPORTISTA por el servicio prestado a través de instalaciones que no sean de su propiedad, será trasladada por ésta, en el caso de AMPLIACIONES, a los respectivos COMITENTES de los CONTRATOS COM, a que se refiere el REGLAMENTO DE ACCESO. En todos los casos, deducirá previamente los cargos por supervisión y las sanciones que pudieren corresponder, conforme se establece en el presente CONTRATO y sus SUBANEXOS. El presente artículo no será de aplicación cuando LA TRANSPORTISTA actúe como COMITENTE en un CONTRATO COM.

La remuneración correspondiente a los COMITENTES de los CONTRATOS COM o a los TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES, a los efectos administrativos y fiscales, se considera que LA TRANSPORTISTA la percibe por cuenta y orden de los mencionados COMITENTES o TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES a cuyo efecto LA TRANSPORTISTA podrá efectuar las gestiones u otorgar las autorizaciones pertinentes para que las liquidaciones y pagos que correspondan a los mismos se realicen por CAMMESA en forma directa.

ARTICULO 6º.- Con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento de cada PERIODO DE GESTION en curso, el ENTE o el organismo que lo reemplace, llamará a Concurso Público Internacional para la venta de la totalidad de las acciones Clase “A” de EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), iniciando las publicaciones al efecto, y establecerá el Cuadro Tarifario que se aplicará durante los siguientes CINCO (5) AÑOS.

El Pliego bajo el cual se efectuará el referido Concurso Público deberá tener características que aseguren la máxima transparencia y publicidad y estimulen la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados, quienes deberán cumplir con las condiciones técnicas requeridas y satisfacer requisitos económicos referidos a activos totales, a patrimonio neto y a variaciones del patrimonio neto.

ARTICULO 7º.- LA TRANSPORTISTA percibirá, por toda instalación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL explotada por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, la remuneración por la supervisión de su operación y mantenimiento que se establece en el REGLAMENTO DE ACCESO. Por instalaciones correspondientes a AMPLIACIONES ejecutadas por el régimen de contratos entre partes, a estos efectos, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se considerará de CINCO (5) años.

ARTICULO 8º.- A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).

ARTICULO 9º.- Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por LA TRANSPORTISTA, serán efectuados por CAMMESA, según lo dispone la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10.- La gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de los recursos necesarios para abonar a LA TRANSPORTISTA su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA, en los términos de las Resoluciones que para regular la actividad de dicho mercado dicte la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065. LA TRANSPORTISTA aplicará idéntico principio en la cancelación de sus obligaciones con los responsables de los CONTRATOS COM.

ARTICULO 11.- CAMMESA administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE BUENOS AIRES creada por las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración de LA TRANSPORTISTA y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE.

ARTICULO 12.- Si el monto mensual facturado a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE por CAMMESA resultare inferior al ingreso por el cual es acreedora LA TRANSPORTISTA , CAMMESA debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE BUENOS AIRES. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor de LA TRANSPORTISTA. Dichos créditos devengarán un interés mensual igual al previsto en la normativa específica que regula las transacciones económicas que administra CAMMESA.

ARTICULO 13.- Semestralmente, en el caso de acumularse déficit en esta CUENTA, CAMMESA incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE BUENOS AIRES, las correcciones requeridas para saldar las deudas con LA TRANSPORTISTA.

ARTICULO 14.- Para cada PERIODO TARIFARIO, el ENTE establecerá el valor del coeficiente de estímulo a la eficiencia a que se refiere el Artículo 8º del presente, necesario para el recálculo de la remuneración de los conceptos CONEXIÓN y CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

ARTICULO 15.- Todos los conceptos remuneratorios se calcularán en dólares estadounidenses. El CUADRO TARIFARIO resultante se expresará en pesos, teniendo en cuenta para ello la relación de convertibilidad al peso vigente al momento de la facturación. La remuneración de LA TRANSPORTISTA se adecuará cada SEIS (6) meses a partir del 1º de noviembre de 1996,de acuerdo a los períodos estacionales y tendrá vigencia semestral. Para ello se utilizará la siguiente expresión:

$$Rn = Ro \times (0{,}67 \times PM/PMo + 0{,}33 \times PCN/PCNo)$$

donde:

n: período semestral durante el cual tendrá vigencia la actualización.

m: primer mes del período n.

Rn: Remuneración durante el semestre n.

Ro: Remuneración para el primer PERIODO TARIFARIO, o PERIODO DE GESTIÓN según corresponda, establecida en el SUBANEXO C, expresada en dólares estadounidenses.

PM: Índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2".

PMo: ídem PM, pero correspondiente al mes de Marzo de 1996.

PCN: Índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consummer Price Index (CPI)" del "U.S. Bureau of Labor Statistics" correspondiente al mes "m-2".

PCNo: ídem PCN, pero correspondiente al mes de Marzo de 1996.

4.8. VALORES APLICABLES AL PRIMER PERIODO DE GESTIÓN

Ver valores actualizados en www.enre.com.ar

TRANSENER S.A.

TRANSNOA S.A.

TRANSCOMAHUE

TRANSPA S.A.

TRANSNEA S.A.

DISTROCUYO S.A.

TRANSBA S.A.

PAFTT

Distribuidores alcanzados:

EDENOR S.A.

EDESUR S.A.

EDELAP S.A.

E.P.E. SANTA FE

EPEC

EPEN

ENERGÍA SAN JUAN S.A.

EDESE S.A.

TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE

Transportistas Independientes de TRANSENER S.A.:

YACYLEC S.A.

LITSA

TIBA S.A.

ENECOR S.A.

5. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

5.1. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN - TRANSENER

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas a LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE (LA CONCESIONARIA) por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, del CONTRATO DE CONCESIÓN o de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA CONCESIONARIA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN con un nivel de calidad satisfactorio.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA CONCESIONARIA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

c) Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico.

El valor de las sanciones para líneas en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que correspondiere a una longitud de línea de CIEN (100) Km.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas se sancionará conforme la CATEGORÍA dentro de la cual se halle comprendida cada línea. A tales efectos, las líneas se ordenarán en forma decreciente según los sobrecostos calculados por CAMMESA, según las instrucciones que imparta la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, que sus salidas producen en el SISTEMA ELÉCTRICO, agrupándolas de la siguiente manera:

- CATEGORÍA A: incluye el conjunto de líneas que a partir de la de mayor sobrecosto acumulan el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de los sobrecostos atribuibles al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN
- CATEGORÍA B: incluye el conjunto de líneas que acumulan el siguiente VEINTE POR CIENTO (20%) de los sobrecostos atribuibles al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN
- CATEGORÍA C: incluye las líneas no consideradas en las categorías A y B

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), determinará, al inicio de cada PERIODO TARIFARIO, las líneas comprendidas en cada categoría, pudiendo, al incorporarse nuevas líneas

que provoquen modificaciones significativas en la topología del SISTEMA ELÉCTRICO, revisar la calificación asignada.

ARTICULO 9º.- La indisponibilidad de líneas será sancionada con las siguientes penalizaciones acumulativas según las siguientes pautas:

a) cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, se sancionará con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las primeras CINCO (5) horas.

b) las primeras CINCO (5) horas de indisponibilidad; este ítem no se aplicará si la indisponibilidad es menor de DIEZ (10) minutos.

c) las siguientes horas de indisponibilidad.

ARTÍCULO 10.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, será proporcional a la remuneración que percibirá LA CONCESIONARIA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 29 del presente.

ARTÍCULO 11.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas que obligue a activar desconexiones automáticas de generación y/o cargas, no activadas previamente, será penalizada adicionalmente, incrementando en un VEINTE POR CIENTO (20%) las sanciones correspondientes durante el período en que tales dispositivos están activados.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTÍCULO 13.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA CONCESIONARIA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 29 del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su indisponibilidad forzada no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente definido en el Artículo 29 se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado.

ARTICULO 14.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN establecidas en el artículo precedente, afectadas por un coeficiente de reducción, determinado por CAMMESA como la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación.

ARTICULO 15.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos, será proporcional a la remuneración que percibirá LA CONCESIONARIA en concepto de CONEXIÓN. LOS FACTORES DE PROPORCIONALIDAD aplicables a estas sanciones, son los definidos en el Artículo 29 del presente.

ARTICULO 16.- Si LA CONCESIONARIA, operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos.

ARTICULO 17.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la correspondiente a los supuestos de INDISPONIBILIDAD FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al diez por ciento (10%) de la correspondiente al artículo 9ø inciso c) del presente.

ARTICULO 18.- Si LA CONCESIONARIA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 19.- La sanción a aplicar a LA CONCESIONARIA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA CONCESIONARIA, salvo los casos en que el ENRE establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 20.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA CONCESIONARIA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/mes]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a la CONCESIONARIA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a la CONCESIONARIA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA CONCESIONARIA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA CONCESIONARIA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 21.- LA CONCESIONARIA deberá comunicar, en forma fehaciente, a CAMMESA toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA CONCESIONARIA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA CONCESIONARIA y las multas aplicadas.

ARTICULO 22.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución 164/92 del 30 de Diciembre de 1992, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 23.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución S.E. Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTÍCULO 24.- Cuando LA TRANSPORTISTA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 25.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA CONCESIONARIA no podrá superar el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, entendiéndose por tal a la doceava parte de su ingreso total anual antes de sanciones, ni el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso total anual antes de sanciones.

ARTICULO 26. El ENRE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTÍCULO 27.- El ENRE establecerá, a partir del segundo PERIODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERIODO TARIFARIO

ARTÍCULO 28.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, incluidos en el Artículo 29 del presente, serán revisados por el ENRE al finalizar cada PERIODO DE GESTIÓN.

ARTÍCULO 29.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LINEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO II C, serán los siguientes:

a) para las primeras CINCO (5) horas:

CATEGORÍA A 200 veces

CATEGORÍA B 60 veces

CATEGORÍA C 20 veces

b) a partir de la sexta hora:

CATEGORÍA A 20 veces

CATEGORÍA B 6 veces

CATEGORÍA C 2 veces

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN, expresados en número de veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN, establecida en el SUBANEXO II C , serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado 200 veces

Conexión de 500 KV 200 veces

Conexión de 220 KV 100 veces

Conexión de 132 KV 40 veces

El coeficiente para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTO DE POTENCIA REACTIVA, será por MVAr 20 veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN por transformador de rebaje dedicado, establecida en el SUBANEXO II C. Adicionalmente, por cada salida forzada se aplicará una sanción equivalente a una hora de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 30.- Se modifica el régimen de penalidades previsto en el presente Subanexo, de la siguiente forma, y por los plazos que, a partir de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se indican:

1) Para los transformadores con relación primario- secundario de 500/220 kV, no se aplicarán las penalidades durante DIECIOCHO (18) meses.

2) Para el resto del equipamiento:

a) durante los primeros SEIS (6) meses no se aplicarán penalidades;

b) durante los segundos SEIS (6) meses se aplicarán las penalidades previstas en el Subanexo II-B reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales allí indicados;

c) durante los terceros SEIS (6) meses se las reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

ARTICULO 31.- El monto de las sanciones que aplicare el ENTE en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 29 del CONTRATO se encuentra sujeto al límite establecido por el Artículo 25 del presente "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión".

CATEGORÍAS ASIGNADAS A LAS LÍNEAS PARA EL PERIODO TARIFARIO a partir del 01/02/2017

Las categorías asignadas a cada una de las líneas en correspondencia con lo establecido en el Artículo 8º del SUBANEXO CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN, son las siguientes:

CATEGORÍA A

CATEGORÍA B (LÍNEAS DE 500 kV)

CATEGORÍA C

5.2. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO - TRANSNOA

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas para LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (LA CONCESIONARIA) por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN, el REGLAMENTO DE ACCESO, del CONTRATO DE CONCESIÓN o de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA CONCESIONARIA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL con un nivel de calidad satisfactorio.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA CONCESIONARIA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

El valor de las sanciones para líneas en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que corresponde a una longitud de línea de VEINTICINCO (25) Km.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será sancionada con penalizaciones acumulativas según los siguientes conceptos:

a) Salida de servicio. La penalización será equivalente a la de UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las TRES (3) primeras horas, por cada salida de servicio.

b) Duración de la indisponibilidad. La duración de la indisponibilidad será apreciada al minuto y el valor horario de la penalización será mayor para las TRES (3) primeras horas que para las subsiguientes. Esta penalidad no será aplicada si la duración de la indisponibilidad es menor de DIEZ (10) minutos o menor.

ARTICULO 9.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de LÍNEAS, será proporcional a la remuneración que percibirá LA CONCESIONARIA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 26 del presente.

ARTICULO 10.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento

totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTICULO 11.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA CONCESIONARIA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 26 del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su indisponibilidad forzada no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente definido en el Artículo 26 se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado. Se considera que un equipo da origen a energía no suministrada cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por algún consumidor.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las mismas sanciones establecidas en el artículo precedente perro afectadas por un coeficiente de reducción igual a la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación. La capacidad reducida será determinada por CAMMESA.

ARTICULO 13.- Si LA TRANSPORTISTA , operando en condiciones normales, y por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos en los términos del Anexo 4: CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA, integrante del ANEXO II, de la Resolución de S.E.. N° 137/92

ARTICULO 14.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la correspondiente a los supuestos de INDISPONIBILIDAD FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la determinada en el artículo 8° inciso c).del presente.

ARTICULO 15.- Si LA CONCESIONARIA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 16.- La sanción a aplicar a LA CONCESIONARIA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA CONCESIONARIA, salvo los casos en que el ENTE establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 17.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA CONCESIONARIA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/\text{mes}]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a LA CONCESIONARIA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a LA CONCESIONARIA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA CONCESIONARIA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA CONCESIONARIA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 18.- LA CONCESIONARIA deberá comunicar a CAMMESA en forma fehaciente, toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA CONCESIONARIA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA CONCESIONARIA y las multas aplicadas.

ARTICULO 19.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución S.E.164/92 del 30 de Diciembre de 1992, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 20.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución S.E. Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTICULO 21.- Cuando LA CONCESIONARIA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 22.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA TRANSPORTISTA no podrá superar en un mes el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, definido este como la doceava parte de su ingreso total anual antes de sanciones, ni e un año el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso anual antes de sanciones.

ARTICULO 23. El ENTE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTICULO 24.- El ENTE establecerá, a partir del segundo PERIODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERIODO TARIFARIO

ARTICULO 25.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, se indican en el Artículo 26 del presente.

Los coeficientes consignados en dicho Artículo 26 serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas del sistema en los últimos doce (12) meses, no supere el valor de CUATRO (4) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km).

En caso de superarse el valor indicado de CUATRO SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km), los coeficientes del Artículo 26 aplicables para el cálculo de TODAS las sanciones se duplicarán.

Los valores indicados en el presente Artículo y en el Artículo 26 serán revisados por el ENTE al finalizar cada PERIODO DE GESTIÓN.

ARTICULO 26.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LÍNEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por

cada CIEN KILOMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO II C, serán los siguientes:

a) para las primeras TRES (3) horas: TREINTA (30) veces.

b) a partir de la cuarta hora: TRES (3) veces.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACION, expresados en número de veces de sus respectivas remuneraciones horarias, establecidas en el SUBANEXO II C , serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado	30 veces
Conexión de 132 KV	50 veces
Conexión de 66 KV	50 veces
Conexión de 33 KV	25 veces
Conexión de 13.2 KV y menores	20 veces

ARTICULO 27.- CLAUSULA TRANSITORIA

Por el lapso de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la fecha de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se modifica el régimen de sanciones establecido en este Subanexo, de la siguiente forma:

a) para los primeros SEIS (6) meses, no se aplicarán sanciones;

b) para los siguientes SEIS (6) meses, se aplicarán las sanciones previstas reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales alli indicados;

c) para los siguientes SEIS (6) meses, se reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

ARTICULO 28.- El monto de las sanciones que aplicare el ENTE en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 29 del CONTRATO se encuentra sujeto al límite establecido en el Artículo 22 del presente "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal".

5.3. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN PATAGÓNICA - TRANSPA

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas para LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN, el REGLAMENTO DE ACCESO, del CONTRATO DE CONCESIÓN o de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA TRANSPORTISTA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL con un nivel de calidad satisfactorio.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA TRANSPORTISTA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

El valor de las sanciones para líneas en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que corresponde a una longitud de línea de VEINTICINCO (25) Km.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será sancionada con penalizaciones acumulativas según los siguientes conceptos:

a) Salida de servicio. La penalización será equivalente a la de UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las TRES (3) primeras horas, por cada salida de servicio.

b) Duración e la indisponibilidad. La duración de la indisponibilidad será apreciada al minuto y el valor horario de la penalización será mayor para las TRES (3) primeras horas que para las subsiguientes. Esta penalidad no será aplicada si la duración de la indisponibilidad es menor de DIEZ (10) minutos o menor.

ARTICULO 9.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de LÍNEAS, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 27 del presente.

ARTICULO 10.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTICULO 11.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su indisponibilidad forzada no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente definido en el Artículo 27 se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado. Se considera que un equipo da origen a energía no suministrada cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por algún consumidor.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las mismas sanciones establecidas en el artículo precedente, afectadas por un coeficiente de reducción igual a la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación. La capacidad reducida será determinada por CAMMESA.

ARTICULO 13.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CONEXIÓN. LOS FACTORES DE PROPORCIONALIDAD aplicables a estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

No se incluyen dentro de los conceptos anteriores las penalizaciones correspondientes a indisponibilidades del equipamiento de filtrado, operado y mantenido por LA TRANSPORTISTA, pero de propiedad de ALUAR S.A. y de los bancos de capacitores para compensación de reactivo, de propiedad de la TRANSPORTISTA, ambos dispuestos en las barras de 33 kV de la E.T. Planta de Aluminio APPA, para los cuales se aplicarán las siguientes previsiones:

a) La INDISPONIBILIDAD FORZADA total o parcial de los BANCOS DE CAPACITORES dispuestos en las barras de 33 kV, en condiciones tales que sea necesario reducir la carga de la planta ALUAR S.A. para mantener el servicio, será considerada, a los fines de su penalización, como una REDUCCIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, en los términos del Artículo 12 del presente y se le aplicará la penalización allí prevista.

b) La INDISPONIBILIDAD FORZADA DEL SISTEMA DE FILTRADO dispuesto en las barras de 33 kV, en condiciones tales que sea necesario reducir la carga de la planta ALUAR S.A. para mantener el servicio, será considerada, a los fines de su penalización, como una REDUCCION DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, en los términos del Artículo 12 del presente y se le aplicará el CINCUENTA PORCIENTO (50%) de la penalización allí prevista.

c) La INDISPONIBILIDAD FORZADA tanto de los BANCOS DE CAPACITORES como del SISTEMA DE FILTRADO, cuya duración no exceda de DIEZ (10) minutos, no recibirá penalización en ninguno de los conceptos indicados en el Artículo 8° del presente.

En el Convenio de Conexión a suscribir entre las partes, correspondiente al punto de conexión de la E.T. Planta de Aluminio APPA-33kV, deberá establecerse la performance de los sistemas de filtrado y banco de capacitores en relación con las características técnicas de la carga. Asimismo, deberá acordarse la modalidad de entrega de repuestos del SISTEMA DE FILTRADO por parte de ALUAR S.A. a la TRANSPORTISTA, a los efectos de limitar la duración de la INDISPONIBILIDAD y las penalidades correspondientes.

ARTICULO 14.- Si LA TRANSPORTISTA , operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos. De no estar definido el equipamiento la sanción se aplicará en los términos del Anexo 4: CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA, integrante del ANEXO II, de la Resolución de S.E. N° 137/92

ARTICULO 15.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la que correspondería si la INDISPONIBILIDAD fuera FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la definida en el inciso a) del artículo 8°para las horas subsiguientes a las TRES (3) primeras.

ARTICULO 16.- Si LA TRANSPORTISTA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 17.- La sanción a aplicar a LA TRANSPORTISTA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA TRANSPORTISTA, salvo los casos en que el ENTE establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 18.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA TRANSPORTISTA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/\text{mes}]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a LA TRANSPORTISTA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a LA TRANSPORTISTA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA TRANSPORTISTA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA TRANSPORTISTA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 19.- LA TRANSPORTISTA deberá comunicar a CAMMESA en forma fehaciente, toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA TRANSPORTISTA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA TRANSPORTISTA y las multas aplicadas.

ARTICULO 20.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución 164/92 del 30 de Diciembre de 1992, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 21.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución S.E. Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTICULO 22.- Cuando LA TRANSPORTISTA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 23.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA TRANSPORTISTA no podrá superar en un mes el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, definido este como la doceava parte de su ingreso anual antes de sanciones, ni en un año el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso anual antes de sanciones.

ARTICULO 24. El ENTE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTICULO 25.- El ENTE establecerá, a partir del segundo PERIODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA TRANSPORTISTA durante el primer PERIODO TARIFARIO

ARTICULO 26.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, incluidos en el Artículo 27 del presente.

Los coeficientes consignados en dicho Artículo 27 serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas del sistema en los últimos doce (12) meses, no supere el valor de DOS y MEDIA (2,5) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km).

En caso de superarse el valor indicado de DOS y MEDIA (2,5) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km), los coeficientes del Artículo 27 aplicables para el cálculo de TODAS las sanciones se duplicarán.

Los valores indicados en el presente Artículo y en el Artículo 27 serán revisados por el ENTE al finalizar cada PERIODO DE GESTIÓN.

ARTICULO 27.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LINEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO II C, serán los siguientes:

a) para las primeras TRES (3) horas: TREINTA (30) veces.

b) a partir de la cuarta hora: TRES (3) veces.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN, expresados en número de veces de sus respectivas remuneraciones horarias, establecidas en el SUBANEXO II C, serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado	30 veces
Conexión de 330 KV	60 veces
Conexión de 132 KV	50 veces
Conexión de 66 KV	50 veces
Conexión de 33 KV	25 veces
Conexión de 13.2 KV y menores	20 veces

El coeficiente para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en caso de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTO DE POTENCIA REACTIVA, será por MVAr de SEIS (6) veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN por transformador de rebaje dedicado, establecida en el Subanexo II-C. Adicionalmente, por cada salida forzada se aplicará una sanción equivalente a una hora de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 28.- CLAUSULA TRANSITORIA

Por el lapso de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la fecha de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se modifica el régimen de sanciones establecido en este Subanexo, de la siguiente forma:

a) para los primeros SEIS (6) meses, no se aplicarán sanciones;

b) para los siguientes SEIS (6) meses, se aplicarán las sanciones previstas reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales alli indicados;

c) para los siguientes SEIS (6) meses, se reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

ARTICULO 29.- El monto de las sanciones que aplicare el ENTE en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 29 del CONTRATO DE CONCESIÓN se encuentra sujeto al límite establecido en el Artículo 22 del presente "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal".

5.4. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL - TRANSCOMAHUE

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas para LA TRANSPORTISTA por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN, el REGLAMENTO DE ACCESO, del CONTRATO DE CONCESIÓN o de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA TRANSPORTISTA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL con un nivel de calidad satisfactorio.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA TRANSPORTISTA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será sancionada con penalizaciones acumulativas según las siguientes pautas:

a) cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, se sancionará con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las primeras TRES (3) horas.

b) las primeras TRES (3) horas de indisponibilidad; este ítem no se aplicará si la indisponibilidad es menor de DIEZ (10) minutos.

c) Las siguientes horas de indisponibilidad.

ARTICULO 9.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de LÍNEAS, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 26 del presente.

ARTICULO 10.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTICULO 11.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 26 del presente.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA DE EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN establecidas en el artículo precedente, afectadas por un coeficiente de reducción, determinado por CAMMESA como la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación.

ARTICULO 13.- Si LA TRANSPORTISTA , operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la AUTORIDAD

REGULATORIA DEL MEM dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicara por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos.

ARTICULO 14.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la correspondiente a los supuestos de INDISPONIBILIDAD FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la determinada en artículo 8°, inciso c) del presente.

ARTICULO 15.- Si LA TRANSPORTISTA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 16.- La sanción a aplicar a LA TRANSPORTISTA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA TRANSPORTISTA , salvo los casos en que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 17.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA TRANSPORTISTA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/\text{mes}]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a LA TRANSPORTISTA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a LA TRANSPORTISTA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA TRANSPORTISTA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA TRANSPORTISTA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 18.- LA TRANSPORTISTA deberá comunicar, en forma fehaciente, a CAMMESA toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA TRANSPORTISTA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA TRANSPORTISTA y las multas aplicadas.

ARTICULO 19.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución 164/92 del 30 de Diciembre de 1992, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 0.05 * DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 20.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución S.E. Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTICULO 21.- Cuando LA TRANSPORTISTA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 22.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA TRANSPORTISTA no podrá superar el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, entendiéndose por este a la doceava parte de su ingreso anual sin sanciones, ni el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso anual.

ARTICULO 23. El ENTE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTICULO 24.- El ENTE establecerá un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA TRANSPORTISTA durante los DIEZ (10) últimos años.

ARTICULO 25.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, se indican en el Artículo 26 del presente.

Los coeficientes consignados en dicho Artículo 26 serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas del sistema en los últimos doce (12) meses, no supere el valor de CUATRO (4) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km).

En caso de superarse el valor indicado de CUATRO (4) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km)), los coeficientes del Artículo 26 aplicables para el cálculo de TODAS las sanciones se duplicarán.

ARTICULO 26.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LINEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO III, serán los siguientes:

a) para las primeras TRES (3) horas (excepto los primeros 10 minutos): TREINTA (30) veces.

b) a partir de la cuarta hora: TRES (3) veces.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN, expresados en número de veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN, establecidas en el SUBANEXO III , serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado	30 veces
Conexión de 132 KV	50 veces
Conexión de 66 KV	50 veces
Conexión de 33 KV	25 veces
Conexión de 13.2 KV y menores	20 veces

ARTICULO 27.- El ENTE aplicará las pautas siguientes:

a) Para el cómputo de las sanciones se excluirán las que, a juicio del ENTE fueron a consecuencia de hechos fortuitos que se encuadren en los casos de fuerza mayor previstos en la legislación argentina.

b) Para el cómputo de los días fuera de servicio se excluirán los que, a juicio del ENTE, fueron a consecuencia de hechos fortuitos que se encuadren en los casos de fuerza mayor previstos en la legislación argentina.

c) Para el cómputo de salidas de servicio se excluirán los que, a juicio del ENTE, fueron a consecuencia de hechos fortuitos que se encuadren en los casos de fuerza mayor previstos en la legislación nacional.

ARTICULO 28.- CLAUSULA TRANSITORIA

Por el lapso de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la fecha de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se modifica el régimen de sanciones establecido en este Subanexo, de la siguiente forma:

a) para los primeros SEIS (6) meses, no se aplicarán sanciones;

b) para los siguientes SEIS (6) meses, se aplicarán las sanciones previstas reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales allí indicados;

c) para los siguientes SEIS (6) meses, se reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

5.5. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN NORESTE - TRANSNEA

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas para LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN, el REGLAMENTO DE ACCESO, del CONTRATO DE CONCESIÓN o de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA TRANSPORTISTA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL con un nivel de calidad satisfactorio.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA TRANSPORTISTA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

El valor de las sanciones para líneas en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que corresponde a una longitud de línea de VEINTICINCO (25) Km.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será sancionada con penalizaciones acumulativas según los siguientes conceptos:

a) Salida de servicio. La penalización será equivalente a la de UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las TRES (3) primeras horas, por cada salida de servicio.

b) Duración e la indisponibilidad. La duración de la indisponibilidad será apreciada al minuto y el valor horario de la penalización será mayor para las TRES (3) primeras horas que para las subsiguientes. Esta penalidad no será aplicada si la duración de la indisponibilidad es de DIEZ (10) minutos o menor.

ARTICULO 9.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de LÍNEAS, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 27 del presente.

ARTICULO 10.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTICULO 11.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su indisponibilidad forzada no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente definido en el Artículo 27 se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado. Se considera que un equipo da origen a energía no suministrada cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por algún consumidor.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las mismas sanciones establecidas en el artículo precedente, pero afectadas por un coeficiente de reducción, igual a la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación. La capacidad reducida será determinada por CAMMESA

ARTICULO 13.- Si LA TRANSPORTISTA , operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos. De no estar definido el equipamiento la sanción se aplicará en los términos del Anexo 4: CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA, integrante del ANEXO II, de la Resolución de S.E. N° 137/92

ARTICULO 14.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la correspondiente si la INDISPONIBILIDAD fuera FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la definida en el inciso a) del artículo 8°para las horas subsiguientes a las TRES (3) primeras.

ARTICULO 15.- Si LA TRANSPORTISTA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 16.- La sanción a aplicar a LA TRANSPORTISTA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA TRANSPORTISTA, salvo los casos en que el ENTE establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 17.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA TRANSPORTISTA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/\text{mes}]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a LA TRANSPORTISTA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a LA TRANSPORTISTA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA TRANSPORTISTA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA TRANSPORTISTA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 18.- LA TRANSPORTISTA deberá comunicar, en forma fehaciente, a CAMMESA toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA TRANSPORTISTA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA TRANSPORTISTA y las multas aplicadas.

ARTICULO 19.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución 164/92 del 30 de Diciembre de 1992, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 20.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución S.E. Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTICULO 21.- Cuando LA TRANSPORTISTA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 22.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA TRANSPORTISTA no podrá superar en un mes el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, definido éste como a la doceava parte de su ingreso anual antes de sanciones, ni en un año el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso anual antes de sanciones.

ARTICULO 23. El ENTE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTICULO 24.- El ENTE establecerá, a partir del segundo PERIODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA TRANSPORTISTA durante el primer PERIODO TARIFARIO

ARTICULO 25.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, incluidos en el Artículo 26 del presente.

Los coeficientes consignados en dicho Artículo 26 serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas del sistema en los últimos doce (12) meses, no supere el valor de DOS y MEDIA (2,5) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km).

En caso de superarse el valor indicado de DOS y MEDIA (2,5) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km), los coeficientes del Artículo 26 aplicables para el cálculo de TODAS las sanciones se duplicarán.

Los valores indicados en el presente Artículo y en el Artículo 26 serán revisados por el ENTE al finalizar cada PERIODO DE GESTIÓN.

ARTICULO 26.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LÍNEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO II C, serán los siguientes:

a) para las primeras TRES (3) horas: TREINTA (30) veces.

b) a partir de la cuarta hora: TRES (3) veces.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN, expresados en número de veces de sus respectivas remuneraciones horarias, establecidas en el SUBANEXO II C , serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado	30 veces
Conexión de 330 KV	60 veces
Conexión de 132 KV	50 veces
Conexión de 66 KV	50 veces
Conexión de 33 KV	25 veces
Conexión de 13.2 KV y menores	20 veces

ARTICULO 27.- CLAUSULA TRANSITORIA

Por el lapso de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la fecha de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se modifica el régimen de sanciones establecido en este Subanexo, de la siguiente forma:

a) para los primeros SEIS (6) meses, no se aplicarán sanciones;

b) para los siguientes SEIS (6) meses, se aplicarán las sanciones previstas reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales allí indicados;

c) para los siguientes SEIS (6) meses, se reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

ARTICULO 28.- El monto de las sanciones que aplicare el ENTE en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 29 del CONTRATO se encuentra sujeto al límite establecido en el Artículo 22 del presente "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal".

5.6. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN CUYO - DISTROCUYO

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas para LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN, el REGLAMENTO DE ACCESO, del CONTRATO DE CONCESIÓN o de las normas que dicte la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA TRANSPORTISTA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL con un nivel de calidad satisfactorio.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL prestado por LA TRANSPORTISTA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

El valor de las sanciones para líneas en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que corresponde a una longitud de línea de VEINTICINCO (25) Km.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será sancionada con penalizaciones acumulativas según los siguientes conceptos:

a) Salida de servicio. La penalización será equivalente a la de UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las TRES (3) primeras horas, por cada salida de servicio.

b) Duración e la indisponibilidad. La duración de la indisponibilidad será apreciada al minuto y el valor horario de la penalización será mayor para las TRES (3) primeras horas que para las subsiguientes. Esta penalidad no será aplicada si la duarción de la indisponibilidad es de DIEZ (10) minutos o menor.

ARTICULO 9.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de LÍNEAS, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 27 del presente.

ARTICULO 10.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTICULO 11.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su indisponibilidad forzada no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente definido en el Artículo 27 se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado. Se considera que un equipo da origen a energía no suministrada cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por algún consumidor.

A los efectos de las sanciones, los autotransformadores de 220/132 kV instalados en las Estaciones Transformadoras CRUZ DE PIEDRA y SAN JUAN, se considerarán como equipamiento de transformación dedicado.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las mismas sanciones establecidas en el artículo precedente, pero afectadas por un coeficiente de reducción igual a la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación. La capacidad reducida será determinada por CAMMESA.

ARTICULO 13.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CONEXIÓN. LOS FACTORES DE PROPORCIONALIDAD aplicables a estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

ARTICULO 14.- Si LA TRANSPORTISTA , operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos. De no estar definido el equipamiento la sanción se aplicará en los términos del Anexo 4: CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA, integrante del ANEXO II, de la Resolución de S.E. N° 137/92

ARTICULO 15.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la correspondiente si la INDISPONIBILIDAD fuera FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la definida en el inciso a) del artículo 8°para las horas subsiguientes a las TRES (3) primeras.

ARTICULO 16.- Si LA TRANSPORTISTA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 17.- La sanción a aplicar a LA TRANSPORTISTA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA TRANSPORTISTA, salvo los casos en que el ENTE establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 18.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA TRANSPORTISTA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/\text{mes}]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a LA TRANSPORTISTA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a LA TRANSPORTISTA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA TRANSPORTISTA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA TRANSPORTISTA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 19.- LA TRANSPORTISTA deberá comunicar, en forma fehaciente, a CAMMESA toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir

del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA TRANSPORTISTA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA TRANSPORTISTA y las multas aplicadas.

ARTICULO 20.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución 164/92 del 30 de Diciembre de 1992, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 21.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución S.E. Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTICULO 22.- Cuando LA TRANSPORTISTA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 23.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA TRANSPORTISTA no podrá superar en un mes el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, definiéndose éste como la doceava parte de su ingreso anual antes de sanciones, ni en un año el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso anual antes de sanciones.

ARTICULO 24. El ENTE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTICULO 25.- El ENTE establecerá, a partir del segundo PERIODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA TRANSPORTISTA durante el primer PERIODO TARIFARIO

ARTICULO 26.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, se indican en el Artículo 27 del presente.

Los coeficientes consignados en dicho Artículo 27 serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas del sistema en los últimos doce (12) meses, no supere el valor de CUATRO (4) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km).

En caso de superarse el valor indicado de cuatro salidas por año y por cien km, los coeficioentes del Artículo 27 aplicables para el cálculo de TODAS las sanciones se duplicarán.

Los valores indicados en el presente Artículo y en el Artículo 27 serán revisados por el ENTE al finalizar cada PERIODO DE GESTIÓN.

ARTICULO 27.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LINEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO II C, serán los siguientes:

a) para las primeras TRES (3) horas: TREINTA (30) veces.

b) a partir de la cuarta hora: TRES (3) veces.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACION, expresados en número de veces la remuneración horaria, establecidas en el SUBANEXO II C , serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado	30 veces
Conexión de 220 KV	60 veces
Conexión de 132 KV	50 veces
Conexión de 66 KV	50 veces
Conexión de 33 KV	25 veces
Conexión de 13.2 KV y menores	20 veces

El coeficiente para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en caso de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTO DE POTENCIA REACTIVA, será por MVAr de VEINTE (20) veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN por transformador de rebaje dedicado, establecida en el Anexo II C. Adicionalmente, por cada salida forzada se aplicará una sancion equivalente a una hora de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 28.- CLAUSULA TRANSITORIA

Por el lapso de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la fecha de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se modifica el régimen de sanciones establecido en este Subanexo, de la siguiente forma:

a) para los primeros SEIS (6) meses, no se aplicarán sanciones;

b) para los siguientes SEIS (6) meses, se aplicarán las sanciones previstas reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales allí indicados;

c) para los siguientes SEIS (6) meses, se reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

ARTICULO 29.- El monto de las sanciones que aplicare el ENTE en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 29 del CONTRATO se encuentra sujeto al límite establecido en el Artículo 23 del presente "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal".

5.7. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN LA REGIÓN BUENOS AIRES - TRANSBA

ARTICULO 1º.- El incumplimiento de las obligaciones dispuestas para LA TRANSPORTISTA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL por la Ley Nº 24.065, el REGLAMENTO DE CONEXIÓN, por el REGLAMENTO DE ACCESO, por el CONTRATO DE CONCESIÓN o por las normas que dicte la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, estará sujeto a sanciones.

ARTICULO 2º.- Será responsabilidad de LA TRANSPORTISTA prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL con un nivel de calidad acorde con lo establecido en el régimen contenido en el presente subanexo.

ARTICULO 3º.- La calidad del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE prestado por LA TRANSPORTISTA se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

ARTICULO 4º.- Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

ARTICULO 5º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto en las Resoluciones de la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS dictadas de acuerdo a lo

dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

ARTICULO 6º.- Todo equipamiento asociado al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 7º.- El valor de las sanciones a aplicar por INDISPONIBILIDAD FORZADA será proporcional a los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad en minutos.

b) El número de salidas de servicio forzadas.

c) Los sobrecostos que sus restricciones producen al Sistema Eléctrico

El valor de las sanciones para líneas en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que corresponde a una longitud de línea de VEINTICINCO (25) Km.

ARTICULO 8º.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será sancionada conforme a la categoría dentro de la cual se halle comprendida cada línea. A tales efectos, las líneas se ordenarán en forma decreciente según los sobrecostos que sus salidas producen al Sistema Eléctrico, calculados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y agrupándolas de la siguiente manera:

1.- CATEGORÍA A: Incluye al conjunto de líneas, que a partir de aquella de mayor sobrecosto, acumulan el SESENTA POR CIENTO (60%) de los sobrecostos atribuibles al SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE TRANSBA.

2.- CATEGORÍA B: Incluye al conjunto de líneas que acumulan el siguiente TREINTA POR CIENTO (30%) de los sobrecostos atribuibles al SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE TRANSBA.

3.- CATEGORÍA C: Incluye al conjunto de líneas no consideradas en las categorías A y B.

EL ENTE o el organismo que lo reemplace, revisará la calificación asignada a cada línea existente al inicio de cada PERIODO TARIFARIO, como consecuencia de la incorporación de nuevas líneas que provoquen modificaciones significativas en la topología del SISTEMA ELÉCTRICO.

Las indisponibilidades serán sancionadas con penalizaciones acumulativas según los siguientes conceptos:

a) Salida de servicio. La penalización será equivalente a la de UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las TRES (3) primera horas, por cada salida de servicio.

b) Duración de la indisponibilidad. La duración de la indisponibilidad será apreciada al minuto y el valor horario de la penalización será mayor para las TRES (3) primeras horas que para las subsiguientes. Esta penalidad no será aplicada si la duración de la indisponibilidad es de DIEZ (10) minutos o menor.

ARTICULO 9.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de LÍNEAS, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el Artículo 27 del presente.

ARTICULO 10.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán las sanciones por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por CAMMESA con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

ARTICULO 11.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o DE TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA por tales conceptos. Adicionalmente, se sancionará cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad por

equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su indisponibilidad forzada no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente definido en el Artículo 27 se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado. Se considera que un equipo da origen a energía no suministrada cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por algún consumidor.

ARTICULO 12.- Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación, que produzcan restricciones en el sistema, debido a causas propias o de equipamiento dedicado, se aplicarán las mismas sanciones establecidas en el artículo precedente, pero afectadas por un coeficiente de reducción igual a la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación. La capacidad reducida será determinada por CAMMESA.

ARTICULO 13.- La sanción a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos, será proporcional a la remuneración que percibirá LA TRANSPORTISTA en concepto de CONEXIÓN. LOS FACTORES DE PROPORCIONALIDAD aplicables a estas sanciones, son los definidos en el Artículo 27 del presente.

ARTICULO 14.- Si LA TRANSPORTISTA , operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en las Resoluciones de la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS dictadas en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se le aplicará una sanción durante todo el período semestral correspondiente, igual a la que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos. De no estar definido el equipamiento la sanción se aplicará en los términos del Anexo 4: CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA, integrante del ANEXO II, de la Resolución de ex – SECRETARIA DE ENERGÍA N° 137/92

ARTICULO 15.- La sanción a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la correspondiente si la INDISPONIBILIDAD fuera FORZADA. La sanción a aplicar para líneas será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de la definida en el inciso a) del artículo 8°para las horas subsiguientes a las TRES (3) primeras.

ARTICULO 16.- Si LA TRANSPORTISTA realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación de CAMMESA, no se aplicará sanción alguna.

ARTICULO 17.- La sanción a aplicar a LA TRANSPORTISTA por INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, será igual a la que se aplica sobre las instalaciones de LA TRANSPORTISTA, salvo los casos en que el ENTE establezca regímenes particulares de sanciones.

ARTICULO 18.- La INDISPONIBILIDAD FORZADA o INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA del equipamiento perteneciente a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE dará lugar también a la aplicación de una sanción a LA TRANSPORTISTA por su responsabilidad en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de tal transportista, la que será calculada según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = 10 * SM / RM * CS \ [\$/\text{mes}]$$

donde:

SM: es la suma de las sanciones a que en cada mes se hiciere pasible el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, valorizadas con idénticos criterios que los que se aplican a LA TRANSPORTISTA.

RM: es la remuneración que mensualmente recibiría el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, si su servicio fuera valorizado conforme el régimen remuneratorio que se aplica a LA TRANSPORTISTA.

CS: es el CARGO POR SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN que LA TRANSPORTISTA percibe por supervisar la operación y mantenimiento del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO.

La sanción se limitará a un valor máximo mensual igual a TRES (3) veces el monto que LA TRANSPORTISTA perciba por CARGO POR SUPERVISIÓN DE OPERACIÓN correspondiente a cada TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE.

ARTICULO 19.- LA TRANSPORTISTA deberá comunicar a CAMMESA, en forma fehaciente, toda situación de indisponibilidad del equipamiento objeto de la CONCESIÓN dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que LA TRANSPORTISTA hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

Trimestralmente CAMMESA informará al ENTE las indisponibilidades del equipamiento de LA TRANSPORTISTA y las multas aplicadas.

ARTICULO 20.- La sanción por desvío de la medición en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), se aplicará según lo previsto en la Resolución ex – SECRETARIA DE ENERGÍA 164/92, en su punto 8.1, según la siguiente expresión:

$$\text{sanción} = DM * E * P$$

donde:

DM: desvío de la medición, expresado en "por unidad".

E: energía activa medida en kWh.

P: precio estacional en el nodo calculado por CAMMESA según las Resoluciones de la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS dictadas de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 21.- Ante la indisponibilidad del instrumental afectado al SMEC será de aplicación la sanción correspondiente a los desvíos de la medición en los términos del punto 8.2 de la Resolución ex – SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 164/92, considerando, a tal efecto, que su medición tiene un error del CUATRO POR CIENTO (4%), aplicado a la información utilizada para la transacción comercial.

En los nodos instrumentados con medidor de control, ante la falta de una de las mediciones, será de aplicación el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la penalidad y comenzará a regir SETENTA Y DOS (72) horas después de comunicado el defecto por CAMMESA.

En caso de falta total de la medición, exista o no medidor de control, será de aplicación el total de la penalidad a partir de las VEINTICUATRO (24) horas de la comunicación de CAMMESA.

ARTICULO 22.- Cuando LA TRANSPORTISTA no implemente las vías de comunicaciones requeridas por el SMEC, no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, CAMMESA arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquélla.

ARTICULO 23.- El monto de las sanciones a que por todo concepto se hiciere pasible LA TRANSPORTISTA no podrá superar el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su ingreso mensual, definido este como la doceava parte de su ingreso anual antes de sanciones, ni en un año el DIEZ POR CIENTO (10%) de su ingreso anual antes de sanciones.

ARTICULO 24. El ENTE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas y CAMMESA administrará su aplicación.

ARTICULO 25.- El ENTE establecerá, a partir del segundo PERIODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA TRANSPORTISTA durante el primer PERIODO TARIFARIO

ARTICULO 26.- Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de las sanciones, se indican en el Artículo 27 del presente.

Los coeficientes consignados en dicho Artículo 27 serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas del sistema en los últimos doce (12) meses, no supere el valor de CUATRO (4) SALIDAS POR año y por CIEN KILÓMETROS (100 Km).

En caso de superarse el valor indicado de CUATRO salidas por año y cien km, los coeficientes del Artículo 27 aplicables para el cálculo de TODAS las sanciones se duplicarán.

Los valores indicados en el presente Artículo y en el Artículo 27 serán revisados por el ENTE al finalizar cada PERIODO DE GESTIÓN.

ARTICULO 27.- CUADRO DE SANCIONES

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LÍNEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por

cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecida en el SUBANEXO C, serán los siguientes:

a) primeras TRES (3) horas:

CATEGORÍA A: CIENTO CINCUENTA (150) veces

CATEGORÍA B: CINCUENTA (50) veces

CATEGORÍA C: DIEZ (10) veces

b) a partir de la cuarta hora:

CATEGORÍA A: QUINCE (15) veces

CATEGORÍA B: CINCO (5) veces

CATEGORÍA C: UNA (1) vez

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN, expresados en número de veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN, establecida en el Subanexo C, serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado	60 veces
Conexión de 220 KV	60 veces
Conexión de 132 KV	50 veces
Conexión de 66 KV	50 veces
Conexión de 33 KV	50 veces
Conexión de 13.2 KV y menores	40 veces

El coeficiente para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en caso de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTO DE POTENCIA REACTIVA, será por MVAr 20 veces la remuneración horaria en concepto de CONEXIÓN por transformador de rebaje dedicado, establecida en el Anexo C. Adicionalmente, por cada salida forzada se aplicará una sanción equivalente a una hora de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

ARTICULO 28.- CLAUSULA TRANSITORIA

Por el lapso de DIECIOCHO (18) meses contados a partir de la fecha de la toma de posesión por LA TRANSPORTISTA, se modifica el régimen de sanciones establecido en este Subanexo, de la siguiente forma:

a) para los primeros SEIS (6) meses, no se aplicarán sanciones;

b) para los siguientes SEIS (6) meses, se aplicarán las sanciones previstas reducidas a UN TERCIO (1/3) de los valores nominales allí indicados;

c) para los siguientes SEIS (6) meses, se reducirá a DOS TERCIOS (2/3) de dichos valores nominales.

ARTICULO 29.- El monto de las sanciones que aplicare el ENTE en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 29 del CONTRATO DE CONCESIÓN se encuentra sujeto al límite establecido en el Artículo 23 del presente "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal".

CATEGORÍA DE LÍNEAS ASIGNADAS AL PRIMER PERIODO TARIFARIO

Las categorías de líneas asignadas a cada una de las líneas de EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), en correspondencia a lo establecido en el Artículo 8º del SUBANEXO B son las siguientes:

A partir del 01/02/2017

CATEGORÍA A

CATEGORÍA B

CATEGORÍA C

6. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

6.1. DISEÑO GENERAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Los criterios para el diseño del SISTEMA DE TRANSPORTE han sido extraídos de los documentos que se mencionan a continuación, los cuales se reconocen como fuente interpretativa del alcance de lo dispuesto en este reglamento:

a) Estudio de Planificación del Sistema Eléctrico Nacional 1994-1999 y Configuración del Sistema de Transmisión para la Central Hidroeléctrica Yacyretá realizado por el Grupo de Trabajo Interempresario de Planificación de la Red Nacional de Interconexión integrado por funcionarios de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA y SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA.

b) Criterios de Confiabilidad Adoptados en Estudios de Estabilidad para la Planificación del SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Estática.

Los criterios para el diseño del sistema de transporte en Alta Tensión, deberán aplicarse plenamente en la operación de dicho sistema, salvo que la operación en estas condiciones provoque más energía no suministrada que la probable resultante de la no aplicación de estos criterios.

6.1.1. CRITERIOS PARA LA OPERACIÓN ESTÁTICA

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Estática:

a) En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema de transmisión cuenta con todo su equipamiento en servicio:

   1) Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN entre CERO COMA NOVENTA Y SIETE (0,97) y UNO COMA CERO TRES (1,03) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

   2) La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobrexcitación del diagrama de capacidad de la unidad generadora.

   3) Deberá mantenerse como mínimo módulos de reserva en los Compensadores sincrónicos y estáticos.

   4) La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina aplicando los criterios de operación estática, dinámica y de confiabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN.

b) En condiciones posteriores a contingencias simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN o la desconexión intempestiva de un generador:

   1) En los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia y una vez actuados todos los sistemas automáticos de restauración de la tensión la misma no deberá exceder, en los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN, el rango entre CERO COMA NOVENTA Y TRES (0,93) y UNO COMA UNO (1,1) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y entre CERO COMA NOVENTA (0,90) y UNO COMA QUINCE (1,15) por unidad de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV). Pasado ese lapso, deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN entre CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0,95) y UNO COMA CERO CINCO (1,05) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y entre CERO COMA NOVENTA (0,90) y UNO COMA DIEZ (1,10) por unidad de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 Kv)

   2) La generación de potencia reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora.

   3) La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente.

c) En condiciones posteriores a cualquier contingencia, los niveles de tensión de todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION no deberán ser superiores a UNO COMA VEINTE (1,20) ni inferiores a CERO COMA OCHENTA Y CINCO (0,85) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIO (500 Kv). Estos niveles de tensión no podrían tener una duración mayor que sesenta segundos contados a partir de la contingencia.

6.1.2. CRITERIOS PARA LA OPERACIÓN DINÁMICA

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Dinámica:

a) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN, en condiciones normales y frente a contingencias simples deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda.

b) EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento incontrolado que, en por lo menos uno de los sistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio. Este límite es independiente de la elección de calidad de servicio que efectúen los Agentes demandantes.

   En condiciones de costos económicos extremos, los agentes demandantes de la región afectada y que representen más del SETENTA POR CIENTO (70%) de la demanda atendida, podrán requerir la limitación del alza de los precios locales que se generarían de aplicar este criterio, asumiendo el riesgo de la interrupción total del servicio en dicha área.

c) Las contingencias simples que se deben considerar a los fines de la aplicación de lo dispuesto en los incisos a) y b) precedentes son las siguientes:

   1) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION no radiales entendiéndose por tales aquellas que cuentan con un transporte alternativo:

      1.a) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión y recierre de la fase fallada y apertura trifásica definitiva ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no produjeran la desconexión de interconexiones o desconexión no programada de cualquier otro equipamiento. La desconexión automática de generación máxima aceptada es de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1200 MW).

   2) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION radiales entendiéndose por tales aquellas que no cuentan con un transporte alternativo:

      2.a) Cortocircuito monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión de la fase fallada y posterior reconexión exitosa no pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación.

      2.b) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión y recierre de la fase fallada y apertura trifásica definitiva ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles.

   3) Fallas atípicas sobre equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN existente pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación necesaria siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles, ni se produjeran pérdidas de interconexiones ni de cualquier otro equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN.

      Se entenderán por fallas atípicas a aquéllas inevitables en que la tasa de falla real supera los valores típicos de diseño, o aquéllas también inevitables que contando con un alto grado de probabilidad de ocurrencia son de una de severidad superior a la trifásica en simple contingencia, considerándose como tal los cortocircuitos trifásicos con pérdida de dos ternas en el sistema de transmisión EL CHOCON–EZEIZA de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), por efecto de tornados.

d) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en condiciones de riesgo de abastecimiento para alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipamiento fuera de servicio deberá respetar los criterios indicados en los incisos a y b de los párrafos anteriores, aunque se permitirá la aplicación de desconexión automática de carga o generación para cualquier contingencia. De no resultar ello suficiente, se deberá limitar la transmisión hasta que se den las condiciones para dar cumplimiento a los criterios previstos en los incisos a) y b) del presente artículo, no admitiéndose en ningún caso que ante contingencias simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Se entiende por contingencia doble aquella que comprende a dos equipamientos del sistema eléctrico simultáneamente, o a la formada por dos contingencias simples consecutivas.

6.1.3. TRANSFORMADORES

La potencia nominal de los transformadores de potencia de una estación transformadora deberá ser, como mínimo, la que resultare de aplicar los criterios de eficiencia de la gestión del Sistema Eléctrico.

6.2. CALIDAD DE LA TENSIÓN, FRECUENCIA Y FACTOR DE POTENCIA DE SERVICIO

6.2.1.- La TRANSPORTISTA deberá cumplir las normas que a continuación se establecen:

a) Los equipamientos del SISTEMA DE TRANSPORTE deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de los límites de MAS/MENOS CERO COMA DOS HERTZ (+/-0,2 Hz) en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos MAS TRES/MENOS DOS HERTZ (+3/-2 Hz).

b) La TRANSPORTISTA deberá mantener la tensión en el nivel que especifique EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para las barras de su SISTEMA DE TRANSPORTE y las barras inmediatas adyacentes de menores tensiones. Para ello deberá mantener disponible el equipamiento requerido, incluyendo la reserva necesaria a tal fin.

c) Los equipamientos del SISTEMA DE TRANSPORTE deberán tener un adecuado funcionamiento ante las siguientes distorsiones en la forma de onda de la tensión:

   1) El nivel máximo de distorsión de armónicas en el SISTEMA DE TRANSPORTE en condiciones normales de operación deberá ser inferior a los límites establecidos por la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE).

   2) En condiciones normales la componente de secuencia inversa de la tensión de fase deberá permanecer por debajo del UNO POR CIENTO (1%) de la tensión nominal.

   3) Las fluctuaciones de tensión en el nodo de conexión con una carga fluctuante no deberán ser superiores a:

      3.a) MAS MENOS CINCO POR CIENTO (+/- 5%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas poco probables.

      3.b) MAS MENOS UNO POR CIENTO (+/- 1%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas de alta probabilidad. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá autorizar, teniendo en cuenta la velocidad del cambio de demanda, fluctuaciones de hasta el TRES POR CIENTO (3%) de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo.

      3.c) El flicker deberá mantenerse dentro de lo límites reconocidos internacionalmente y su nivel deberá medirse con un medidor de flicker que responda a lo dispuesto en la norma International Electrotechnical Comission 868.

6.2.2.- Los USUARIOS del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y las otras TRANSPORTISTAS interconectadas quedan sujetos a las mismas obligaciones dispuestas en el punto precedente y la TRANSPORTISTA deberá supervisar su cumplimiento, debiendo informar de inmediato al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a cualquier incumplimiento de lo dispuesto.

6.2.3.- La TRANSPORTISTA deberá acordar con sus USUARIOS DIRECTOS y con las otras TRANSPORTISTAS interconectadas e informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los factores de potencia límites para las horas de valle, pico y restantes, los que se denominarán VALORES ACORDADOS, requeridos por la reglamentación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) dictada

por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

6.3. DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

La TRANSPORTISTA deberá presentar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN dentro del plazo de UN (1) año a partir de la toma de posesión de las instalaciones vinculadas a dicho Sistema.

Los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquellos de los puntos de conexión, hasta que la TRANSPORTISTA obtenga la aprobación de las normas correspondientes por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), deberán cumplir con los siguientes lineamientos generales:

a) Las normas utilizadas para la selección de la compra en AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA y SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA indicadas en el Apéndice A).

b) Los criterios de diseño y proyecto utilizados para el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE YACYRETA.

c) Los criterios de diseño y proyecto de la cuarta terna del sistema de transmisión de HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA.

Los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquéllos de los puntos de conexión, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos precedentes, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas y condiciones de diseño:

d) Los neutros de los transformadores de alta tensión deberán contar con puesta a tierra rígida.

e) Los sistemas de puesta a tierra de las estaciones deberán ajustarse a la norma del “Institute of Electrical and Electronic Engineers (USA) 80-1986 Guide for Safety in Substation Grounding» y los requerimientos para sistemas de puesta a tierra de la norma “Deutsche Institute für Normung (DIN)”/ Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes (VDE) Nº 0141/7.76, para tensiones de régimen superiores a UN KILOVOLTIO (1 kV).

f) El equipamiento, concepción y disposición de Estaciones, Líneas Aéreas y Cables Subterráneos deberán cumplir lo siguiente:

   1) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizarán de acuerdo con las normas de la “International Electrotechnical Comission (IEC)”, de la “Conférence Consultatif International des Télegraf e Télecommunications (CCITT)”, de la “International Standards Association (ISO)”, del Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM) o sus equivalentes nacionales, particularmente las normas DIN/VDE y “American Society of Testing Materials/ American National Standards Institute (ASTM/ANSI)”.

   2) La TRANSPORTISTA deberá tener presente los resultados de los estudios de la red a realizar por ella misma y por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

   3) El diseño, fabricación y ensayos de los equipos e instalaciones deberá realizarse teniendo en cuenta los requerimientos de calidad de la tensión de servicio exigidos a la TRANSPORTISTA.

   4) Deberán permitir la operación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN de acuerdo a las Normas y Procedimientos de Seguridad que deberá la TRANSPORTISTA someter a la aprobación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

   5) El equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en el punto de conexión, deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito nominal del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN o del USUARIO o de otra TRANSPORTISTA al cual esté conectado, el que resulte mayor.

   6) El nivel de aislación del equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en los puntos de conexión debe estar coordinado con el del equipamiento del USUARIO o TRANSPORTISTA en dichos puntos.

7) El equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN deberá operar dentro de sus límites térmicos.

8) Cuando el equipamiento de transmisión que actualmente cumple con los requerimientos del sistema se transfiera a otro lugar, o se utilice de un modo diferente al actual o se lo destine a otro fin o se lo modifique de otro modo, se aplicarán las normas vigentes al momento de la fabricación original del equipamiento, siempre que se ajusten a la nueva finalidad.

Las instalaciones y equipamientos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes, en especial con las Cláusulas Ambientales indicadas en el Apéndice B.

Las instalaciones y aparatos de los GENERADORES, que afecten al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN deben cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Cada conexión entre una Unidad Generadora y el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

b) La protección de las Unidades Generadoras y sus conexiones con el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN deben cumplir con los requerimientos mínimos especificados a continuación:

1) El tiempo máximo para despeje de fallas, entendiéndose por tal el transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, que ocurran en los equipos del GENERADOR directamente conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN y para las que ocurran en los equipos del SISTEMA DE TRANSPORTE directamente conectados a los del GENERADOR deberá ser determinado por la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión del GENERADOR.

2) El GENERADOR deberá disponer la protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE y, la TRANSPORTISTA deberá disponer de tal protección para fallas en el Sistema del GENERADOR. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.

3) Los interruptores del punto de conexión entre un GENERADOR y la TRANSPORTISTA deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en medición de las corrientes. Los requerimientos de la protección de falla interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser establecidos por la TRANSPORTISTA.

c) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión deberán estar coordinados en forma previa a la conexión entre el GENERADOR y la TRANSPORTISTA, de manera tal que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos.

Las instalaciones y aparatos de los USUARIOS y otras TRANSPORTISTAS, a excepción de los GENERADORES, que afecten al SISTEMA DE TRANSPORTE deben cumplir con los siguientes requerimientos:

a) El tiempo máximo para despeje de fallas, que ocurran en los equipos del Usuario u otra TRANSPORTISTA directamente conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE y para las que ocurran en los equipos del SISTEMA DE TRANSPORTE directamente conectados a los del primero deberá ser determinado por la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión.

b) El USUARIO u otra TRANSPORTISTA conectados deberán disponer de protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE y, la TRANSPORTISTA deberá disponer de tal protección para fallas en el Sistema de los primeros. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.

c) Cuando la TRANSPORTISTA no cuente con interruptor en el nivel de tensión de conexión del USUARIO u otra TRANSPORTISTA, estos últimos deberán suministrar a la TRANSPORTISTA los medios para aislar las fallas o anormalidades del SISTEMA DE TRANSPORTE. Ante fallas en el Sistema del USUARIO, su protección deberá disparar los interruptores de mayor tensión de la TRANSPORTISTA.

d) Cuando se requiera el recierre automático de los interruptores de la TRANSPORTISTA después de fallas en el Sistema del USUARIO u otra TRANSPORTISTA, los equipos de interrupción serán suministrados de acuerdo a lo que estipulen las partes entre sí.

e) El USUARIO u otra TRANSPORTISTA y la TRANSPORTISTA deberán coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión, debiéndose garantizar que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos.

6.4. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS GENERADORES VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

Las Unidades Generadoras conectadas directa o indirectamente al SISTEMA DE TRANSPORTE deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Disponer del equipamiento de control de la tensión y de amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico que éste pueda requerir para su estabilidad. Cuando se requiera la instalación de un nuevo equipamiento su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

b) Disponer con anterioridad a su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE de las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios del Area de Influencia, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

c) Cada Unidad Generadora deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.

d) Disponer, con anterioridad a la conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE, de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación requeridas por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión, su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios del área de Influencia, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

e) Se admite como máximo la desconexión intempestiva de una generación de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1200 MW) ante contingencia simple.

6.5. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE.

Los DISTRIBUIDORES y GRANDES USUARIOS conectados directa o indirectamente al Sistema de Transporte deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Los neutros de los transformadores, y de los bancos de los transformadores y de reactores, conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE deberán contar con puesta a tierra rígida. La TRANSPORTISTA deberá acordar cualquier desviación de esta especificación, en especial en el caso de reactores de neutro asociados a la desconexión y recierre unipolar de líneas aéreas.

b) Cumplir con las disposiciones de desconexión automática de la carga por baja frecuencia requerida por el sistema eléctrico, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

7. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL

Hasta tanto se reglamenten los criterios de diseño y calidad de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, se incorpora inicialmente los siguientes criterios:

- El nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL no deberá ser menor a CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0.95) por unidad de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV), salvo que la operación en estas condiciones provoque energía no suministrada (ENS). El nivel mínimo admisible de tensión será aquél compatible con las

condiciones de seguridad del sistema de transporte o con la afectación eventual a las demandas abastecidas.

- El nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL no deberá ser mayor a UNO COMA CERO CINCO (1.05) por unidad de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) o al máximo compatible con la seguridad del equipamiento de transporte o usuarios conectados, salvo que la operación en estas condiciones permita reducir el requerimiento de generación forzada o el riesgo de tener energía no suministrada (ENS).

8. APÉNDICE A: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA ADQUISICIÓN DE EQUIPOS

A) ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS

T-83 Condiciones técnicas generales para equipos de alta y extra alta tensión

T-84 Interruptores de alta y extra alta tensión

T-85 Seccionadores de alta y extra alta tensión

T-86 Transformadores de medida de alta y extra alta tensión

T-87 Descargadores de sobretensión de alta y extra alta tensión

T-88 Aisladores soporte de alta y extra alta tensión

T-79/90 Transformadores y autotransformadores de potencia

T-89 Reactores trifásicos y monofásicos

T-90 Aisladores de suspensión a rótula para líneas de alta tensión mayores de 1000 V

T-s/n Baterías alcalinas, ácidas y cargadores para la alimentación de servicios auxiliares en corriente continua

B) ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LÍNEAS:

GIE-T Nº 1 Cálculo de líneas

T-80 Reglamentación sobre servidumbre de electroducto

s/n Estudio de normalización sobre coexistencia de líneas de energía y telecomunicaciones (habla sobre cómo calcular las interferencias y como se efectúan las compensaciones económicas entre la empresa de energía y la de telecomunicaciones).

C) ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SISTEMAS DE COMUNICACIONES

Recomendaciones de la Conférence Consultatif International des Télegraf y de la Télecommunications e International Electrotechnical Comission.

9. APÉNDICE B: CLAUSULAS AMBIENTALES

9.1. CRITERIOS

La gestión ambiental a desarrollar por la TRANSPORTISTA, se realizará de manera tal que permita:

1.1.- La minimización del impacto ambiental originado en las actividades de transporte y transformación de la energía eléctrica.

1.2.- El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las normativas vigentes de control ambiental

9.2. CONDICIONES

Las condiciones mínimas a cumplir por la TRANSPORTISTA son las siguientes:

2.1.- Observar el cumplimiento estricto de la legislación ambiental, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para evitar efectos nocivos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema.

2.2.- Mantener los equipos e instalaciones principales y complementarias de transporte y transformación, en condiciones tales que permitan niveles de contaminación menores o iguales a los fijados por las leyes, decretos, reglamentaciones y normas - nacionales y/o municipales- que corresponda aplicar en cada caso en particular.

2.3.- Establecer y mantener durante todo el período de operación, sistemas de información que faciliten la verificación del cumplimiento de las normas de protección ambiental.

9.3. REQUERIMIENTOS

3.01.- La TRANSPORTISTA deberá efectuar dentro del plazo de un año a partir de la toma de posesión de las instalaciones afectadas al SISTEMA DE TRANSPORTE, un relevamiento de las condiciones ambientales de las instalaciones y una evaluación de los impactos actuales y potenciales durante el período de operación previsto. Para la ejecución del mismo serán aplicables las orientaciones metodológicas del Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico(Resolución SEE No 015/92)

3.02.- Elevar, dentro del plazo indicado para el relevamiento anterior, un informe para su aprobación por el ENTE, con las medidas previstas para la adecuación de todas las instalaciones, procesos y sistemas de control ambiental correspondientes a la operación del SISTEMA DE TRANSPORTE. Las medidas correctivas dependerán de las restricciones impuestas por el diseño original y deberán efectuarse dentro de los veinticuatro (24) meses posteriores a la fecha de la firma del CONTRATO DE CONCESIÓN.

3.03.- En la operación y mantenimiento de las instalaciones, la TRANSPORTISTA está obligada a adoptar todas las medidas técnicas para cumplir con los límites de emisión de contaminantes fijados por las normas correspondientes.

La Empresa será la única responsable del resarcimiento económico que corresponda, como consecuencia de los daños que pudiera ocasionarse al personal de la Empresa y/o a terceros.

3.04.- Cuando a juicio de la autoridad competente se considere necesario actualizar y/o verificar el cumplimiento de las condiciones de operación, relacionadas con el control de la contaminación, la TRANSPORTISTA deberá proporcionar todos los elementos que permitan concretar dicho cometido, poniendo además a disposición la información que le sea requerida.

3.05.- Efectuar mediciones periódicas, en los puntos presuntamente críticos, de los niveles de campo electromagnético, radio interferencia, ruido audible y tensiones de contacto y de paso, así como controlar las conexiones de puesta a tierra.

3.06.- Durante la operación del SISTEMA DE TRANSPORTE, la Empresa deberá observar el cumplimiento de los niveles de tolerancia para campo electromagnético, radiointerferencia, ruido audible y tensiones de contacto y de paso, contemplados por la normativa existente o, en su defecto, por los establecidos a nivel internacional correspondientes a instalaciones equivalentes. Se tomarán como valores orientativos los indicados en el Anexo del Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico (Resolución SE No. 015/92).

3.07.- Readecuar y/o instalar en las estaciones transformadoras y/o compensadoras, sistemas de contención y recuperación de los líquidos refrigerantes, a fin de evitar, en caso de accidentes, la contaminación de desagües pluviales y/o sanitarios.

3.08.- Emplear medios manuales y/o mecánicos para los trabajos de desmalezado y mantenimiento de las franjas de servidumbre, calles de acceso y patios de estaciones transformadoras. En el caso de requerirse la utilización sustancias químicas, la TRANSPORTISTA deberá solicitar autorización previa a la autoridad competente.

3.09.- Cumplir con las normas nacionales, provinciales y/o municipales vigentes sobre descargas de efluentes líquidos.

3.10.- Cumplir con la Ley No. 19.587 de Higiene y Seguridad, su Decreto Reglamentario No. 351/79 y las reglamentaciones vigentes nacionales, provinciales y/o municipales, particularmente respecto a niveles admisibles para ruidos y vibraciones.

3.11.- Observar las normas relativas a la utilización, manipuleo, almacenamiento y disposición final de equipos que contengan sustancias tóxicas o peligrosas para la salud y el ambiente. Para ello será de aplicación lo previsto por la Ley 24.051/92, "Residuos Peligrosos", el Decreto No. 181/92 "Importación de Residuos Peligrosos" y la Ley No. 19.587.

3.12.- Cumplir con las normas relativas a la utilización, manipuleo y disposición de DPC -difenilos policlorados-, según Resolución MTSS No. 369/1 "Normas sobre Difenilos Policlorados". En el caso de nuevas instalaciones queda prohibida la utilización de equipos que contengan tales sustancias.

3.13.- Toda ampliación de las instalaciones deberá ajustarse a los requerimientos del Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico (Resolución SEE No. 015/92).

9.4. INCUMPLIMIENTOS

4.1.- Si dentro de los plazos establecidos, la TRANSPORTISTA omitiera el cumplimiento de las medidas contempladas en el presente apéndice, será pasible de un apercibimiento por parte del ENTE y estará obligada a ajustarse a las condiciones, dentro del término establecido por la mencionada autoridad.

4.2.- Si transcurrido el plazo establecido, persistiera el incumplimiento de las condiciones de operación comprometidas, la autoridad competente podrá disponer la inhabilitación de la instalación hasta tanto se solucionen las causales del incumplimiento. La TRANSPORTISTA será la única responsable por los perjuicios económicos correspondientes.

10. ANEXO I DEL REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CONVOCATORIA ABIERTA A REALIZAR CON APORTES DEL FFTEF

10.1. TITULO I. - DEFINICIONES

ARTICULO 1°- Para la aplicación del presente procedimiento determínase las siguientes definiciones:

AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS: Es el procedimiento de AMPLIACIÓN del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN en la que el INICIADOR de la AMPLIACIÓN asume la obligación de pagar el CANON ANUAL en forma proporcional a su Participación en el CONTRATO DE PROMOCIÓN, y, en función de ello, el INICIADOR tiene derecho a percibir, en idéntica proporción, los DERECHOS FINANCIEROS DEL TRANSPORTE.

BENEFICIARIO NO INICIADOR: Es un Agente o Participante del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) no INICIADOR de la AMPLIACIÓN, con demanda o generación de energía eléctrica ubicada físicamente en el área de influencia de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS, que con posterioridad a la firma del Contrato COM ha incrementado su demanda o generación de energía eléctrica, resultando identificado como tal por aplicación del método previsto en el Subanexo I del presente, y como consecuencia de ello debe necesariamente adquirir derechos y obligaciones similares a aquellas de los INICIADORES de la AMPLIACIÓN".

BENEFICIO PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA AMPLIACION: Es la diferencia entre el valor actualizado neto de los costos de inversión, operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico en su conjunto con las modificaciones que se deriven de la AMPLIACIÓN y el costo total de operación y mantenimiento sin tal modificación. Los costos de operación y mantenimiento deben considerar, en ambos casos, el Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

CANON ANUAL ESTIMADO: Es la mejor estimación del canon anual que correspondería pagar a la TRANSPORTISTA o a un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE para que construya, opere y mantenga las nuevas instalaciones durante el Período de Amortización que se haya previsto, para concretar una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS, una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF o una AMPLIACIÓN POR ACUERDO ENTRE PARTES CON APORTES DEL FFTEF.

CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE: Es el máximo valor del CANON ANUAL ofertado por la TRANSPORTISTA o por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE en la licitación pública que se convoque para seleccionar al Contratista COM de la AMPLIACIÓN, que puede ser aceptado por el COMITÉ DE EJECUCIÓN.

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE UNA AMPLIACIÓN: Es la máxima potencia que puede transmitir una AMPLIACIÓN del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión. Será determinada en forma conjunta por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y la TRANSPORTISTA, respetando los criterios de diseño y calidad del Sistema, para aquella configuración del sistema y despacho más probables en el horizonte del estudio.

CARGOS POR CONGESTIÓN Y PERDIDAS: Es la diferencia entre la energía y potencia horarias recibidas en un nodo receptor de una instalación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión valorizada a los precios en dicho nodo receptor, menos la energía y potencia inyectadas en el nodo emisor de dicha instalación valorizada a los precios del nodo emisor.

COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DEL FFTEF (CAF): Es el comité previsto en el Artículo 4°, inciso a) de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA N° 657 del 3 de diciembre de 1999, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA N° 174 del 30 de junio de 2000 y sus modificatorias.

COMITÉ DE EJECUCIÓN (CE): Es el Comité integrado por los INICIADORES de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS o de una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO o de una AMPLIACIÓN POR ACUERDO DE PARTES, estas DOS (2) últimas sólo en caso de participación del FFTEF y el CAF, si correspondiere, que será responsable de las tareas especificadas en el Título II de este Anexo, más aquellas que se establezcan especialmente en el CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN.

CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN: Es el acuerdo entre el CAF y los INICIADORES de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS o de una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF o de una AMPLIACIÓN POR ACUERDO DE PARTES CON APORTES DEL FFTEF, en el que se establecen sus derechos y obligaciones.

CONVOCANTES: Son los Agentes del MEM, Participantes del MEM, el Comité de Administración del FFTEF (CAF), o terceros que convoquen, mediante la metodología de CONVOCATORIA ABIERTA, a INTERESADOS en participar en uno de los procedimientos de AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN establecidos en el inciso f) del artículo 3° de este Anexo. El carácter de Convocante se mantendrá hasta tanto el INTERESADO abandone el proceso de AMPLIACIÓN o ceda su PARTICIPACIÓN.

CONVOCATORIA ABIERTA: Es la metodología de identificación de INTERESADOS en participar en una AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN, quienes deben, a partir de tal identificación, definir el procedimiento de AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSION a aplicar para dicha AMPLIACIÓN entre alguna de las establecidas en el inciso f) del artículo 3° de este Anexo.

DERECHO FINANCIERO DE TRANSPORTE: Es el derecho del INICIADOR de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS, o del titular de una Propuesta Firme de Participación aceptada de una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTE DEL FFTEF, o del FFTEF (para este último cualquiera sea el procedimiento de ampliación adoptado), de percibir los Cargos por Congestión y Pérdidas que se produzcan en la AMPLIACION, en relación a su PARTICIPACIÓN.

FONDO FIDUCIARIO PARA EL, TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL (FFTEF): Es el fondo específico constituido por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA N° 657 del 3 de diciembre de 1999 y modificado por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA N° 174 del 30 de junio de 2000 y sus modificatorias.

INICIADORES: Son los CONVOCANTES e INTERESADOS que han suscrito el CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN.

INTERESADOS: Son Agentes del MEM, Participantes del MEM, el Comité de Administración del FFTEF, o terceros que se presenten a la CONVOCATORIA ABIERTA llamada por los CONVOCANTES.

LOS PROCEDIMIENTOS: Son los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

PARTICIPACIÓN: Es el porcentaje del CANON ANUAL de una AMPLIACIÓN que un INICIADOR se compromete a pagar en firme. Dicha Participación le otorga la titularidad de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE y, el consecuente derecho a percibir en idéntica proporción a la de su PARTICIPACIÓN, los Cargos por Congestión y Pérdidas, y, por otra parte, de corresponder, las PENALIDADES ESPECIALES pagadas por la TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE que realiza la AMPLIACIÓN y a intervenir en la toma de decisiones del COMITÉ DE EJECUCIÓN de la AMPLIACIÓN. Si hubiere aportes de los fondos SALEX al pago del CANON ANUAL, a los efectos del cálculo de la PARTICIPACIÓN, se descontarán los aportes de dichos fondos.

PENALIDADES ESPECIALES: Son penalidades superiores a las establecidas en el Anexo 16, RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN de LOS PROCEDIMIENTOS, que el COMITÉ DE EJECUCIÓN puede requerir a la TRANSPORTISTA o a los TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES que concursen por el Contrato COM en una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS o de una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF o de una AMPLIACIÓN POR ACUERDO DE PARTES CON APORTES DEL FFTEF.

REGLAMENTO: Es el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

10.2. TITULO II. - CONVOCATORIA ABIERTA

ARTICULO 2°- La CONVOCATORIA ABIERTA que se define en el presente Título es una metodología de gestión de Ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) aplicable a nuevas líneas y estaciones transformadoras en la red de alta tensión que se realicen en el ámbito de la Concesión del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Cuando una CONVOCATORIA ABIERTA sea llamada por el Comité de Administración del FFTEF (CAF) en carácter de CONVOCANTE será de aplicación lo dispuesto en el Título IV del presente Anexo.

ARTICULO 3°- Los CONVOCANTES podrán llamar a CONVOCATORIA ABIERTA para llevar a cabo una AMPLIACIÓN del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, debiendo, a tales efectos, cumplimentar los siguientes pasos:

a) Organizar y efectuar una CONVOCATORIA ABIERTA de INTERESADOS en participar en la realización de una AMPLIACIÓN al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, que deberá difundirse a través de medios públicos de información. Deberán además informar sobre los alcances de su proyecto a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a cada una de las Asociaciones integrantes de esta última y como mínimo DOS (2) cámaras empresarias del sector eléctrico.

b) Podrán solicitar una definición vinculante del ENRE respecto a la posibilidad de utilizar para la financiación de la AMPLIACIÓN aportes provenientes de la Cuenta Saldos de Excedentes del Transporte (fondos SALEX) del Corredor cuyas restricciones esa AMPLIACIÓN elimine o minimice, debiendo dicho Ente expedirse dentro de los DIEZ (10) días corridos de la consulta. Esta definición implicará una reserva de dichos fondos por NOVENTA (90) días, plazo que podrá ser prorrogado por el ENRE a solicitud de los CONVOCANTES.

c) Confeccionar un Pliego para la CONVOCATORIA ABIERTA, en la cual se incluirán las condiciones bajo las cuales se realiza la convocatoria, así como toda la información necesaria para que los INTERESADOS puedan formular sus propuestas, y la fecha en que ellos y los demás interesados en la AMPLIACIÓN deberán presentar sus ofertas económicas para participar de la misma.

   El Pliego para la CONVOCATORIA ABIERTA deberá prever el procedimiento mediante el cual se propone llevar adelante la AMPLIACIÓN, entre aquellos consignados en el inciso f) del presente Artículo y la constitución de garantías suficientes que aseguren la continuidad de la gestión hasta la suscripción del Contrato COM. Asimismo dicho Pliego podrá incluir un criterio para distribuir entre todos los firmantes del CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN los gastos inherentes a la gestión de la CONVOCATORIA ABIERTA, anteriores a su firma.

d) Poner a disposición de todos los INTERESADOS en participar en la AMPLIACIÓN, simultáneamente con el llamado de CONVOCATORIA ABIERTA, la información técnica y económica que les permita conocer el proyecto disponible.

Deberán incluir su mejor evaluación del CANON ANUAL ESTIMADO que correspondería pagar al TRANSPORTISTA o al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE para que construya, opere y mantenga las nuevas instalaciones por el Período de Amortización que se haya previsto, así como la estimación de la Capacidad de Transporte de la AMPLIACIÓN. Durante el período de consultas entre INTERESADOS y CONVOCANTES, este presupuesto podrá ser ajustado, tanto en lo referente al proyecto que le dio origen como a los costos unitarios utilizados para la estimación.

e) Llevar a cabo reuniones informativas con los INTERESADOS, a fin de recibir sus comentarios, de los cuales eventualmente podrán surgir correcciones a la documentación de la AMPLIACIÓN hasta QUINCE (15) días antes de la fecha de apertura de las propuestas.

f) Definir el procedimiento de AMPLIACIÓN a aplicar entre las opciones que se establecen a continuación y cumplir, al respecto lo establecido en el inciso c) precedente:

I) ACUERDO DE PARTES CON APORTES DEL FFTEF: al que le serán aplicables las normas previstas en el Título II del REGLAMENTO, con la excepción de lo dispuesto en el artículo 7° de este Anexo.

II) CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF: al que le serán aplicables las normas previstas en el Título III del REGLAMENTO, con las modificaciones introducidas en el Título V del presente Anexo, debiéndose considerar al CAF o al COMITÉ DE EJECUCIÓN DE LA AMPLIACIÓN como el SOLICITANTE de la AMPLIACIÓN. A efectos del cálculo de las votaciones en la Audiencia Pública establecida en el Artículo 11 de la Ley N° 24.065, se mantendrán los criterios vigentes y se considerará que el porcentaje correspondiente al compromiso de aporte del FFTEF, de existir, como un voto por la afirmativa.

III) AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS que se establece en el presente Título y en los Títulos IV y V del presente Anexo.

Cualquiera sea el procedimiento de Ampliación seleccionado, al FFTEF siempre le corresponderán DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE por su PARTICIPACIÓN en el pago del CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN.

Los pagos mensuales que deban efectuar los Agentes o Participantes del MEM o terceros responsables de solventar el CANON ANUAL de una AMPLIACIÓN, tendrán tratamiento diferenciado según sea el obligado al pago y el procedimiento de Ampliación aplicado, a saber:

a) Los pagos provenientes de Agentes o Participantes del MEM correspondientes a Propuestas No Firmes de Participación de AMPLIACIONES POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF recibirán idéntico tratamiento al estipulado para las Ampliaciones gestionadas por el procedimiento de AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO establecido en el Título III del REGLAMENTO.

b) Los pagos provenientes de Agentes o Participantes del MEM correspondientes a AMPLIACIONES POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS, a Propuestas Firmes de Participación de AMPLIACIONES POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF, a AMPLIACIONES POR ACUERDO ENTRE PARTES CON APORTES DEL FFTEF y los pagos provenientes de terceros serán efectuados directamente por los deudores al TRANSPORTISTA o TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE de la AMPLIACIÓN, sin intervención de CAMMESA.

10.3. TITULO III. - AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS

10.3.1. CAPITULO I. - METODOLOGÍA APLICABLE

ARTICULO 4°- Los CONVOCANTES que organicen la CONVOCATORIA ABIERTA deberán recibir, en la fecha indicada, las ofertas irrevocables presentadas por los demás INTERESADOS, debiendo acompañar las suyas.

Las ofertas deberán especificar el máximo aporte financiero a comprometer para el pago del CANON ANUAL. Se considerará que el porcentaje de PARTICIPACIÓN que acepta cada oferente es igual a la suma ofertada dividida por el CANON ANUAL ESTIMADO. No obstante, cada INTERESADO o CONVOCANTE podrá ofertar la aceptación de un porcentaje menor, debiéndose entender que tal porcentaje representa la mínima PARTICIPACIÓN en el CANON ANUAL y en los derechos a ésta vinculados, que el oferente admitirá en correspondencia con el aporte por él ofertado.

ARTÍCULO 5°- Los CONVOCANTES, una vez recibidas todas las ofertas, sumarán los montos ofertados, debiéndose entender que la PARTICIPACION de cada INTERESADO y CONVOCANTE en el CANON ANUAL será igual al monto ofertado por cada uno de ellos, dividido por el CANON ANUAL ESTIMADO, a menos que la suma de montos ofertados supere el CANON ANUAL ESTIMADO, en cuyo caso la PARTICIPACIÓN de cada INTERESADO y CONVOCANTE será igual al monto ofertado por cada uno de ellos dividido por el total ofertado. En este último caso, dicha PARTICIPACIÓN no podrá ser menor al porcentaje mínimo ofertado, de existir.

De tratarse de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS convocada por el Comité de Administración del FFTEF (CAF) o de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS convocada por Agentes o Participantes del MEM o terceros con Solicitud de Aportes del FFTEF, el procedimiento de AMPLIACIÓN continuará según lo establecido en el Título IV o en el Título V de este Anexo, según correspondiere.

ARTÍCULO 6°- Una vez obtenida el aporte del FFTEF, los CONVOCANTES e INTERESADOS que hayan formulado ofertas en la CONVOCATORIA ABIERTA junto con el CAF, firmarán un Contrato de PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN, en el cual se reafirmará el compromiso de pago de su PARTICIPACIÓN en el CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE resultante de tal convocatoria, se constituirá su COMITÉ DE EJECUCIÓN, se definirá su organización y se reglamentará su funcionamiento.

Los firmantes del CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN adquirirán el carácter de INICIADORES y tendrán un derecho de voto igual a su PARTICIPACIÓN.

Los gastos que se originen a partir de la constitución del COMITÉ DE EJECUCIÓN se repartirán, con excepción del CAF, sobre la base de las respectivas Participaciones, salvo acuerdo en contrario.

ARTÍCULO 7°- La selección del Contratista que realizará la construcción, operación y mantenimiento de la AMPLIACIÓN (Contrato COM) deberá efectuarse mediante una licitación pública a la que se le aplicarán las normas vigentes de selección de oferentes para una Ampliación por Concurso Público, en los términos del Título lll del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 8°- Para la gestión de la AMPLIACIÓN, se aplicarán los criterios previstos en el Capítulo II del presente Título.

ARTÍCULO 9°- El COMITÉ DE EJECUCIÓN constituido mediante el CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN será responsable de:

a) Redefinir el valor del CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE en caso que existiera incremento en la voluntad de pago de uno o más de los INICIADORES firmantes del CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN. A estos efectos deberá respetarse la PARTICIPACIÓN mínima, de existir.

b) Preparar los documentos para obtener la autorización de la AMPLIACIÓN por el ENRE, siguiendo los procedimientos detallados en los Capítulos II y lll del presente Título.

c) Elaborar y someter a la aprobación del ENRE, los Pliegos para el llamado a licitación pública para contratar la Construcción, Operación y Mantenimiento de la AMPLIACIÓN (Contrato COM).

d) Solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (O.E.D.) y al TRANSPORTISTA la determinación de la Capacidad de Transporte de la AMPLIACIÓN, en el marco de los escenarios que considere más probables en el horizonte de estudio, si esto no hubiera sido hecho previamente por los CONVOCANTES.

e) Establecer y someter a la aprobación del ENRE, cuando correspondiera, el Período de Amortización de la AMPLIACIÓN.

f) Una vez recibida la autorización del ENRE, efectuar el llamado a licitación pública destinado a seleccionar al TRANSPORTISTA o TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE que realizará la Construcción, Operación y Mantenimiento de la AMPLIACIÓN.

g) Atender las consultas de los oferentes, evaluar las propuestas, adjudicar a aquella que haya ofrecido menor CANON ANUAL y firmar el respectivo Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la AMPLIACIÓN.

h) Desempeñar las funciones de Comitente del Contrato con el Contratista COM y resolver las disputas que surjan durante la construcción de la AMPLIACIÓN.

i) Gestionar el uso de los fondos SALEX, si éstos hubieran sido asignados, en un todo de acuerdo con lo previsto en la regulación vigente.

j) Realizar la inspección de las obras de la AMPLIACIÓN, con el alcance que definan los miembros del COMITÉ DE EJECUCIÓN, complementando las tareas de supervisión que realice la Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (TRANSENER S.A.).

k) Asumir la representación de los INICIADORES en la resolución de las divergencias que pudieren surgir con el Contratista COM respecto a aspectos contractuales con posterioridad a la habilitación comercial de la AMPLIACIÓN, así como temas relacionados con la incorporación de BENEFICIARIOS NO INICIADORES o con la cesión de la PARTICIPACIÓN de alguno de los INICIADORES, todo ello hasta la extinción del Período de Amortización.

ARTICULO 10.- Si en la licitación pública destinada a seleccionar el Contratista COM de la AMPLIACIÓN no se presentara ninguna oferta cuyo CANON ANUAL, fuera menor o igual que el CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE establecido en los términos del artículo 9° de este Anexo, la citada licitación deberá declararse desierta.

ARTICULO 11.- En caso de darse la situación descripta en el artículo precedente y estar previsto en el CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN, podrá efectuarse un segundo llamado, debiéndose tener presente que bajo ninguna circunstancia se podrá adjudicar la licitación por un CANON ANUAL mayor al establecido como CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE.

10.3.2. CAPITULO II. - PROCEDIMIENTO PARA GESTIONAR UNA AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS

ARTICULO 12.- El COMITÉ DE EJECUCIÓN deberá presentar una SOLICITUD ante la TRANSPORTISTA titular de la concesión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y ante otra Transportista a la cual la AMPLIACIÓN pudiere vincularse, la que deberá contener la siguiente información:

a) Descripción y características técnicas de las instalaciones que constituyen la AMPLIACIÓN.

b) Descripción y característica del anteproyecto técnico incluido en los pliegos para el Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM).

c) Identificación de los integrantes del COMITÉ DE EJECUCIÓN que actuarán como COMITENTE del Contrato COM.

d) Fecha de habilitación requerida por el COMITÉ DE EJECUCIÓN para la puesta en servicio comercial de la AMPLIACIÓN y, de corresponder, el cronograma previsto de construcción de las instalaciones.

e) Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD, de acuerdo a la metodología prevista en el Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA, denominado Estudios Requeridos para la Presentación de la Solicitud de Acceso y Ampliación al Sistema de Transporte.

f) Información básica requerida por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

g) De tratarse de una Ampliación de Capacidad de Transporte destinada al abastecimiento eléctrico de una o más demandas desde el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) a través de una línea radial, el COMITÉ DE EJECUCIÓN, en su carácter de futuro Comitente del Contrato COM, podrá solicitar prioridad de acceso a la misma frente a terceros que requieran utilizar dicha AMPLIACIÓN. Para ello, adicionalmente, se presentará:

   I) Solicitud de prioridad de acceso frente a terceros, por una potencia no mayor a la capacidad de la ampliación multiplicada por la PARTICIPACIÓN de los solicitantes, por un período a indicar, que no podrá exceder al Período de Amortización de la AMPLIACIÓN.

   II) Detalle del uso que el SOLICITANTE prevé hacer de la capacidad de la AMPLIACIÓN durante el período de prioridad referido en el acápite precedente, indicando la evolución que prevé en dicho uso.

   III) En caso que una demanda hubiese suscrito con un Agente o Comercializador del MEM, titular de DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE de la AMPLIACIÓN respecto a la cual se considera solicitar la prioridad, un Contrato de Abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por un

plazo superior a CINCO (5) años que tuviese como punto de entrega el punto de conexión al MEM del consumo o una barra de una Estación Transformadora del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión de dicha AMPLIACIÓN y obrara la correspondiente autorización del titular del consumo, tal Agente o Comercializador podrá solicitar en su nombre la prioridad de acceso para la demanda abastecida y asignar a dicha demanda los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE que tuviese en la AMPLIACIÓN.

h) Requerimiento de asignación de fondos SALEX a la AMPLIACIÓN, de corresponder.

i) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.

j) Estudio del Impacto Ambiental de la AMPLIACIÓN.

ARTICULO 13.- LA TRANSPORTISTA deberá notificar al ENRE y a CAMMESA la SOLICITUD a que se hace referencia en el artículo precedente, acompañada de toda la información presentada por el COMITÉ DE EJECUCIÓN, dentro de los DOS (2) días de su presentación.

LA TRANSPORTISTA y CAMMESA deberán presentar al ENRE su evaluación técnica de la AMPLIACIÓN objeto de la SOLICITUD dentro de los QUINCE (15) días de la presentación.

ARTICULO 14.- El ENRE, previa verificación de la adecuación de la SOLICITUD a las normas que regulan el Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, la dará a publicidad y dispondrá, dentro de los TREINTA (30) días de su presentación por LA TRANSPORTISTA, la celebración de una Audiencia Pública en los términos del Artículo 11 de la Ley N° 24.065.

ARTICULO 15.- Caracterizándose las obras a concretar por el procedimiento de AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIE ROS por el hecho de contar con el compromiso de pago del CANON ANUAL a cargo de sus INICIADORES, circunstancia por la que, bajo ningún concepto, podrán transferirse costos a otros USUARIOS a excepción de lo previsto en el Capítulo IV del presente Título, en la Audiencia Pública a realizar por el ENRE, en los términos del Artículo 11 de la Ley N° 24.065, se considerarán ya tratados y favorablemente resueltos aquellos aspectos que hacen a la oposición al proyecto por quienes deban solventarlo, correspondiendo sólo evaluar en Audiencia Pública los siguientes aspectos:

a) Verificar si existen observaciones fundadas de agentes del MEM sobre el perjuicio que a sus instalaciones o a su servicio le pudiere ocasionar la AMPLIACIÓN proyectada,

b) Considerar los aspectos ambientales relevantes en relación a las instalaciones proyectadas.

ARTICULO 16.- De no haber oposición presentada o reconocida como válida, el ENRE autorizará el proyecto, emitiendo el correspondiente CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA, que habilitará el otorgamiento de la LICENCIA TÉCNICA por LA TRANSPORTISTA dentro de los QUINCE (15) días de la emisión del certificado.

ARTICULO 17.- De existir oposición fundada, el ENRE analizará sus fundamentos debiendo expedirse dentro del plazo máximo de QUINCE (15) días. Dicha decisión deberá ser notificada a los interesados y darse a publicidad.

ARTICULO 18.- En caso de AMPLIACIONES para las que se haya otorgado prioridad de acceso, para mantener vigente la prioridad otorgada, el Comitente de la AMPLIACION, deberá hacer un uso efectivo de dicha prioridad de acceso, evitando comprometer capacidad que no prevé utilizar.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) controlará el cumplimiento de esta obligación y deberá informar al ENRE toda situación que implique un uso irregular de la prioridad de acceso otorgada, pudiendo el ENRE dejarla sin efecto en caso que verifique dicho uso irregular.

Deberá tenerse presente que, en la medida que el SOLICITANTE no utilice la capacidad para la que tiene prioridad de acceso, la misma podrá ser utilizada libremente por terceros.

ARTICULO 19.- La prioridad de acceso a favor del Comitente de un Contrato COM resultante de la aplicación del procedimiento de AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS para una línea radial se modificará y será aplicable sólo a los usuarios conectados a la AMPLIACIÓN, cuando se concrete un acceso autorizado que transforme a la línea radial en parte de un sistema mallado. Tal acceso en ningún caso podrá ser denegado por tener como consecuencia la caducidad de la prioridad.

10.3.3. CAPITULO III. - DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS INICIADORES

ARTICULO 20.- Los INICIADORES de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS tendrán los siguientes derechos y obligaciones:

a) Participar, a través del COMITÉ DE EJECUCIÓN, en la elaboración de los documentos necesarios para la presentación de la SOLICITUD de AMPLIACIÓN ante el ENRE y en la elaboración de los términos de referencia y pliegos licitatorios para la selección del TRANSPORTISTA o del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE que la construirá, operará y mantendrá.

b) Establecer en los pliegos para la selección del transportista Contratista COM de la AMPLIACIÓN, de considerarlo conveniente, PENALIDADES ESPECIALES a dicho Contratista. En este caso la diferencia entre las penalidades previstas en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión y las establecidas en los pliegos serán percibidas sólo por los INICIADORES.

c) Pagar el CANON ANUAL, en proporción directa a su PARTICIPACIÓN.

d) Percibir los Cargos por Congestión y Pérdidas que surjan de la operación de la AMPLIACIÓN, en proporción directa a su PARTICIPACIÓN.

e) Ceder su PARTICIPACIÓN en forma total o parcial a otro Agente o Participante del MEM, o a un tercero interesado, el cual lo sustituirá en todos sus derechos y obligaciones. Para que la cesión sea válida deberá contar con la aprobación del ENRE y del Contratista del Contrato COM. Este último sólo podrá rechazarla por motivos basados en la solvencia del Agente o Participante del MEM o tercero interesado a quien se pretende ceder la PARTICIPACIÓN. El ENRE podrá rechazar la cesión en caso que se afecten los principios emergentes de la Ley N° 24.065. El ENRE, de oficio o a pedido de un INICIADOR podrá determinar que la transferencia se realice por licitación pública. Este criterio no será de aplicación si la cesión se efectúa a favor de una empresa controlada o controlante del cedente, circunstancia que deberá ser demostrada a satisfacción del ENRE.

f) En caso que se incorporen BENEFICIARIOS NO INICIADORES de la AMPLIACIÓN, podrán cederles parte de su PARTICIPACIÓN, de acuerdo a las reglas establecidas en el Capítulo IV del presente Título.

g) Cuando los estudios realizados para una nueva ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal demuestren que la misma producirá una disminución de la capacidad de transporte de la AMPLIACIÓN o del corredor en que la misma quede involucrada, vigente al momento de ingreso de dicha nueva ampliación, de más de un QUINCE POR CIENTO (15%), podrán plantear la situación al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), para que dicho Organismo evalúe la cuestión planteada y de ratificarla, solicite a quienes impulsan la nueva ampliación que revisen las condiciones técnicas del proyecto y adopten las medidas correctivas que resulten pertinentes. En caso que la propuesta de solución no resulte satisfactoria a sola opinión del ENRE, éste elevará sus conclusiones a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM a efectos que ésta, previo análisis, disponga la adopción de las medidas regulatorias que considere apropiadas.

h) Los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE se extinguirán al finalizar el Periodo de Amortización, momento a partir del cual los costos de operación y mantenimiento y los cargos por congestión y pérdidas serán reconocidos y remunerados según lo previsto para las instalaciones existentes del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

i) Los INICIADORES deberán declarar su demanda o generación de energía eléctrica a la fecha de firma del Contrato COM de la AMPLIACIÓN. Asimismo, el OED deberá verificar y registrar, en idéntica oportunidad, las demandas y ofertas de los potenciales BENEFICIARIOS NO INICIADORES de la AMPLIACIÓN.

ARTICULO 21.- Dada la posible influencia de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE sobre las condiciones de competencia en áreas con restricciones de transporte, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá supervisar el uso que hicieren de tales Derechos los Agentes o Participantes del MEM, debiendo informar al ENRE sobre aquellas circunstancias donde se evalúe que dicho uso configura una conducta contraria a los principios de libre competencia, un abuso de posición dominante de mercado o ejercicio de poder de mercado o un abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural, a fines que éste tome las acciones que correspondan en los términos del Artículo 19 y del Capítulo XIV de la Ley N° 24.065 y su Reglamentación.

El OED deberá llevar un registro donde consten los datos de los titulares de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE, conformación de los grupos empresarios, su período de vigencia, los montos abonados en las subastas públicas a que hace referencia el artículo 22 de este Anexo y toda otra información que se considere relevante a los efectos del análisis de las conductas asociables al abuso de posición dominante.

A su vez, tanto el ENRE como el OED, al tomar conocimiento de situaciones como las descriptas en el primer párrafo de este artículo, deberán informarlas a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, a efectos de que ésta evalúe, en ejercicio de las facultades otorgadas por el Artículo 31 de la Ley N° 24.065 y su Reglamentación, la necesidad de instrumentar mecanismos regulatorios tendientes a evitar que éstas se configuren.

ARTICULO 22.- Los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE que no se encuentren en poder del FFTEF deberán ser ofrecidos en venta por sus titulares a través del procedimiento de subasta pública que se establece a continuación, y cuyas particularidades serán establecidas por el OED, mediante un Procedimiento Técnico para la subasta pública de DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE, que a tales fines elabore y someta a la aprobación de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM:

a) Cada DOS (2) años, contados a partir de la puesta en servicio de una AMPLIACION, los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE correspondientes se ofrecerán en venta en subasta pública, al mejor postor y fraccionados en al menos VEINTE (20) partes iguales, con diferentes fechas de apertura, pudiendo su titular presentar oferta en la subasta.

b) Los montos ofertados correspondientes a las ofertas ganadoras deberán ser abonados a cada titular de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE de la AMPLIACION. De resultar ganadora la oferta del titular que los ha ofrecido en subasta, éste mantendrá sus DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE por la parte en que resultó ganador en la subasta.

10.3.4. CAPITULO IV.- BENEFICIARIOS NO INICIADORES

ARTICULO 23.- Quien resulte identificado como BENEFICIARIO NO INICIADOR de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS, en función de los criterios establecidos en el Subanexo I de este Anexo, como resultado de un incremento de generación o de demanda de energía eléctrica en el Área de Influencia de dicha AMPLIACIÓN, sólo estará obligado a adquirir PARTICIPACIÓN en dicha AMPLIACIÓN, en la proporción que se establece en dicho Subanexo, en la medida que uno o más INICIADORES opten por cederle parte de su PARTICIPACIÓN.

El BENEFICIARIO NO INICIADOR, al adquirir una PARTICIPACIÓN en la AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS, adquiere idénticos derechos y obligaciones a los del INICIADOR cuya PARTICIPACION total o parcial adquiere.

De identificarse un BENEFICIARIO NO INICIADOR, en los términos del Subanexo I de este Anexo, si no se efectivizara la correspondiente adquisición de PARTICIPACIÓN dentro del plazo de SESENTA (60) días, el OED debitará de sus transacciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) los montos correspondientes a la PARTICIPACIÓN calculada según dicho Subanexo, en oportunidad de lo previsto en el artículo 3° último párrafo del presente Anexo.

ARTICULO 24.- La asignación de la PARTICIPACIÓN de los INICIADORES a los BENEFICIARIOS NO INICIADORES se determinará según los siguientes criterios:

a) En primer término el BENEFICIARIO NO INICIADOR deberá adquirir la PARTICIPACIÓN del FFTEF, a efectos de sustituir los aportes de este origen en el pago del CANON ANUAL.

b) No obstante lo establecido en el inciso precedente, cualquier INICIADOR de la AMPLIACIÓN podrá solicitar al CAF que convoque una subasta pública para competir con el BENEFICIARIO NO INICIADOR por la adquisición de la PARTICIPACIÓN que cede el FFTEF.

   El adquirente deberá continuar pagando la parte del CANON ANUAL que correspondía al FFTEF y oblar, por única vez, una suma adicional como precio de compra de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE.

   Los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE que cede el FFTEF serán adquiridos por el INICIADOR que en subasta pública ofrezca la mayor suma adicional. Los montos que sean abonados como consecuencia de la venta de la PARTICIPACIÓN del FFTEF ingresarán al FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

c) En segundo término el BENEFICIARIO NO INICIADOR podrá reemplazar a otros INICIADORES que deseen ceder su PARTICIPACIÓN, hasta la PARTICIPACIÓN de cada uno de ellos en el pago del CANON ANUAL.

d) Cada INICIADOR podrá rechazar reducir su PARTICIPACIÓN, no pudiendo oponerse a que otro INICIADOR lo haga.

e) El procedimiento aplicable para llevar a cabo la subasta pública de DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE es el establecido en el inciso c) del artículo 22 de este Anexo.

10.4. TITULO IV. - CONVOCATORIA ABIERTA INICIADA POR EL COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL (CAF)

ARTICULO 25.- El Comité de Administración del FFTEF (CAF) podrá llamar a CONVOCATORIA ABIERTA y actuar como CONVOCANTE de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS o de una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF. A tales efectos el CAF aplicará lo establecido en el presente Anexo con las particularidades que se establecen en este Título, debiendo, a tales efectos:

a) Determinar el Beneficio de la AMPLIACIÓN para el Sistema Eléctrico. A tales efectos, cuando llame a CONVOCATORIA ABIERTA, el CAF deberá hacer público su criterio de asignación de recursos del FFTEF para el pago del CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN.

b) Prever la determinación del CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE en función de la suma de las ofertas necesariamente presentadas a la CONVOCATORIA ABIERTA, con más el aporte que realizará el FFTEF. Dicho aporte deberá ser como máximo igual a la Anualidad del Beneficio de la AMPLIACIÓN para el Sistema Eléctrico, determinado según el acápite precedente, debiendo tenerse en cuenta, a efectos de su cómputo, la posibilidad que los demás PARTICIPANTES incrementen su oferta de PARTICIPACIÓN en caso que no se logre alcanzar el CANON ANUAL ESTIMADO.

c) Elaborar un Proyecto de CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN, que deberá respetar los contenidos mínimos del modelo de contrato que definirá la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM. Dicho Proyecto de contrato será puesto a consideración de los INTERESADOS en participar en la AMPLIACIÓN.

d) Requerir de cada INTERESADO sus preferencias respecto al procedimiento de AMPLIACIÓN a seguir debiendo optar por uno de los referidos en el artículo 3°, inciso f) del presente Anexo, la configuración del proyecto a impulsar, entendiendo por tal traza de líneas, estaciones transformadoras de extremos e intermedias y demás elementos que hacen a la definición básica de las obras y el CANON ANUAL ESTIMADO de la AMPLIACIÓN, ajustado a la configuración propuesta del proyecto, debiendo el CAF verificar y homologar esa información, de considerarlo pertinente, a efectos darla a conocer al conjunto de INTERESADOS.

e) Requerir al ENRE, de considerarlo conveniente, una definición vinculante respecto a la posibilidad de utilizar aportes provenientes de la Cuenta Saldos de Excedentes del Transporte (fondos SALEX) del Corredor cuyas restricciones esa AMPLIACIÓN elimine o minimice para su asignación a la financiación de la AMPLIACIÓN.

ARTICULO 26.- El CAF, para actuar como CONVOCANTE de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS o una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF, deberá elaborar y someter a la aprobación de la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM los documentos que se detallan a continuación:

a) Procedimiento de Evaluación del Beneficio para el Sistema Eléctrico de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

b) Proyecto de CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN, que reflejará fielmente los principios establecidos en este Anexo respecto a la PARTICIPACIÓN del FFTEF en el financiamiento de una AMPLIACIÓN. El CONTRATO DE PROMOCIÓN DE LA AMPLIACIÓN deberá, para ser válidamente reconocido, obligatoriamente contener los siguientes requisitos:

   I) Las previsiones de los artículos 6°, 9°, 10, 11 y 24 del presente Anexo.

   II) El Contrato COM deberá ser adjudicado al oferente que presente la oferta con el menor CANON ANUAL en la licitación pública que se llame a tales efectos. Los documentos licitatorios no

deberán admitir ofertas con variantes o alternativas que se aparten de las previsiones del Pliego. Si el Pliego admitiese la presentación de ofertas con alternativas técnicas, éstas, a efectos de su admisión, deberán satisfacer previamente la Evaluación de Beneficio de la AMPLIACIÓN para el Sistema Eléctrico.

III) Si la oferta que resulta adjudicada fuere de un valor de CANON ANUAL menor al CANON ANUAL MÁXIMO ADMISIBLE, deberá reducirse, en igual porcentaje, las PARTICIPACIONES del FFTEF y del resto de los INICIADORES.

ARTICULO 27.- El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE) podrá realizar estudios de ampliaciones al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, por iniciativa propia o a pedido de terceros y presentarlos ante el CAF.

El CFEE podrá solicitar al CAF que actúe como CONVOCANTE o INTERESADO en una AMPLIACIÓN POR ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS o en una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL, FFTEF en caso que el proyecto a que hace referencia el párrafo precedente reúna los siguientes requisitos:

a) un Beneficio objetivo para el Sistema Eléctrico determinado de acuerdo al procedimiento que apruebe la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM, en los términos del artículo 26 de este Anexo,

b) el FFTEF disponga de recursos no comprometidos y

c) la AMPLIACIÓN sea tipificada por la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM como financiable por el FFTEF.

10.5. TITULO V. - CONVOCATORIA ABIERTA INICIADA POR AGENTES O PARTICIPANTES DEL MEM O TERCEROS CON SOLICITUD DE APORTES DEL FFTEF

ARTICULO 28.- Un Agente o Participante del MEM o un tercero podrá iniciar una CONVOCATORIA ABIERTA para una AMPLIACIÓN, solicitando la utilización de fondos provenientes del FFTEF.

ARTICULO 29.- El CONVOCANTE a efectos de solicitar la utilización de recursos del FFTEF, deberá presentar al CAF una petición que deberá incluir:

a) todos los estudios que permitan a este organismo evaluar los Beneficios Sociales y Privados de la AMPLIACIÓN propuesta. Estos estudios deberán seguir los lineamientos del Procedimiento de Evaluación del Beneficio para el Sistema Eléctrico de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión., elaborado por el CAF en los términos del artículo 26 de este Anexo, y

b) la información técnica sobre el proyecto que permita al CAF evaluar la precisión del cálculo de los costos de la AMPLIACIÓN y el impacto de las obras sobre el medio ambiente y sobre la calidad y seguridad del SADI.

ARTICULO 30.- El CAF analizará la información presentada y, dentro de los CUARENTA Y CINCO (45) días de recibida la información, en caso de considerarlo de interés debido a la magnitud del Beneficio para el Sistema Eléctrico resultante de la AMPLIACIÓN propuesta, deberá proponer a la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM que tipifique a la AMPLIACIÓN como financiable por el FFTEF y el monto máximo que el FFTEF podrá aportar para el pago del CANON ANUAL, calculado con la metodología establecida según el artículo 25 de este Anexo.

ARTICULO 31.- De tipificar la AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM la AMPLIACIÓN como financiable por el FFTEF, la PARTICIPACIÓN del CAF en la AMPLIACIÓN se regirá por los mismos criterios aplicables cuando éste actúa como CONVOCANTE de la AMPLIACIÓN.

10.6. TITULO VI: AMPLIACIONES POR CONCURSO PÚBLICO CON APORTES DEL FFTEF

10.6.1. CAPITULO I - METODOLOGÍA APLICABLE

ARTICULO 32.- Cuando se gestione una AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF, en los términos del apartado II) del inciso f) del artículo 3° del presente Anexo, se deberán cumplir con los requisitos que se establecen en este Título, los que sustituyen a los establecidos en el Título III "AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONCURSO PUBLICO" del REGLAMENTO, o sus Apéndices, cuando ello resulte aplicable.

10.6.2. CAPITULO II - PROCEDIMIENTO PARA GESTIONAR UNA AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF

ARTICULO 33.- Una vez que los INTERESADOS hayan manifestado su intención de participar en la AMPLIACIÓN gestionada a través de la metodología de CONVOCATORIA ABIERTA, cada Beneficiario, sea INTERESADO o CONVOCANTE, deberá presentar al CAF, en la fecha indicada en la Convocatoria, una oferta porcentual, identificada como Propuesta No Firme de Participación. (% PNFPj) consistente en el porcentaje que está dispuesto a asumir respecto de la participación como Beneficiario en el CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN que le asigne el método de áreas de influencia, obrante en el apartado 7 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS. Junto con esa presentación, deberá asimismo elevar al CAF su solicitud por el aporte del porcentaje remanente hasta alcanzar el CIEN POR CIENTO (100%) del CANON ANUAL ESTIMADO. La PARTICIPACIÓN a reconocer al FFTEF en razón del aporte solicitado resultará del cociente entre dicho aporte y el CANON ANUAL ESTIMADO.

El CAF, al recibir Propuestas No Firmes de Participación que presenten distintos porcentajes de PARTICIPACIÓN para una AMPLIACIÓN determinada, seleccionará la de mayor porcentaje, porcentaje éste que será aplicable a cada una de las Propuestas No Firmes de Participación ofertadas, determinando así el quantum del compromiso económico de participación en los Beneficios de la AMPLIACIÓN de cada uno de los OFERENTES que haya optado por este tipo de oferta y define el aporte porcentual a realizar por el FFTEF para el pago del CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN tal como se establece en el artículo 37 del presente Anexo.

Los INTERESADOS o CONVOCANTES que presenten la petición al CAF de aporte del FFTEF se hacen por ese acto responsables de lograr la aprobación de la SOLICITUD DE AMPLIACIÓN en la compulsa de voluntades que convoque el ENRE, de acuerdo a lo previsto en el artículo 45 del presente Anexo.

ARTICULO 34.- Los INTERESADOS y CONVOCANTES podrán asimismo formular una Propuesta Firme de Participación, identificada como "$PFPk", entendiéndose por tal al compromiso firme de pago de un monto determinado como parte del CANON ANUAL de la AMPLIACION. La Propuesta Firme de Participación adquirirá DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE en proporción a la Participación ofertada y aceptada con respecto al CANON ANUAL ESTIMADO de la AMPLIACIÓN consignado en la Convocatoria y, de existir, percibirá, en idéntica proporción, las PENALIDADES ESPECIALES. Los INTERESADOS o CONVOCANTES podrán ceder este tipo de Propuesta de Participación, siguiendo para ello el criterio establecido en el inciso e) del artículo 20 del presente Anexo.

ARTICULO 35.- Aquellos que presenten Propuestas de Participación, sean Firmes o No Firmes, podrán presentar adicionalmente Propuestas No Firmes de Participación con "Compromiso Nominado de Pago" por las que, por el hecho de denunciar que una determinada demanda o generación de energía eléctrica aún no conectada al SADI ha de resultar beneficiaria de la AMPLIACIÓN al conectarse, contrae el compromiso de comenzar a pagar su participación en el CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN a partir de una fecha cierta especificada en la oferta.

Si la conexión al SADI se concreta en la fecha especificada en la oferta, quien haya formulado una Propuesta No Firme de Participación con "Compromiso Nominado de Pago" y/o quien lo reemplace como titular de la generación o demanda de energía eléctrica aún no conectada, deberá asumir el pago del CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN tal como resulta del método de áreas de influencia, incluyendo esa generación o demanda.

Si la conexión se demorara más allá de la fecha especificada en la oferta, el titular de una Propuesta No Firme de Participación con "Compromiso Nominado de Pago" deberá hacerse cargo del pago del porcentaje del CANON ANUAL que resulte de la aplicación del Beneficio calculado según las previsiones de los artículos 36 y 41 de este Anexo.

Los titulares de una Propuesta No Firme de Participación con "Compromiso Nominado de Pago" podrán cederlas a quien lo reemplace como titular de la generación o demanda de energía eléctrica aún no conectada, siguiendo para ello el criterio establecido en el inciso e) del artículo 20 del presente Anexo.

En relación a las Propuestas No Firmes de Participación con "Compromiso Nominado de Pago" se establecen las siguientes restricciones:

a) la Propuesta No Firme de Participación del Beneficiario j que determina el porcentaje máximo de la segunda ecuación del artículo 37 del presente Anexo no podrá ser una Propuesta No Firme de Participación con "Compromiso Nominado de Pago",

b) no se aceptarán previsiones de generación o demanda de energía eléctrica no conectadas más allá de CUATRO (4) años contados desde la fecha de la presentación de la oferta,

c) para una AMPLIACIÓN dada se aceptarán Propuestas No Firmes de Participación con "Compromiso Nominado de Pago" que en total no superen el DIEZ POR CIENTO (10%) del Beneficio determinado para el primer período base de uso de la misma.

ARTICULO 36.- Las Propuestas Firmes de Participación serán aceptadas con prioridad a las Propuestas No Firmes de Participación. El aporte requerido a todos los Beneficiarios de la AMPLIACIÓN i, a asignar mediante el método de áreas de influencia, resultará de la siguiente ecuación:

%PPNFAi = máximo {0; 100 - %APFFTEFi -

ARTICULO 37.- El aporte requerido del FFTEF para la AMPLIACIÓN i, identificado como $APFFTEF$_i$ resultará de la siguiente ecuación:

$APFFTEFi = % APFFTEFi * $CANONESTi / 100

Siendo:

% APFFTEF$_i$: porcentaje de aporte requerido del FFTEF para la AMPLIACIÓN i

$CANONEST$_i$: CANON ANUAL estimado de la AMPLIACIÓN i consignado en la Convocatoria,

y

%APFFTEF$_i$ = máximo {0; 100 – máximo (% PNFP$_{ij}$ - $_k$ %PFP$_{ik}$) }

donde:

% PNFP$_{ij}$: Propuesta No Firme de Participación del Beneficiario j

% PFP$_{ik}$: Propuesta Firme de Participación del Beneficiario k, calculada como

% PFP$_{ik}$ = 100 * PFP_{ik}$` / $CANONEST$_i$

Si la suma de las Propuestas Firmes de Participación y las Propuestas No Firmes de Participación superara el CIEN POR CIENTO (100%) del CANON ANUAL ESTIMADO, el porcentaje aceptado de las Propuestas No Firmes de Participación se modificará hasta ajustar al CIEN POR CIENTO (100%) de dicho CANON ANUAL ESTIMADO.

ARTICULO 38.- En caso que las Propuestas Firmes de Participación resulten mayores al CANON ANUAL ESTIMADO, la AMPLIACIÓN i se realizará por el procedimiento de ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS establecido en el apartado III), inciso f) del artículo 3° del presente Anexo, considerando en este caso que la Propuesta Firme de Participación de cada interesado k se ajusta proporcionalmente:

% PFPAik = %PFPik / ik

siendo:

% PFPA$_{ik}$: Propuesta Firme de Participación Ajustada para la AMPLIACIÓN i, del interesado k.

10.6.3. CAPITULO III - DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS INICIADORES

ARTICULO 39.- En caso que el CAF acepte la participación solicitada del FFTEF, dentro del marco de un CONTRATO DE PROMOCIÓN de la AMPLIACIÓN, se deberá constituir el COMITE DE EJECUCIÓN en el cual, a la representación de las Propuestas No Firmes de Participación, se le asignará un porcentaje calculado en función de lo establecido en el artículo 36 del presente Anexo.

El COMITÉ DE EJECUCIÓN, en cuanto resulte aplicable a una AMPLIACION POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF, tendrá a su cargo las funciones establecidas en el artículo 9° del presente Anexo y se organizará conforme las pautas que se establezcan en el CONTRATO DE PROMOCION de la AMPLIACION.

El COMITÉ DE EJECUCIÓN deberá realizar los estudios requeridos para la presentación de la SOLICITUD en los términos del Título III del REGLAMENTO y efectuar la presentación allí prevista, actuando como SOLICITANTE.

ARTICULO 40.- Se deberán satisfacer las exigencias establecidas en el Artículo 17 del Título III del REGLAMENTO, dentro de los plazos allí consignados. A esos efectos, el OED deberá incluir en su cálculo la generación o demanda de energía eléctrica con Compromiso Nominado de Pago a partir de la fecha comprometida en éste.

ARTICULO 41.- A efectos de determinar la representación de los actores a que hace referencia los Artículos 18 y 21 del Título III del REGLAMENTO, el ENRE deberá considerar el aporte del FFTEF, debiéndose considerar su Participación respecto al CANON ANUAL ESTIMADO como BENEFICIO y asumir que tanto el FFTEF como las Propuestas Firmes de Participación se manifiestan por la afirmativa.

El BENEFICIO atribuible a cada BENEFICIARIO resultará de asignar la Participación total resultante de la aplicación del método de áreas de influencia, obrante en el apartado 7.1 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS, corregido en el compromiso del FFTEF y el compromiso resultante de las Propuestas Firmes de Participación. A esos efectos, la Participación de cada BENEFICIARIO j en la AMPLIACIÓN i será:

$$\% PARTBAij = \% PPNFAi * \% PARTBij / 100$$

Donde:

$\% PARTBA_{ij}$: Participación del Beneficiario j en la AMPLIACIÓN i.

$\% PPNFA_{i}$: Parte del CANON ANUAL estimado que será pagado por los beneficiarios de la AMPLIACIÓN i, tal como se definió en el artículo 36 del presente Anexo.

$\% PARTB_{ij}$: Participación del BENEFICIARIO j en la AMPLIACIÓN i, calculada para el período de uso por aplicación del método de áreas de influencia, tal como se indica en el apartado 7.1 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Aquellos beneficiarios que hayan efectuado Propuestas Firmes de Participación, acrecentarán su voto en porcentajes idénticos a los correspondientes a dichas Propuestas Firmes de Participación.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) solamente dará curso a aquella SOLICITUD que demuestre que la suma de la participación del SOLICITANTE en los beneficios que la AMPLIACIÓN produce en su Area de Influencia, más las participaciones comprometidas en las Propuestas Firmes de Participación y la participación del FFTEF, resulta igual o mayor al TREINTA POR CIENTO (30%) de dichos beneficios.

ARTICULO 42.- La SOLICITUD será considerada como de CANON ANUAL MAXIMO, tomándose como tal el valor que establezca al efecto el COMITÉ DE EJECUCION. En caso que este sea mayor al CANON ANUAL ESTIMADO, previsto en la CONVOCATORIA ABIERTA, el pago total que realizará el FFTEF no podrá incrementarse más allá del valor requerido según el artículo 33 del presente Anexo.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) considerará que la PARTICIPACION del FFTEF es suficiente para demostrar la conveniencia y factibilidad económica de la AMPLIACIÓN con el CANON ANUAL ESTIMADO, no siendo, en consecuencia, de aplicación lo previsto en el Artículo 19 del Título III del REGLAMENTO. Este criterio será de aplicación aún en caso que la PARTICIPACION final del FFTEF resulte igual a CERO (0).

ARTICULO 43.- El ENRE dará a publicidad la SOLICITUD de AMPLIACION, el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON ANUAL propuesto, así como los BENEFICIARIOS y la proporción con la que éstos participan en el pago de dicho CANON ANUAL. Dispondrá asimismo la celebración de la Audiencia Pública en los términos del Artículo 11 de la Ley N° 24.065 dentro de los TREINTA (30) días de recibida la SOLICITUD.

ARTICULO 44.- Como resultado de la Audiencia Pública podrán presentarse oposiciones a la SOLICITUD DE AMPLIACION. Presentada la oposición por uno o más BENEFICIARIOS que participen en un TREINTA POR CIENTO (30%) o más de los beneficios de la AMPLIACION, considerada la corrección contemplada en los artículos 36 y 41 del presente Anexo, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá rechazar sin más trámite la SOLICITUD cuestionada. En caso de rechazo, los

INICIADORES que hayan presentado las Propuestas de Participación, sean Firmes o No Firmes, perderán la garantía prevista en el CONTRATO DE PROMOCION de la AMPLIACION.

ARTICULO 45.- De no existir oposición o habiendo sido rechazada conforme a lo establecido en el artículo precedente y atendiendo al procedimiento indicado en el Artículo 21 del Título III del REGLAMENTO, el ENRE aprobará la SOLICITUD DE AMPLIACION, el PERIODO DE AMORTIZACION, el CANON ANUAL, el COEFICIENTE DE MAYORAMIENTO de las sanciones durante el PERIODO DE AMORTIZACION de la AMPLIACION, los BENEFICIARIOS y la participación de estos en el pago del CANON ANUAL. A su vez, otorgará el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA de la AMPLIACION, quedando habilitada LA TRANSPORTISTA a definir los términos de la LICENCIA TECNICA requerida para su ejecución, dentro de los TREINTA (30) días.

De incluir la SOLICITUD de AMPLIACIÓN la asignación de fondos de una o más Subcuentas de Excedentes de Transporte (Cuenta SALEX), el ENRE procederá de acuerdo al punto 6 del Apéndice A del Título III del REGLAMENTO.

ARTICULO 46.- Obtenida la autorización del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), el SOLICITANTE deberá realizar una licitación pública cuyo objeto sea la selección del TRANSPORTISTA o TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE que llevará a cabo la construcción, operación y mantenimiento de la AMPLIACIÓN propuesta en su SOLICITUD mediante un Contrato COM. La documentación licitatoria y contractual así como el acto de adjudicación requerirán la previa aprobación del CAF, así como del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), respetando en este último caso los plazos previstos al respecto en el REGLAMENTO.

ARTICULO 47.- Una vez presentadas las propuestas por las empresas interesadas, el ENRE deberá:

a) De existir ofertas cuyo CANON ANUAL sea inferior al CANON ANUAL MÁXIMO incluido en la SOLICITUD de AMPLIACIÓN, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) autorizará directamente al COMITENTE a celebrar el CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) con el Oferente que ofrezca el menor CANON ANUAL en la Licitación Pública.

b) De no existir ofertas cuyo CANON ANUAL sea inferior al CANON ANUAL MÁXIMO incluido en la SOLICITUD de AMPLIACIÓN, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) tendrá por desierta la licitación quedando automáticamente revocado el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA otorgado.

ARTICULO 48.- Las AMPLIACIONES que se ejecuten a través del procedimiento de CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF serán solventadas por todos aquellos agentes que sean reconocidos como BENEFICIARIOS del área de influencia de tal AMPLIACIÓN, en la proporción que resulte de lo establecido en el Artículo 36 del presente Anexo.

A tales efectos se aplicarán las previsiones de los apartados 6.2.2 y 7.2 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS, incluyendo las PENALIDADES ESPECIALES y la REMUNERACIÓN POR INGRESO VARIABLE (RVT) no asignadas a titulares de DERECHOS FINANCIEROS DE PARTICIPACIÓN.

En cualquier caso, la obligación de pago asumida por el FFTEF respecto al CANON ANUAL de la AMPLIACIÓN, que será en moneda de curso legal, no sufrirá modificaciones durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN de ésta, salvo las resultantes de los criterios de ajuste de precios que se pacten en el Contrato COM.

Aquellos BENEFICIARIOS que no hubieran resultado identificado como tales en el período de base de uso de la AMPLIACIÓN y que resulten identificados como usuarios de la misma mediante el método de las áreas de influencia que obra en el punto 7.1 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS pasarán a solventar la parte del CANON ANUAL que les corresponda según su Beneficio, sustituyendo al FFTEF en su obligación de pago.

La sustitución parcial o total de la obligación de pago del FFTE será irreversible y el conjunto de los BENEFICIARIOS quedará obligado al pago del nuevo porcentaje del CANON ANUAL resultante de dicha sustitución, cada uno de ellos en proporción a sus participaciones originales. No obstante ello, en ningún caso la participación de un BENEFICIARIO dado podrá ser superior al CIEN POR CIENTO (100%) de lo que le correspondería por aplicación del método de las áreas de influencia establecido en el punto 7.1 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 49.- El CONTRATO COM de la AMPLIACIÓN a suscribir en caso de AMPLIACIONES gestionadas el procedimiento de CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF deberá ajustarse a las pautas de remuneración que se definen a continuación:

a) Durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, cuya extensión fuera propuesta por los INICIADORES y aceptada por el ENRE, y que se contará partir de la fecha de Habilitación Comercial de la AMPLIACIÓN: la remuneración será mensual igual a la doceava parte del CANON ANUAL aprobado.

b) Durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, que se computará a partir de la finalización del PERIODO DE AMORTIZACIÓN, la remuneración mensual será la que resulte del régimen remuneratorio aplicable a instalaciones existentes de LA TRANSPORTISTA.

c) La PARTICIPACIÓN del FFTEF en el CANON ANUAL cesará al finalizar el PERIODO DE AMORTIZACIÓN.

ARTICULO 50.- El FFTEF percibirá los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE asociados a su Participación, durante todo el PERIODO DE AMORTIZACIÓN.

11. SUBANEXO I - CALCULO DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS BENEFICIARIOS NO INICIADORES

11.1. GENERALIDADES

El procedimiento que se detalla en el presente apartado se destina a identificar a los BENEFICIARIOS NO INICIADORES de una AMPLIACIÓN del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que se encuentre dentro de su Período de Amortización.

11.2. IDENTIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE ZONAS ELÉCTRICAS

Dentro de las Regiones Eléctricas en que se divide el país se categorizan las siguientes zonas eléctricas, entre las que se podrán realizar las AMPLIACIONES del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Estas zonas serán:

1. REGIÓN ELÉCTRICA GRAN BUENOS AIRES

    1.a) Zona GRAN BUENOS AIRES

2. REGIÓN ELÉCTRICA BUENOS AIRES

    2.a) Zona ATLÁNTICA

    2.b) Zona BUENOS AIRES CENTRO

3. REGIÓN ELÉCTRICA LITORAL

    3.a) Zona ROSARIO

    3.b) Zona SALTO GRANDE

    3.c) Zona SANTO TOME

4. REGIÓN ELÉCTRICA CENTRO

    4.a) Zona CENTRO

5. REGIÓN ELÉCTRICA NEA

    5.a) Zona RESISTENCIA ROMANG P. DE LA PATRIA

    5.b) Zona YACYRETA

6. REGIÓN ELÉCTRICA CUYO

    6.a) Zona CUYO NORTE

6.b) Zona CUYO SUR

6.c) Zona EXPLOTACIÓN MINERA

7. REGIÓN ELÉCTRICA NOA

7.a) Zona NOA SUR

7.b) Zona NOA NORTE

8. REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE

8.a) Zona COMAHUE

9. REGIÓN ELÉCTRICA PATAGONIA SUR

9.a) Zona PATAGÓNICA NORTE

9.b) Zona PATAGÓNICA SUR

En el inciso III de este Subanexo y para cada una de las zonas eléctricas enumeradas se establecen en forma taxativa los tipos de agentes que se constituyen en BENEFICIARIOS NO INICIADORES de las AMPLIACIONES que se realicen en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

La participación de cada nuevo BENEFICIARIO NO INICIADOR en el pago del CANON ANUAL de una de estas AMPLIACIONES se calculará aplicando el método de las áreas de influencia, con las siguientes modificaciones al numeral 5 del Anexo 18 de Los Procedimientos:

a) En todos los casos el método se aplicará considerando los incrementos de la demanda o de la generación instalada. Esos incrementos se evaluarán en cada período estacional y para la demanda se considerará la demanda pico del período.

b) El porcentaje de participación de un BENEFICIARIO NO INICIADOR ($\%PMU_{pij}$) en una AMPLIACIÓN no podrá resultar superior al cociente entre su demanda o generación incremental y la capacidad de la AMPLIACIÓN.

11.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIARIOS NO INICIADORES

A los efectos de las AMPLIACIONES incluidas en el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), se definen los siguientes criterios para identificación de BENEFICIARIOS NO INICIADORES de las AMPLIACIONES que se realicen:

a) Línea COMAHUE GRAN MENDOZA (tramo COMAHUE REYUNOS)

I. Agentes de la Zona COMAHUE

II. Agentes de las Zonas CUYO NORTE y CUYO SUR

III. Exportación/importación a Chile

IV. Agentes de la Zona EXPLOTACIÓN MINERA

b) Línea COMAHUE GRAN MENDOZA (tramo REYUNOS GRAN MENDOZA)

I. Agentes de la Zona COMAHUE

II. Agentes de la Zona CUYO NORTE y CUYO SUR

Ill. Exportación/importación a Chile

IV. Agentes de la Zona EXPLOTACIÓN MINERA

c) Línea BRACHO SAN JUANCITO RESISTENCIA (tramo BRACHO ROQUE SÁENZ PEÑA)

I. Agentes de las Zonas NOA NORTE y NOA SUR

II. Exportación/importación a Chile en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)

III. Agentes E. T. ROQUE SÁENZ PEÑA

IV. Generación y Exportación/Importación Zona YACYRETA

d) Línea BRACHO SAN JUANCITO RESISTENCIA (tramo ROQUE SAENZ PEÑA RESISTENCIA)
   I. Agentes de las Zonas NOA NORTE y NOA SUR
   II. Exportación/Importación a Chile en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)
   III. Agentes E. T. ROQUE SAENZ PEÑA
   IV. Generación y Exportación/Importación Zona YACYRETA

e) Línea GRAN MENDOZA LA RIOJA (tramo MENDOZA SAN JUAN)
   I. Agentes de la Zona CUYO NORTE
   II. Agentes de la Zona EXPLOTACIÓN MINERA

f) Línea GRAN MENDOZA LA RIOJA (tramo SAN JUAN RODEO)
   I. Agentes de la Zona EXPLOTACIÓN MINERA

g) Línea GRAN MENDOZA LA RIOJA (tramo RODEO LA RIOJA)
   I. Agentes conectados a la E. T. LA RIOJA
   II. Agentes de la Zona EXPLOTACIÓN MINERA

h) Línea BRACHO LA RIOJA ó RECREO LA RIOJA
   I. Agentes del NOA
   II. Agentes conectados a la E.T. LA RIOJA

i) Línea MEMMEMSP
   I. Agentes de las Zonas PATAGÓNICA NORTE y PATAGÓNICA SUR

j) Futura Línea del COMAHUE (tramo MAR DEL PLATA ABASTO)
   I. Agentes de la Zona GRAN BUENOS AIRES
   II. Agentes de la Zona ATLÁNTICA

ANEXO 17: INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1. GENERALIDADES

Toda empresa para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en la presente norma. En el caso de Grandes Usuarios Menores y Particulares es de aplicación específica lo dispuesto en los Apéndices A y B del presente Anexo, del que forman parte integrante, y supletoriamente lo reglado en este cuerpo central.

La solicitud de habilitación debe ser presentada por la empresa interesada, entendiendo por tal al sujeto de derecho titular de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a la actividad de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica, o de las instalaciones que integren un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica, o del establecimiento o planta que por sus características de consumo de energía eléctrica reúna los requisitos que califican al Gran Usuario Mayor (GUMA).

Se requiere una solicitud de habilitación independiente y separada como Agente del MEM, aunque se trate de una misma empresa:

- Por cada una de las actividades eléctricas antes mencionadas aunque sean desarrolladas por la misma empresa.
- Por cada uno de los sistemas, establecimientos o plantas en tanto requieran de diferentes puntos de conexión o intercambio físico (puntos de efectivización física de las transacciones de energía eléctrica en el MEM).

2. REQUISITOS BASICOS PARA SOLICITAR LA HABILITACION COMO AGENTE.

Para obtener la habilitación como Agente del MEM se requiere básicamente reunir las condiciones establecidas en la Ley Nº 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, incluidas las Resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la citada Ley y en particular.

a) El GENERADOR debe ser titular de un establecimiento o planta destinado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción en forma total o parcial en algún nodo perteneciente a un PRESTADOR DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT).

b) El COGENERADOR y el AUTOGENERADOR deben tener una potencia instalada de generación eléctrica igual o mayor a UN (1) MW y para el Autogenerador, una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total su demanda anual de energía.

c) El TRANSPORTISTA debe ser titular de una Concesión de Transporte de Energía Eléctrica otorgada dentro del marco de la Ley Nº 24.065.

d) el DISTRIBUIDOR debe ser responsable de atender, dentro de un área determinada, toda demanda de servicios para satisfacer las necesidades indispensables y generales de electricidad de usuarios finales que no tengan facultad de contratar su suministro en forma independiente y cumplir con las siguientes condiciones:

   - tener en cada área de prestación del servicio público de electricidad, una demanda mínima de potencia de CINCUENTA (50) kW,
   - tener una Concesión de Servicio Público de Distribución otorgada por autoridad competente. El Contrato de Concesión deberá seguir los lineamientos de la Ley Nº 24.065, estableciendo, como mínimo, la obligatoriedad de abastecer a toda la demanda, el cumplimiento de los principios tarifarios de la citada Ley y la fijación de condiciones de calidad en la prestación del servicio.

e) El GRAN USUARIO, según la categoría a que corresponda:

   e.1) el GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) debe:

- tener en cada punto de conexión una demanda de potencia y energía mínima para consumo propio de UN (1) MW y CUATRO MIL TRESCIENTOS OCHENTA (4380) MWh anuales respectivamente, y
- contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por el CINCUENTA POR CIENTO (50%) o más de su demanda de energía eléctrica, con un mínimo de CUATRO MIL TRESCIENTOS OCHENTA (4380) MWh anuales.

e.2) el GRAN USUARIO MENOR (GUME) debe cumplir con lo establecido en el Apéndice A del presente Anexo.

e.3) el GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA) debe cumplir con lo establecido en el Apéndice B del presente Anexo.

Los futuros Grandes Usuarios que por sus características de potencia y/o energía puedan ser categorizados como e.1) GUMA o e.2) GUME, deberán optar a la presentación de su solicitud de ingreso al MEM por se incluidos inicialmente en una de dichas categorías. Salvo el caso en que por ampliación o reducción de las instalaciones un Gran Usuario requiera necesariamente el cambio de categoría, sólo podrá solicitar tal cambio transcurrido un período no menor de UN (1) año.

Los futuros Grandes Usuarios que por sus características de potencia y/o energía puedan ser categorizados como e.2) GUME o e.3) GUPA, deberán optar a la presentación de su solicitud de ingreso al MEM por ser incluidos inicialmente en una de dichas categorías. Salvo el caso en que por ampliación de las instalaciones un GUPA requiera necesariamente el cambio de categoría sólo podrá solicitar tal cambio transcurrido un período no menor de UN (1) año.

3. SOLICITUD DE INGRESO COMO AGENTE DEL MEM.

3.1. La empresa que aspire a convertirse en Agente del MEM o a adquirir tal carácter por una actividad distinta a aquella en relación a la cual es Agente o a incorporar instalaciones ya existentes pero no incluidas en el Mercado o a incorporar otros puntos de intercambio físico o de conexión, debe obtener la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA para lo cual debe presentar la solicitud de habilitación, iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS de acuerdo con lo establecido en el punto 3.5.1. para Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores, Transportistas y Distribuidores y en el punto 3.5.2. para Grandes Usuarios Mayores.

3.2. Simultáneamente debe presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones y despacho de su energía y potencia dentro del MEM de acuerdo con lo establecido en el punto 5.

3.3. Para ingresar al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) - se trate del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de algún Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal - el solicitante, debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

3.4. Si el solicitante accede al MEM, no por conexión directa con instalaciones eléctricas que forman parte del SADI, sino a través de instalaciones que están conectadas con ellas, o con instalaciones conectadas con estas últimas, deberá informar, junto con su solicitud de ingreso, las tratativas realizadas para lograr el correspondiente acuerdo por el servicio de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) con la o las empresas o entes que exploten instalaciones a través de las cuales se vincula al SADI. Dicho acuerdo deberá ser informado a la SECRETARIA DE ENERGIA hasta SETENTA Y CINCO (75) días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MEM.

De no alcanzarse el acuerdo citado el solicitante deberá requerir la intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA a los efectos que ésta fije la tarifa y demás condiciones de la prestación aplicando lo establecido en los Anexos 27 ó 28 de LOS PROCEDIMIENTOS y/o demás actos de alcance general dictados por dicho órgano, según corresponda, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065.

3.5.1. GENERADORES, COGENERADORES, AUTOGENERADORES, TRANSPORTISTAS Y DISTRIBUIDORES.

3.5.1.1. La solicitud debe ser presentada con una anticipación no menor a NOVENTA (90) días corridos a la fecha prevista de ingreso como agente del MEM.

Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Sociedad y estar firmada por su representante legal, con tal firma certificada por escribano público.

La solicitud debe contener la siguiente información:

- Razón Social de la empresa solicitante,
- Domicilio Legal,
- Domicilio del establecimiento, planta o instalación para el cual solicita el ingreso al MEM,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido del Representante Legal que firma la solicitud,
- Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando la tensión de las instalaciones que los conforman y las empresas titulares de las mismas,
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM,
- Fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.

Además debe incluir el siguiente párrafo:

"La empresa que presenta esta solicitud manifiesta cumplir con los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente, expresa su plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y su sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA".

En el caso de estar conectados a través de un PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) los Autogeneradores y Distribuidores deberán agregar al párrafo anterior lo siguiente:

"La empresa que presenta esta solicitud, declara no tener deudas pendientes con la empresa (nombre del Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte)".

3.5.1.2. Deberá adjuntarse a la solicitud, la siguiente documentación:

- Copia certificada por escribano público del poder del representante legal.
- Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias (para los Generadores, Cogeneradores, Transportistas y Distribuidores dichos Estatutos deberán incluir como objeto social la realización de la actividad por la cual solicitan la habilitación).
- Copia de la nota remitida al PAFTT al cual se encuentra conectado (de corresponder), con sello de recepción de éste, solicitando las condiciones técnicas y económicas de dicha prestación.
- Documentación que avale el cumplimiento de los Reglamentos Ambientales (para los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y Transportistas).
- Información sobre el tipo de central y características técnicas del equipamiento (para los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores).
- Copia certificada del Contrato de Concesión (para Generadores Hidroeléctricos, Transportistas y Distribuidores).

3.5.1.3. Los Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, siendo ya Agentes del MEM, deseen ampliar sus instalaciones o incorporar nuevo equipamiento de generación en el mismo punto de intercambio físico no deben presentar una solicitud de habilitación pero sí deben:

- cumplir con los requerimientos del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica;
- presentar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la documentación que avale el cumplimiento de los Reglamentos Ambientales vigentes y una declaración jurada sobre la inexistencia de limitaciones en los términos de la Ley Nº 24.065, especialmente su Capítulo VII, y demás normas establecidas para salvaguardar que se mantenga, en el ámbito del MEM la condición de libre competencia, y evitar que dicho mercado se transforme en un monopolio o en un oligopolio a través de la concentración del control de las empresas que operan en él.

3.5.2. GRANDES USUARIOS MAYORES.

3.5.2.1. La solicitud debe ser presentada a más tardar el último día hábil del penúltimo período trimestral anterior a aquél período trimestral en que pretende ingresar como agente del MEM.

Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Sociedad y estar firmada por su representante legal. La firma y la representación invocada deben estar certificadas por escribano público.

La solicitud debe contener la siguiente información:

- Razón Social de la empresa solicitante,
- Domicilio Legal,
- Domicilio del establecimiento, planta o instalación para el cual solicita el ingreso al MEM,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido del Representante Legal que firma la solicitud,
- Tensión en el punto de conexión,
- Potencia máxima contratada y nombre del generador con quien realizó el Contrato,
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM.

Además debe incluir los siguientes párrafos:

"La empresa que presenta esta solicitud manifiesta cumplir con los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente, expresa su plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y su sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA".

"Asimismo se asume el compromiso de entregar copia autenticada del contrato de abastecimiento establecido con el Generador o Comercializador, dentro de un plazo máximo de 48 horas de ser requerido por la SECRETARIA DE ENERGIA o el ENRE o, en el caso de que existieren inconvenientes en la administración del tal contrato, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)."

En el caso de estar conectado a través de un PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) deberán agregar al párrafo anterior lo siguiente:

"La empresa que presenta esta solicitud, declara no tener deudas con la empresa (nombre del PAFTT)".

3.5.2.2. Deberá adjuntarse a la solicitud, la siguiente documentación:

- Copia certificada por escribano público del poder del representante legal.
- Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias.

- Copia de la nota remitida al Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía, con sello de recepción de ésta, solicitando las condiciones técnicas y económicas de dicha prestación.

4. CAMBIO DE TITULARIDAD DE INSTALACIONES, ESTABLECIMIENTOS O PLANTAS INCORPORADAS AL MEM CON ANTERIORIDAD.

4.1. La empresa que, por privatización, compra u otras causas asimilables, asuma la titularidad de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a la actividad de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica, o de las instalaciones que integren un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica, o del establecimiento o planta que por sus características de consumo de energía eléctrica reúna los requisitos que califican a los Grandes Usuarios Mayores, se considerará Agente del MEM en términos análogos a su causante por la actividad y establecimiento o sistema que pasan a su control según lo siguiente:

4.1.1. Para que opere la continuidad automáticamente desde la fecha de toma de posesión por la nueva titular de las instalaciones, tal empresa debe presentar, con TREINTA (30) días de antelación a la mencionada fecha, una solicitud a la SECRETARIA DE ENERGIA indicando las instalaciones adquiridas a los efectos de su notificación al OED y a los Agentes del MEM. Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Sociedad y estar firmada por su representante legal, con tal firma certificada por escribano público.

4.1.2. La solicitud debe contener la siguiente información:

- Razón Social de la empresa solicitante, y del anterior titular de las instalaciones,
- Domicilio Legal,
- Domicilio del establecimiento, planta o instalación para el cual solicita el cambio de titularidad,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido del Representante Legal que firma la solicitud,
- Fecha prevista de toma de posesión.

Además debe incluir el siguiente párrafo:

"La empresa que presenta esta solicitud manifiesta expresamente su plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y su sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA".

4.1.3. Deberá adjuntarse a la solicitud, la siguiente documentación:

- Copia certificada por escribano público del poder del representante legal.
- Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias (para los Generadores, Cogeneradores, Transportistas y Distribuidores dichos Estatutos deberán incluir como objeto social la realización de la actividad por la cual solicitan la habilitación).
- Para los GRANDES USUARIOS: Carta del Generador o Comercializador donde presta su acuerdo a la continuidad del contrato en vigencia con el anterior titular Adicionalmente para Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores Transportistas y Distribuidores la solicitud debe ser acompañada de una declaración jurada sobre la inexistencia de limitaciones en los términos de la Ley Nº 24.065, especialmente su Capítulo VII, y demás normas establecidas para salvaguardar que se mantenga, en el ámbito del MEM la condición de libre competencia, y evitar que dicho mercado se transforme en un monopolio o en un oligopolio a través de la concentración del control de las empresas que operan en él.

4.2. Quien siendo agente del MEM transfiera la titularidad de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a la actividad de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica, o de las instalaciones que integren un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica, o del establecimiento o planta que por sus características de consumo de energía eléctrica reúna los

requisitos que califican a los Grandes Usuarios Mayores deberá comunicarlo en forma inmediata y fehaciente a la SECRETARIA DE ENERGIA y al OED.

Cuando el OED reciba la comunicación verificará si ante la SECRETARIA DE ENERGIA se ha cumplido con lo previsto en el punto 4.1. precedente y de no haberse producido tal hipótesis de continuidad considerará la comunicación indicada en el párrafo anterior como un pedido de desvinculación del MEM siendo de aplicación lo prescripto en el punto 9 del presente Anexo.

4.3. Salvo el caso previsto en el punto 4.1. del presente Anexo, el Agente del MEM y el nuevo titular de las instalaciones responderán solidariamente por las obligaciones operativas y las de pago de las facturas emitidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) correspondientes a las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) contraídas desde la fecha en que se efectivizó la transferencia hasta la regularización de la situación.

4.4. En los casos que únicamente se efectúe el cambio de denominación social de la empresa Agente del MEM, Ésta deberá comunicar tal circunstancia al OED, adjuntando una copia certificada de la modificación del Estatuto donde conste la nueva denominación. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA los cambios de denominación producidos durante el último trimestre junto con la elevación de la próxima Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

5. REQUISITOS PARA LA ADMINISTRACION DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

5.1. Simultáneamente con la solicitud indicada en el punto 3. de este Anexo, la empresa debe presentar ante el OED una declaración jurada, firmada por su representante legal con la información mínima requerida para la administración de sus transacciones y despacho de energía. La autenticidad de la firma y la representación invocada deberán estar certificadas por escribano público.

5.2. Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores, Transportistas, Distribuidores.

La declaración jurada incluirá la siguiente información:

- Datos comerciales:
- Razón Social,
- Domicilio legal,
- Representante legal,
- Nº de CUIT y situación fiscal - agente de retención.
- Los datos requeridos en la Base de Datos Estacional del Sistema, Capítulo 2. y Anexos 1 y 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- Declaración de potencia. (Capítulo 2. de LOS PROCEDIMIENTOS).
- Las características técnicas del equipamiento requerido para el SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO, Capítulo 1. y Anexo 24 (SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL) de LOS PROCEDIMIENTOS.

5.3. El GUMA incluirá en la declaración jurada:

La información detallada en el punto 5.2. precedente.

La manifestación de haber firmado un Contrato de Abastecimiento que cumpla con lo establecido en el punto 2. del presente Anexo y sea administrable en el MEM, junto con toda la información atinente a aquél y que sea requerida por el OED para su cometido, de acuerdo a la normativa vigente.

El compromiso de entregar copia autenticada del mencionado contrato, dentro de un plazo máximo de 48 horas cuando le sea requerido por el OED, cuando el mismo se funde en inconvenientes en la administración de aquel.

5.4. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENRE, en un plazo de QUINCE (15) días corridos contados desde la presentación en forma de la solicitud, si el solicitante cumple los requisitos exigidos en LOS PROCEDIMIENTOS para su ingreso y su administración en el MEM.

6. CONSULTA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

6.1. La SECRETARIA DE ENERGIA, de considerar cumplidos todos los requisitos básicos establecidos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial, y en el caso de no cumplir la empresa solicitante alguno de tales requisitos, rechazará el pedido. Cuando la presentación no contenga la totalidad de la información solicitada, los plazos para su habilitación quedarán suspendidos hasta que la misma fuera completada.

Los agentes y participantes del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones debidamente fundadas a la solicitud de ingreso, dentro de los DIEZ (10) días corridos contados desde la fecha de la publicación aludida en el párrafo precedente.

Transcurrido tal plazo se considerará aceptada, por parte de cada uno de los Actores que no hayan presentado objeciones u oposiciones, la habilitación solicitada.

6.2. Si, conforme lo anterior, no hubiere objeción u oposición alguna, la SECRETARIA DE ENERGIA se expedirá sobre la habilitación como máximo TREINTA (30) días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MEM, con la condición que la solicitud se haya presentado en forma dentro de los plazos establecidos. De no expedirse expresamente la SECRETARIA DE ENERGIA dentro del plazo indicado, el solicitante podrá entender concedida la habilitación requerida comunicándolo por escrito a dicha Secretaría.

6.3. Si se hubieren presentado objeciones u oposiciones, la SECRETARIA DE ENERGIA las derivará al ENRE quien las resolverá dentro de los VEINTE (20) días corridos. El ENRE notificará su decisión a la SECRETARIA DE ENERGIA y la informará mediante su publicación oficial. De no expedirse expresamente el ENRE en tal plazo, se entenderá que rechaza la objeción u oposición.

7. INCORPORACION DEL NUEVO AGENTE

Se considera que el nuevo agente queda incorporado al MEM:

A partir del siguiente período trimestral, tratándose de un Distribuidor, un Transportista, un GUMA o un Autogenerador cuyas instalaciones no pertenecían al MEM, si la habilitación se produce hasta TREINTA (30) días antes del comienzo de dicho período. De no ser así, se desplazará su incorporación al período trimestral subsiguiente.

A partir del siguiente mes, tratándose de un Generador o Cogenerador cuyas instalaciones no pertenecían al MEM, si la habilitación se produce antes del día DIEZ (10) del mes. De no ser así, se desplazará su incorporación al mes subsiguiente.

En las fechas indicadas anteriormente según su categoría de Agente, o en la fecha de puesta en servicio si ésta fuere posterior, cuando se trate de Agentes que para incorporarse al MEM deban cumplir con:

a) Los requisitos de conexión al Sistema de Transporte y/o

b) Los requisitos de administración en el MEM.

En estos casos el OED debe informar a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENRE la fecha de incorporación del Agente al MEM.

En el mes inmediato posterior al de la fecha de toma de posesión, si se trata de una empresa que asumió la titularidad de instalaciones de otro Agente del MEM y solicitó el ingreso antes de la toma de posesión; de acuerdo a la normativa vigente.

8. CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

8.1. El OED, o cualquier Agente del MEM, que verifique que algún Agente de dicho Mercado no cumple o deja de cumplir con los compromisos asumidos o los requisitos básicos indicados en el punto 2 del presente Anexo 17, deberá notificarlo al ENRE.

Se considerará falta grave todo falseamiento de los datos que son requeridos al solicitante con carácter de Declaración Jurada.

8.2. El ENRE resolverá, en un plazo de VEINTE (20) días corridos, la sanción correspondiente al Agente del MEM o, en casos extremos, podrá disponer la pérdida de tal condición.

El ENRE notificará la decisión adoptada a la SECRETARIA DE ENERGIA, al Agente involucrado y al OED.

9. REGIMEN DE DESVINCULACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

9.1. Todo Agente, no prestador de un Servicio Público de Electricidad, que pretenda suspender o discontinuar, total o parcialmente, su actuación dentro del MEM, deberá comunicar tal decisión en forma fehaciente al OED con una antelación mínima a la fecha en la que solicita su desvinculación, según lo indicado a continuación:

- Para un Generador o Cogenerador, SEIS (6) meses.
- Para un Autogenerador o un GUMA, DOS (2) meses.

9.2. En todos los casos, la desvinculación se producirá al inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA las desvinculaciones que se produzcan y si éstas han ocurrido sin la oportuna comunicación.

9.3. El Agente que transfiera sus instalaciones, deberá incluir en el instrumento de transferencia lo dispuesto en el punto 4.3. del presente Anexo y el compromiso de tiempo mínimo de preaviso para el caso que el nuevo titular decida su desvinculación del MEM.

9.4. En el caso de desvincularse un Agente consumidor, sin cumplir con el plazo indicado, el Distribuidor de su área no estará obligado a prestarle el servicio de electricidad hasta el inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

9.5. En caso de desvincularse un Agente Generador o Cogenerador sin cumplir la comunicación con los plazos antes indicados en los párrafos anteriores, el OED evaluará, en el período en que debería haber permanecido en servicio para cumplir los tiempos mínimos indicados, si tal desvinculación afecta el adecuado abastecimiento de la demanda. Si de la evaluación del OED resulta tal afectación el ENRE penalizará al Generador o Cogenerador en función de la remuneración por potencia que hubiere sido acreditada a ese agente, en el período inmediato anterior a la fecha de desvinculación efectiva hasta completar el lapso de tiempo de preaviso requerido más arriba. La suma en concepto de penalidad será facturada por el OED con cargo al Generador o Cogenerador en cuestión e incorporada al Fondo de Apartamientos de la Potencia.

9.6. Para un Gran Usuario Mayor con contrato en el Mercado a Término se considerará aceptada automáticamente como fecha de desvinculación, a la de finalización del contrato que permite su inclusión en el MEM, salvo que presente al OED la declaración jurada de haber firmado un nuevo contrato, hasta SESENTA (60) días antes de dicha fecha. El Gran Usuario, desvinculado por no presentar la citada declaración jurada dentro del plazo mencionado, podrá solicitar su reingreso al MEM cumplimentando la normativa vigente para un nuevo agente.

9.7. La SECRETARIA DE ENERGIA al aprobar una desvinculación, instruirá al OED para que notifique al exagente, al Transportista o al Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT) al que se encuentre conectado el exagente y a los demás agentes, la fecha a partir de la cual se desvincula del MEM.

9.8. Todo Agente que solicite voluntariamente su desvinculación del MEM no podrá solicitar su reincorporación hasta pasados DOCE (12) meses.

9.9. El Agente desvinculado por la causa citada en el punto 8. del presente Anexo no podrá ingresar nuevamente al MEM hasta pasados VEINTICUATRO (24) meses.

10. APENDICE A: INGRESO DE GRANDES USUARIOS MENORES COMO AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

10.1. GENERALIDADES

Todo sujeto de derecho para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en el carácter de GRAN USUARIO MENOR (GUME), debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en la presente norma. El GUME puede contratar su demanda de energía eléctrica en forma independiente con un Generador o Comercializador en el Mercado a Término.

10.2. REQUISITOS BÁSICOS PARA SOLICITAR LA HABILITACION COMO GRAN USUARIO MENOR.

Para obtener la habilitación como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se requiere básicamente reunir las condiciones establecidas en la Ley Nº 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, incluidas las Resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la citada Ley y en particular:

- tener o haber solicitado, en cada punto de suministro, una demanda de potencia para consumo propio inferior a DOS MEGAWATTS (2MW) y mayor o igual que TREINTA KILOWATTS (30 kW), y
- contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía.

10.3. SOLICITUD DE INGRESO DE UN GRAN USUARIO MENOR COMO AGENTE DEL MEM.

10.3.1. La persona física o jurídica que aspire a convertirse en Agente del MEM como GUME o a incorporar otros puntos de suministro, debe reunir las características de consumo que califican al GUME, acreditar su derecho al uso y goce del inmueble o instalación en que recibe o recibirá su abastecimiento, e iniciar el trámite para obtener su habilitación mediante la presentación de la correspondiente solicitud ante la Mesa de Entradas del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo con lo establecido en el presente Apéndice.

Se requiere una solicitud de habilitación como Agente del MEM independiente y separada, aunque se trate de una misma persona, por cada uno de los puntos de suministro que tenga el inmueble o instalación.

10.3.2. La referida solicitud tiene el carácter de Declaración Jurada y debe instrumentarse mediante el llenado del formulario cuyo modelo se adjunta al presente Apéndice como Formulario Nº 1, el que estará disponible en la sede del referido OED.

Dicho formulario completado deberá ser firmado, según sea el caso, por el solicitante, o por el apoderado suficientemente facultado a este efecto. Tanto la autenticidad de la firma como la representación invocada deberán estar certificadas por escribano público.

El Generador o Comercializador cocontratante será responsable ante la Secretaría de Energía, el ENRE, el OED y los agentes y participantes del MEM por la exactitud de los datos que se informen en la solicitud de ingreso. El OED podrá llevar un registro de apoderados suficientemente facultados para representar a los Generadores y Comercializadores.

La solicitud debe ser presentada a más tardar el último día hábil del primer mes del período trimestral anterior al período trimestral en que pretende ingresar como GUME.

10.3.3. Asimismo, el solicitante deberá presentar en las oficinas del prestador del servicio público de distribución o PAFTT de energía eléctrica al que esté físicamente conectado, una nota exponiendo su decisión de convertirse en GUME a partir de la fecha de su incorporación como Agente del MEM y solicitando el acuerdo sobre la tarifa y demás condiciones de la prestación adicional de la función técnica de transporte. Copia de la misma, con sello de Recepción del prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o PAFTT al que esté físicamente conectado deberá ser adjuntada al formulario de Solicitud de Ingreso.

10.4. CAMBIO DE TITULARIDAD DEL DERECHO DE USO DEL INMUEBLE O INSTALACION INCORPORADO AL MEM CON ANTERIORIDAD.

10.4.1. El GUME deberá comunicar de inmediato y en forma fehaciente al OED la transferencia a un tercero de la titularidad del derecho de uso del inmueble o instalación.

10.4.1.1. Cuando el OED reciba la comunicación verificará si en el caso se cumple la hipótesis prevista en el punto 10.4.2 siguiente y de no configurarse tal hipótesis de continuidad considerará la comunicación indicada en el párrafo precedente como un pedido de desvinculación del MEM siendo de aplicación lo prescripto en el punto 9 del presente Apéndice.

10.4.1.2. El GUME y el nuevo titular de las instalaciones responderán solidariamente por las obligaciones resultantes de la actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) contraídas desde la fecha en que se efectivizó la transferencia hasta la regularización de la situación (habilitación del nuevo titular o desvinculación según sea el caso).

10.4.2. La persona física o jurídica que por compra, locación u otras causas asimilables, asuma la titularidad del derecho de uso del inmueble o instalación que por sus características de consumo de energía eléctrica se encuentre incorporado al MEM como GUME, se considerará Agente del mismo en términos análogos a su causante según lo siguiente:

10.4.2.1. Para que opere la continuidad como GUME, el nuevo titular debe obtener autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA, presentando una solicitud en la Mesa de Entradas del OED, como máximo hasta TREINTA (30) días después de efectivizada la transferencia del inmueble o instalación.

10.4.2.2. La referida solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse mediante el llenado por el nuevo titular de un formulario, cuyo modelo se adjunta al presente Apéndice como Formulario Nº 2, que estará disponible en la sede del referido OED.

Dicho formulario completado, deberá ser firmado, según sea el caso, por el solicitante o por el apoderado suficientemente facultado a este efecto. Tanto la autenticidad de la firma como la representación invocada deberán estar certificadas por escribano público.

10.4.3. En los casos que únicamente se efectúe el cambio de denominación social de un GUME, dicho Agente del MEM deberá comunicar tal circunstancia al OED, adjuntando una copia certificada de la modificación del Estatuto donde conste la nueva denominación.

10.4.4. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA los cambios producidos durante el último trimestre junto con la elevación de la próxima Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

10.5. PROCEDIMIENTO DE APROBACION DE LA SOLICITUD DE INGRESO

10.5.1. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA, en un plazo de QUINCE (15) días corridos contados desde la última fecha de presentación de las solicitudes correspondientes a cada período, si el solicitante cumple con los requisitos exigidos para su ingreso y su administración en el MEM.

10.5.2. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), de no cumplir el solicitante con alguno de los requisitos básicos establecidos, rechazará el pedido y en el caso que la presentación no contenga la totalidad de la información solicitada, los plazos para su habilitación quedarán suspendidos hasta que la misma fuera completada.

10.6. CONSULTA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

10.6.1. La SECRETARIA DE ENERGIA publicará en el Boletín Oficial la nómina de los solicitantes a ingresar como Agentes del MEM en calidad de GUME que, cumplidos todos los requisitos establecidos, estén en condiciones de incorporarse al mismo.

10.6.2. Los agentes y participantes del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones fundadas a la solicitud de ingreso ante la SECRETARIA DE ENERGIA, dentro de los DIEZ (10) días corridos contados desde la fecha de la aludida publicación.

10.6.3. Si transcurrido el plazo indicado, no hubiere objeción u oposición fundada, la SECRETARIA DE ENERGIA se expedirá sobre la habilitación como máximo QUINCE (15) días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MEM. De no expedirse expresamente la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de los plazos indicados, el solicitante podrá entender concedida la habilitación requerida comunicándolo por escrito a dicha Secretaría.

10.6.4. De presentarse objeciones u oposiciones, la SECRETARIA DE ENERGIA las derivará al ENRE quien las resolverá dentro de los VEINTE (20) días corridos. El ENRE notificará su decisión a la SECRETARIA DE ENERGIA y la informará mediante su publicación oficial. De no expedirse expresamente el ENRE en tal plazo, se entenderá que rechaza la objeción u oposición.

10.7. INCORPORACION DEL NUEVO GRAN USUARIO MENOR

10.7.1. Se considera que el nuevo GUME queda incorporado al MEM a partir del siguiente período trimestral, si la habilitación se produce hasta QUINCE (15) días antes del comienzo de dicho período. De no ser así, se desplazará su incorporación al período trimestral subsiguiente.

10.7.2. En el caso que se incorpore un nuevo GUME por cambio de titularidad del inmueble o instalación de otro Agente del MEM, de acuerdo a la normativa vigente, quedará establecida la continuidad como Agente del MEM, para el mismo punto de suministro, a partir del mes inmediato posterior a la fecha de habilitación.

10.8. CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE LOS AGENTES.

10.8.1. El OED, o cualquier Agente del MEM, que verifique que algún GUME no cumple o deja de cumplir con los compromisos asumidos o los requisitos básicos indicados en el punto 2 del presente Apéndice, debe notificarlo al ENRE.

Se considerará falta grave todo falseamiento de los datos que son requeridos al solicitante con carácter de Declaración Jurada.

10.8.2. El ENRE resolverá, en un plazo de VEINTE (20) días corridos, la sanción correspondiente al GUME o, en casos extremos, podrá disponer la pérdida de tal condición.

El ENRE notificará la decisión adoptada a la SECRETARIA DE ENERGIA, al GUME involucrado y al OED.

10.9. REGIMEN DE DESVINCULACION DEL MEM.

10.9.1. Todo GUME, que pretenda suspender o discontinuar, total o parcialmente, su actuación dentro del MEM, debe comunicar tal decisión en forma fehaciente al OED con una antelación mínima de UN (1) mes a la fecha en la que solicita su desvinculación.

10.9.2. En todos los casos, la desvinculación se producirá al inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

10.9.3. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA las desvinculaciones que se produzcan durante el último trimestre junto con la elevación de la próxima Programación Estacional o Reprogramación Trimestral, indicando cuales de aquellas han ocurrido sin la oportuna comunicación.

10.9.4. El GUME que transfiera su derecho al uso y goce del inmueble o instalación deberá incluir en el instrumento de transferencia lo dispuesto en el punto 4.1.2. del presente Apéndice y el compromiso de tiempo mínimo de preaviso para el caso que el nuevo titular de las mismas decida su desvinculación del MEM.

10.9.5. En el caso de desvincularse un GUME, sin cumplir con el plazo indicado, el Distribuidor de su área no estará obligado a prestarle el servicio de electricidad hasta el inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

10.9.6. Para un GUME con contrato en el Mercado a Término se considerará aceptada automáticamente como fecha de desvinculación, a la de finalización del contrato que permite su inclusión en el MEM, salvo que presente al OED la declaración jurada de haber firmado un nuevo contrato, hasta QUINCE (15) días antes de dicha fecha. El GUME, desvinculado por no presentar la citada declaración jurada dentro del plazo mencionado, podrá solicitar su reingreso al MEM cumplimentando la normativa vigente para un nuevo agente.

10.9.7. Todo GUME que solicite voluntariamente su desvinculación del MEM no podrá solicitar su reincorporación hasta pasados DOCE (12) meses.

10.9.8. El GUME desvinculado por las causas citadas en el punto 8. del presente Apéndice no podrá ingresar nuevamente al MEM hasta pasados VEINTICUATRO (24) meses.

10.9.9. Todo GUME existente que a la fecha de puesta en vigencia del presente ANEXO haya cumplido más de DOCE (12) meses de contrato podrá renegociar los acuerdos y/o recontratar con otros Generadores y Comercializadores, presentando la documentación necesaria.

10.10. FORMULARIO N° 1 - SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO MENOR.

CAMMESA

SECRETARIA DE ENERGIA

SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO MENOR.

REGISTRO Nº FECHA DE PRESENTACION:

FECHA SOLICITADA DE INGRESO AL MEM:

1.- DATOS DEL SOLICITANTE

1.1.- Razón Social o Denominación o Apellido y Nombres

1.2.- Tipo de Sociedad

1.3.- Actividad principal

1.4.- Nº CUIT

1.5.- Situación fiscal ante el IVA

1.6.- Calidad de Agente de Retención

2.- DATOS DEL SUMINISTRO

2.1.- Domicilio del Suministro

2.2.- Denominación de la Planta o Establecimiento

2.3.- Prestador del servicio público de distribución o PAFTT al que está conectado

2.4.- Mercado en el que opera

2.5.- Tensión de conexión

2.6.- Potencia Contratada

2.7.- Manifestación sobre si se alcanzó o no acuerdo sobre tarifa y condiciones de la PAFTT y en caso negativo solicitud de su definición por la SECRETARIA DE ENERGIA.

3.- DATOS DEL CONTRATO DE ABASTECIMIENTO

3.1.- Generador o Comercializador con el que se Contrata

3.2.- Duración del Contrato

3.3.- Precio Pactado del Contrato

3.4.- Potencia Contratada

3.5.- Cláusula de interrupción del suministro

4.- DATOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

4.1.- Titular o Representante Legal

4.2.- Domicilio Legal

4.3.- Destinatario de Correspondencia

4.4.- Domicilio Administrativo

4.5.- Copia de la nota presentada al prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o PAFTT al que está conectado, con sello de recepción del mismo, informando la decisión de incorporarse al MEM como GUME y solicitando las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FTT.

4.6.- De estar recibiendo suministro de la empresa prestadora del servicio público de distribución de energía eléctrica de su área, copia de la última factura emitida por ésta.

4.7.- Nota del Generador o Comercializador certificando la existencia del contrato (firmada por su representante legal o apoderado que en tal carácter esté registrado ante el OED).

"En el carácter de (titular o representante legal del titular, según sea el caso) declaro bajo juramento que poseo el derecho al uso y goce (posesión o tenencia legal) del inmueble o instalación en que recibo o recibiré el abastecimiento y que los datos consignados precedentemente y los adjuntos agregados son verdaderos, que no existen deudas pendientes con la Distribuidora (o PAFTT) mencionada en este formulario y que cumplo con los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente del MEM."

"Asimismo manifiesto la plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y la sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las

resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA."

"Me comprometo a entregar copia autenticada del contrato de abastecimiento o acuerdo de comercialización establecido con el Generador o Comercializador, dentro de un plazo máximo de 48 horas de ser requerido por la SECRETARIA DE ENERGIA o el ENRE o, en el caso de que existieren inconvenientes en la administración del tal contrato, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)."

Lugar y fecha Firma del Titular o Representante

10.11. FORMULARIO N° 2 - SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO MENOR POR CAMBIO DE TITULARIDAD DE INSTALACIONES PERTENECIENTES A AGENTES DEL MEM CON ANTERIORIDAD

CAMMESA

SECRETARIA DE ENERGIA

SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO MENOR POR CAMBIO DE TITULARIDAD DE INSTALACIONES PERTENECIENTES A AGENTES DEL MEM CON ANTERIORIDAD

REGISTRO Nº FECHA DE PRESENTACION:

1.- DATOS DEL SOLICITANTE

1.1.- Razón Social o Denominación o Apellido y Nombres

1.2.- Tipo de Sociedad

1.3.- Actividad principal

1.4.- Nº CUIT

1.5.- Situación fiscal ante el IVA

1.6.- Calidad de Agente de Retención

2.- DATOS DEL ANTERIOR TITULAR

2.1.- Razón Social o Denominación o Apellido y Nombres

2.2.- Motivo del Cambio de Titularidad

3.- DATOS DEL SUMINISTRO

3.1.- Domicilio del Suministro

3.2.- Denominación de la Planta o Establecimiento

3.3.- Prestador del servicio público de distribución o PAFTT al que está conectado

3.4.- Tensión de conexión

3.5.- Potencia Contratada

4.- DATOS DEL CONTRATO DE ABASTECIMIENTO

4.1.- Generador o Comercializador con el Contrato vigente

4.2.- Precio Pactado del Contrato

4.3.- Potencia Contratada

4.4.- Cláusula de interrupción del suministro

4.5.- Fecha de Vencimiento del Contrato vigente

5.- DATOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

5.1.- Titular o Representante Legal

5.2.- Domicilio Legal

5.3.- Destinatario de Correspondencia

5.4.- Domicilio Administrativo

5.5.- Nota del Generador o Comercializador certificando la continuidad del contrato de abastecimiento con el nuevo titular

"En el carácter de (titular o representante legal del titular, según sea el caso) declaro bajo juramento que los datos consignados precedentemente y los adjuntos agregados son verdaderos, que no existen deudas pendientes con la Distribuidora (o PAFTT) mencionada en este formulario y que cumplo con los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente del MEM."

"Asimismo manifiesto la plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y la sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA."

"Me comprometo a entregar copia autenticada del contrato de abastecimiento o acuerdo de comercialización establecido con el Generador o Comercializador, dentro de un plazo máximo de 48 horas de ser requerido por la SECRETARIA DE ENERGIA o el ENRE o, en el caso de que existieren inconvenientes en la administración del tal contrato, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)."

Lugar y fecha Firma del Titular o Representante

10.12. APÉNDICE B: INGRESO DE GRANDES USUARIOS PARTICULARES COMO AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

10.13. GENERALIDADES

Todo sujeto de derecho para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en el carácter de GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA), debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en la presente norma. El GUPA puede contratar su demanda de energía eléctrica en forma independiente con un Generador o Comercializador del MEM en el Mercado a Término.

10.14. REQUISITOS BASICOS PARA SOLICITAR LA HABILITACION COMO GRAN USUARIO PARTICULAR

Para obtener la habilitación como Agente del MEM se requiere básicamente reunir las condiciones establecidas en la Ley Nº 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, incluidas las Resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la citada Ley y en particular:

1. tener o haber solicitado, en cada punto de suministro, una demanda de potencia para consumo propio inferior a CIEN KILOWATTS (100 kW) y mayor o igual que TREINTA KILOWATTS (30 kW).
2. contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía.

10.15. SOLICITUD DE INGRESO DE UN GRAN USUARIO PARTICULAR COMO AGENTE DEL MEM.

10.15.1. La persona física o jurídica que aspire a convertirse en Agente del MEM como GUPA o a incorporar otros puntos de suministro, debe reunir las características de consumo que califican al GUPA, acreditar su derecho al uso y goce del inmueble o instalación en que recibe o recibirá su abastecimiento, e iniciar el trámite para obtener su habilitación mediante la presentación de la correspondiente solicitud ante la Mesa de Entradas del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo con lo establecido en el presente Apéndice.

Se requiere una solicitud de habilitación independiente y separada como Agente del MEM, aunque se trate de una misma persona por cada uno de los puntos de suministro que tenga el inmueble o instalación.

10.15.2. La referida solicitud tiene el carácter de Declaración Jurada y debe instrumentarse mediante el llenado del formulario cuyo modelo se adjunta al presente Apéndice como Formulario Nº 3, el que estará disponible en la sede del referido OED.

Dicho formulario completado deberá ser firmado, según sea el caso, por el solicitante, o por el apoderado suficientemente facultado a este efecto y también por el representante legal o apoderado del Generador o Comercializador con el cual realizó el contrato de suministro. La autenticidad de las firmas como, en su caso, las representaciones invocadas deberán estar certificadas por escribano público. En el caso de personas físicas también se podrá acreditar la autenticidad de la firma por certificación de entidad bancaria.

El Generador o Comercializador cocontratante será responsable ante la SECRETARIA DE ENERGIA, el ENRE, el OED y los agentes y participantes del MEM por la exactitud de los datos que se informen en la solicitud de ingreso. El OED podrá llevar un registro de apoderados suficientemente facultados para representar a los Generadores y Comercializadores.

La solicitud debe ser presentada a más tardar el último día hábil del primer mes del período trimestral anterior al período trimestral en que pretende ingresar como agente del MEM.

10.15.3. Asimismo, el solicitante deberá presentar en las oficinas del prestador del servicio público de distribución o PAFTT de energía eléctrica al que esté físicamente conectado, una nota exponiendo su decisión de convertirse en GUPA a partir de la fecha de su incorporación como Agente del MEM y solicitando el acuerdo sobre la tarifa y demás condiciones de la prestación adicional de la función técnica de transporte. Copia de la misma, con sello de Recepción del prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o PAFTT al que esté físicamente conectado deberá ser adjuntada al formulario de Solicitud de Ingreso.

10.16. CAMBIO DE TITULARIDAD DEL DERECHO DE USO DEL INMUEBLE O INSTALACION INCORPORADO AL MEM CON ANTERIORIDAD.

10.16.1. El GUPA deberá comunicar de inmediato y en forma fehaciente al OED la transferencia a un tercero de la titularidad del derecho de uso del inmueble o instalación.

10.16.1.1. Cuando el OED reciba la comunicación verificará si en el caso se cumple la hipótesis prevista en el punto 10.16.2 siguiente y de no configurarse tal hipótesis de continuidad considerará la comunicación indicada en el párrafo precedente como un pedido de desvinculación del MEM siendo de aplicación lo prescripto en el punto 9 del presente Apéndice.

10.16.1.2. El GUPA y el nuevo titular de las instalaciones responderán solidariamente por las obligaciones resultantes de la actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) contraídas desde la fecha en que se efectivizó la transferencia hasta la regularización de la situación (habilitación del nuevo titular o desvinculación según sea el caso).

10.16.2. La persona física o jurídica que por compra, locación u otras causas asimilables, asuma la titularidad del derecho de uso del inmueble o instalación que por sus características de consumo de energía eléctrica se encuentre incorporado al MEM como GUPA, se considerará Agente del mismo en términos análogos a su causante según lo siguiente:

10.16.2.1. Para que opere la continuidad como Agente del MEM el nuevo titular debe obtener autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA, presentando una solicitud en la Mesa de Entradas del OED, como máximo hasta TREINTA (30) días después de efectivizada la transferencia del inmueble o instalación.

10.16.2.2. La referida solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse mediante el llenado por el nuevo titular de un formulario, cuyo modelo se adjunta al presente Apéndice como Formulario Nº 4, que estará disponible en la sede del referido OED.

Dicho formulario completado, deberá ser firmado por el solicitante o por el apoderado suficientemente facultado a este efecto y por el Generador o Comercializador que acuerde la continuidad del Contrato suscripto con el anterior Agente, quien será responsable de los datos que se informen en la solicitud de ingreso. La autenticidad de las firmas como, en su caso, las representaciones invocadas deberán estar certificadas por escribano público. En el caso de

personas físicas también se podrá acreditar la autenticidad de la firma por certificación de entidad bancaria.

10.16.3. En los casos que únicamente se efectúe el cambio de denominación social de un GUPA, dicho Agente del MEM deberá comunicar tal circunstancia al OED, adjuntando una copia certificada de la modificación del Estatuto donde conste la nueva denominación.

10.16.4. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA los cambios producidos durante el último trimestre junto con la elevación de la próxima Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

10.17. PROCEDIMIENTO DE APROBACION DE LA SOLICITUD DE INGRESO

10.17.1. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA, en un plazo de QUINCE (15) días corridos contados desde la última fecha de presentación de las solicitudes correspondientes a cada período, si el solicitante cumple con los requisitos exigidos para su ingreso y su administración en el MEM.

10.17.2. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), de no cumplir el solicitante con alguno de los requisitos básicos establecidos, rechazará el pedido y en el caso que la presentación no contenga la totalidad de la información solicitada, los plazos para su habilitación quedarán suspendidos hasta que la misma fuera completada.

10.18. CONSULTA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

10.18.1. La SECRETARIA DE ENERGIA publicará en el Boletín Oficial la nómina de los solicitantes a ingresar como Agentes del MEM en calidad de GUPA que, cumplidos todos los requisitos establecidos, estén en condiciones de incorporarse al mismo.

10.18.2. Los agentes y participantes del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones fundadas a la solicitud de ingreso ante la SECRETARIA DE ENERGIA, dentro de los DIEZ (10) días corridos contados desde la fecha de la aludida publicación.

10.18.3. Si transcurrido el plazo indicado, no hubiere objeción u oposición fundada, la SECRETARIA DE ENERGIA se expedirá sobre la habilitación como máximo QUINCE (15) días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MEM. De no expedirse expresamente la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de los plazos indicados, el solicitante podrá entender concedida la habilitación requerida comunicándolo por escrito a dicha Secretaría.

10.18.4. De presentarse objeciones u oposiciones, la SECRETARIA DE ENERGIA las derivará al ENRE quién las resolverá dentro de los VEINTE (20) días corridos. El ENRE notificará su decisión a la SECRETARIA DE ENERGIA y la informará a las partes involucradas. De no expedirse expresamente el ENRE en tal plazo, se entenderá que rechaza la objeción u oposición.

10.19. INCORPORACION DEL NUEVO GRAN USUARIO PARTICULAR

10.19.1. Se considera que el nuevo GUPA queda incorporado al MEM a partir del siguiente período trimestral, si la habilitación se produce hasta QUINCE (15) días antes del comienzo de dicho período. De no ser así, se desplazará su incorporación al período trimestral subsiguiente.

10.19.2. En el caso que se incorpore un nuevo GUPA por cambio de titularidad del inmueble o instalación de otro Agente del MEM de acuerdo a la normativa vigente, quedará establecida la continuidad como Agente del MEM, para el mismo punto de suministro, a partir del mes inmediato posterior a la fecha de habilitación.

10.20. CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE LOS AGENTES.

10.20.1. El OED, o cualquier Agente del MEM, que verifique que algún Agente de dicho Mercado no cumple o deja de cumplir con los compromisos asumidos o los requisitos básicos indicados en el punto 2 del presente Apéndice, deberá notificar al ENRE.

Se considerará falta grave todo falseamiento de los datos que son requeridos al solicitante con carácter de Declaración Jurada.

10.20.2. El ENRE resolverá, en un plazo de VEINTE (20) días corridos, la sanción correspondiente al Agente del MEM o, en casos extremos, podrá disponer la pérdida de tal condición.

El ENRE notificará la decisión adoptada a la SECRETARIA DE ENERGIA, al Agente involucrado y al OED.

10.21. REGIMEN DE DESVINCULACION DEL MEM.

10.21.1. Todo GUPA, que pretenda suspender o discontinuar, total o parcialmente, su actuación dentro del MEM, debe comunicar tal decisión en forma fehaciente al OED con una antelación mínima de UN (1) mes a la fecha en la que solicita su desvinculación.

10.21.2. En todos los casos, la desvinculación se producirá al inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

10.21.3. El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA las desvinculaciones que se produzcan durante el último trimestre, junto con la elevación de la próxima Programación Estacional o Reprogramación Trimestral, indicando cuales de aquellas han ocurrido sin la oportuna comunicación.

10.21.4. El GUPA que transfiera su derecho al uso y goce del inmueble o instalación deberá incluir en el instrumento de transferencia lo dispuesto en el punto 4.1.2. del presente Apéndice y el compromiso de tiempo mínimo de preaviso para el caso que el nuevo titular de las mismas decida su desvinculación del MEM.

10.21.5. En el caso de desvincularse un GUPA, sin cumplir con el plazo indicado, el Distribuidor de su área no estará obligado a prestarle el servicio de electricidad hasta el inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

10.21.6. Para un GUPA con contrato en el Mercado a Término se considerará aceptada automáticamente como fecha de desvinculación, a la de finalización del contrato que permite su inclusión en el MEM, salvo que presente al OED la declaración jurada conjuntamente con el Generador o Comercializador cocontratante de haber firmado un nuevo contrato, hasta QUINCE (15) días antes de dicha fecha. El GUPA, desvinculado por no presentar la citada declaración jurada dentro del plazo mencionado, podrá solicitar su reingreso al MEM cumplimentando la normativa vigente para un nuevo agente.

10.21.7. Todo GUPA que solicite voluntariamente su desvinculación del MEM no podrá solicitar su reincorporación hasta pasados DOCE (12) meses.

10.21.8. El Agente desvinculado por las causas citadas en el punto 8 del presente Apéndice no podrá ingresar nuevamente al MEM hasta pasados VEINTICUATRO (24) meses.

10.22. FORMULARIO N° 3 - SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO PARTICULAR

CAMMESA

SECRETARIA DE ENERGIA

SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO PARTICULAR

REGISTRO Nº FECHA DE PRESENTACION:

FECHA SOLICITADA DE INGRESO AL MEM:

1.- DATOS DEL SOLICITANTE

1.1.- Razón Social o Denominación o Apellido y Nombres

1.2.- Tipo de Sociedad

1.3.- Actividad principal

1.4.- Nº CUIT / CUIL

1.5.- Situación fiscal ante el IVA

1.6.- Calidad de Agente de Retención

2.- DATOS DEL SUMINISTRO

2.1.- Domicilio del Suministro

2.2.- Denominación de la Planta o Establecimiento

2.3.- Prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o PAFTT

2.4.- Mercado en el que opera

2.5.- Tensión de conexión

2.6.- Potencia Contratada

2.7.- Manifestación sobre si se alcanzó o no acuerdo sobre tarifa y condiciones de la PAFTT y en caso negativo solicitud de su definición por la SECRETARIA DE ENERGIA.

2.8.- Tipo de medición (potencia - energía)

3.- DATOS DEL CONTRATO DE ABASTECIMIENTO

3.1.- Generador o Comercializador con el que se Contrata

3.2.- Duración del Contrato

3.3.- Precio Pactado del Contrato

3.4.- Potencia Contratada

3.5.- Cláusula de interrupción del suministro

4.- DATOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

4.1.- Titular o Representante Legal

4.2.- Domicilio Legal

4.3.- Destinatario de Correspondencia

4.4.- Domicilio Administrativo

4.5.- Copia de la nota presentada al prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o PAFTT al que está conectado, con sello de recepción del mismo, informando la decisión de incorporarse al MEM como GUPA y solicitando las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FTT.

4.6.- De estar recibiendo suministro de la empresa prestadora del servicio público de distribución de energía eléctrica de su área, copia de la última factura emitida por ésta.

"En el carácter de (titular o representante legal del titular, según sea el caso) declaro bajo juramento que poseo el derecho al uso y goce (posesión o tenencia legal) del inmueble o instalación en que recibo o recibiré el abastecimiento y que los datos consignados precedentemente y los adjuntos agregados son verdaderos, que no existen deudas pendientes con la Distribuidora (o PAFTT) mencionada en este formulario y que cumplo con los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente del MEM."

"Asimismo manifiesto la plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y la sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA."

Lugar y fecha Firma del Titular o Representante

"En el carácter de (representante legal del Generador o Comercializador) declaro bajo juramento que (Razón Social del Generador o Comercializador) ha firmado un Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Energía Eléctrica con el Solicitante y que éste cumple con los requisitos básicos para solicitar esta habilitación como Agente".

"Me comprometo a entregar copia autenticada del contrato de abastecimiento establecido con el nuevo GUPA, dentro de un plazo máximo de 48 horas de ser requerido por la SECRETARIA DE ENERGIA o el ENRE o, en el caso de que existieren inconvenientes en la administración del tal contrato, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)."

Lugar y fecha Firma del Representante del Generador o Comercializador

En el caso que la Solicitud sea entregada al OED por el Generador o Comercializador, deberá firmarse esta declaración por parte del Solicitante:

"Por la presente, otorgo Poder al Generador o Comercializador con el cual firmé el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica para que realice todos los trámites de ingreso al MEM requeridos.

Lugar y fecha Firma del Titular o Representante

NOTA: Deberá confeccionarse una solicitud por cada Planta, Establecimiento o Punto de conexión que se requiera ingresar al MEM como GUPA.

10.23. FORMULARIO N° 4 - SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO PARTICULAR POR CAMBIO DE TITULARIDAD DE INSTALACIONES PERTENECIENTES A AGENTES DEL MEM CON ANTERIORIDAD

CAMMESA

SECRETARIA DE ENERGIA

SOLICITUD DE INGRESO AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA COMO GRAN USUARIO PARTICULAR POR CAMBIO DE TITULARIDAD DE INSTALACIONES PERTENECIENTES A AGENTES DEL MEM CON ANTERIORIDAD

REGISTRO Nº

FECHA DE PRESENTACION:

1.- DATOS DEL SOLICITANTE

1.1.- Razón Social o Denominación o Apellido y Nombres

1.2.- Tipo de Sociedad

1.3.- Actividad principal

1.4.- Nº CUIT / CUIL

1.5.- Situación fiscal ante el IVA

1.6.- Calidad de Agente de Retención

2.- DATOS DEL ANTERIOR TITULAR

2.1.- Razón Social o Denominación o Apellido y Nombres

2.2.- Motivo del Cambio de Titularidad

3.- DATOS DEL SUMINISTRO

3.1.- Domicilio del Suministro

3.2.- Denominación de la Planta o Establecimiento

3.3.- Prestador del servicio público de distribución o PAFTT al que está conectado

3.4.- Tensión de conexión

3.5.- Potencia contratada

3.6.- Tipo de medición (potencia - energía)

4.- DATOS DEL CONTRATO

4.1.- Generador con el Contrato vigente

4.2.- Precio Pactado del Contrato

4.3.- Potencia Contratada

4.4.- Cláusula de interrupción del suministro

4.5.- Fecha de Vencimiento del Contrato vigente

5.- DATOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

5.1.- Titular o Representante Legal

5.2.- Domicilio Legal

5.3.- Destinatario de Correspondencia

5.4.- Domicilio Administrativo

"En el carácter de (titular o representante legal del titular, según sea el caso) declaro bajo juramento que los datos consignados precedentemente y los adjuntos agregados son verdaderos, que no existen deudas pendientes con la Distribuidora (o PAFTT) mencionada en este formulario y que cumplo con los requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente del MEM."

"Asimismo manifiesto la plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y la sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la SECRETARIA DE ENERGIA."

Lugar y fecha Firma del Titular o Representante

"En el carácter de (representante legal del Generador o Comercializador) declaro bajo juramento que (Razón Social del Generador o Comercializador) ha acordado la continuidad con el Solicitante del Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Energía Eléctrica en vigencia con el anterior titular y que el nuevo Contratante cumple con los requisitos básicos para solicitar esta habilitación como Agente".

"Me comprometo a entregar copia autenticada del contrato de abastecimiento establecido con el nuevo GUPA, dentro de un plazo máximo de 48 horas de ser requerido por la SECRETARIA DE ENERGIA o el ENRE o, en el caso de que existieren inconvenientes en la administración del tal contrato, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)."

Lugar y fecha Firma del Representante del Generador o Comercializador

En el caso que la Solicitud sea entregada al OED por el Generador o Comercializador, deberá firmarse esta declaración por parte del Solicitante:

"Por la presente, otorgo Poder al Generador o Comercializador con el cual firmé la continuidad del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica vigente para que realice todos los trámites de ingreso al MEM requeridos.

Lugar y fecha Firma del Titular o Representante

11. NORMATIVA AMBIENTAL

Ver Normativa

ANEXO 18: TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL Y PAFTT

1. INTRODUCCION

La actividad de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión entre las distintas regiones eléctricas del MEM es un servicio público dado en concesión a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER S.A. en los términos de la Ley Nº 24065.

El Transporte de Energía Eléctrica dentro de una misma Región Eléctrica y la vinculación de ésta al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, se denomina Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (Transporte por Distribución Troncal), e incluye instalaciones de transmisión de tensiones mayores o iguales a 132 kV e inferiores a 400 kV. Este servicio público se da en concesión a Empresas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTROs) en los términos de la Ley N° 24.065

El Régimen Tarifario establecido para dicha concesión es consistente con la regulación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) estableciendo las remuneraciones que se indican en el **Anexo 16** de los Procedimientos.

- Remuneración por Conexión.
- Remuneración por Capacidad de Transporte.
- Remuneración por Energía Eléctrica Transportada.

Las ampliaciones al Sistema de Transporte existente serán realizadas por Transportistas y Transportistas Independientes, y tendrán el régimen tarifario establecido en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. (Decreto N° 2743/1992 Anexo III y sus normas modificatorias incorporadas en el Anexo 16 de Los Procedimientos).

Las empresas concesionarias del sistema de transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal perciben mensualmente la **Remuneración del Servicio Público de Transporte** de Energía Eléctrica en Alta Tensión correspondiente a sus propias instalaciones y a las de los Transportistas Independientes.

El presente anexo tiene por objeto establecer la metodología de asignación de los costos del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (demandantes y aportantes de energía), atendiendo a la remuneración aprobada en las correspondientes revisiones tarifarias para las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal. Con tal objeto, se detalla seguidamente la metodología de distribución de los cargos que los **Usuarios del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal** deben abonar por la prestación de estos servicios.

El OED es el responsable de efectuar los cálculos para determinar entre los usuarios a fin de abonar las remuneraciones y cargos correspondientes. A su vez, por cuenta y orden de los agentes, debe realizar la facturación, la cobranza, las respectivas acreditaciones, y la administración de la cuenta de apartamientos del transporte, conforme se precisa en el párrafo siguiente:.

La diferencia entre los costos correspondientes a la remuneración del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica y los ingresos, calculados a partir de los cargos de transporte previstos a pagar por los Agentes del MEM en función de sus demandas mensuales de energía, se asignarán a una cuenta de apartamientos que se integrará junto con el resto de las subcuentas en el FONDO DE ESTABILIZACIÓN del MEM

2. DEFINICIONES

Agentes Generadores: son los usuarios del Sistema de Transporte que producen energía eléctrica en el MEM, ya sea que se trate de Agentes Generadores, Cogeneradores y/o Autogeneradores en su función de generación.

Agentes Demandantes: son los usuarios del Sistema de Transporte que adquieren energía eléctrica en el MEM, ya sea que se trate de Agentes Distribuidores, Grandes Usuarios y/o Autogeneradores en su función de compra.

Sistema de Transporte Existente: es el equipamiento de transporte transferido a la concesionaria del sistema en Alta Tensión y/o al equipamiento de transporte por Distribución Troncal transferido a la DISTRO

de la región correspondiente, en ocasión de la entrada en vigencia de su contrato de concesión, o una vez incorporado a dicha concesión luego de su período de amortización u otro medio semejante.

Horas de Indisponibilidad: es la suma de la duración de las salidas de servicio de un equipo registradas en el período, midiéndose la duración de cada salida como las horas transcurridas a partir de la salida de servicio hasta que esté nuevamente disponible para ser requerido por los usuarios.

Ampliaciones del Sistema de Transporte: son las expansiones de las instalaciones (redes y equipamiento) de Transmisión y Transformación de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica concesionados.

Usuario de una ampliación en el Sistema de Transporte: es todo Agente Demandante de dicho sistema que se encuentra vinculado directa o indirectamente a una ampliación ya sea ésta en Alta tensión y/o de Distribución Troncal.

Período de Amortización de una Ampliación: es el período durante el cual, la remuneración mensual al Transportista o Transportista Independiente y/o quien resulte autorizado a actuar como tal por la autoridad competente se encuentra conformada por la doceava parte del CANON ANUAL aprobado. El inicio del período está dado por la fecha de puesta en servicio comercial de la Ampliación.

Período de Explotación de una Ampliación: es el período que comienza al finalizar el Período de Amortización. Durante este período, la remuneración mensual al Transportista o Transportista Independiente y/o quien resulte autorizado a actuar como tal por la autoridad competente, será la que fije el ENRE, de acuerdo al régimen remuneratorio aplicable a instalaciones existentes de LA TRANSPORTISTA cuyo sistema integra la AMPLIACIÓN.

3. RÉGIMEN TARIFARIO PARA LOS USUARIOS DEL TRANSPORTE

Troncal al que estén vinculados son los siguientes:

i. Cargo Eventual a Generadores (CEG) por el equipamiento de conexión y transformación que deben abonar los generadores en los casos en que no hubieren adquirido a su costo y cargo las instalaciones que lo vinculan al Sistema de Transporte conforme a la calidad de servicio requerida, considerando el nivel de tensión y sus características.

ii. Cargo por la OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y AMPLIACIONES del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN, lo pagan los AGENTES DEMANDANTES usuarios de dicho Sistema conforme a la calidad de servicio requerida, del equipamiento remunerado que conforma este sistema de transporte (luego de descontar los CEG), el cual surge de distribuir uniformemente, entre la sumatoria de demandas de energía eléctrica del MEM, la remuneración que le corresponde percibir al Transportista por los conceptos señalados en el Punto 1 de este Anexo, incluyendo la remuneración que le corresponda percibir por las instalaciones de sus Transportistas Independientes, asignándoseles a los AGENTES DEMANDANTES del sistema de ALTA TENSIÓN un cargo en proporción a su demanda de energía.

iii. Cargo por la OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y AMPLIACIONES del correspondiente Sistema de Transporte por DISTRIBUCIÓN TRONCAL lo pagan los AGENTES DEMANDANTES usuarios del correspondiente Sistema, conforme a la calidad de servicio requerida, de los equipos remunerados que conforman este sistema de transporte (luego de descontar los CEG), el cual surge de distribuir uniformemente, entre la sumatoria de demandas de energía y los aportes de la generación relacionados con la DISTRO, la remuneración que le corresponde percibir al Transportista por los conceptos señalados en el Punto 1 de este Anexo, incluyendo la remuneración que le corresponda percibir por las instalaciones de sus Transportistas Independientes.

El monto correspondiente a los aportes de la generación vinculada a la DISTRO de la región eléctrica servida por ésta será afrontado por la demanda en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN y se distribuirá de manera uniforme entre las demandas de energía de los AGENTES DEMANDANTES del MEM bajo la metodología aplicable para la determinación del cargo establecido en el Inciso ii. anterior.

La asignación a los AGENTES DEMANDANTES de la DISTRO de la cuota parte de la remuneración que le corresponda abonar al Transportista de la DISTRO, según lo indicado previamente, se realizará en proporción a su demanda de energía en la región eléctrica correspondiente.

Las SANCIONES que determine el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) que paguen los Transportistas Concesionarios o Transportista Independiente (TI) por indisponibilidad de los sistemas de

transporte de energía eléctrica serán distribuidas entre todos los agentes demandantes del sistema de transporte correspondiente, en función de su demanda de energía eléctrica del mes al que correspondan dichas sanciones.

4. DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS DEL TRANSPORTE

Los precios del Transporte de Energía Eléctrica en el MEM se estabilizan para su pago por los Agentes Distribuidores y se calculan junto a cada Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

Estos Precios Estabilizados del Transporte se determinan en función de los costos asociados a la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica y la previsión de la demanda de energía eléctrica, aplicando el procedimiento definido en este Anexo.

Para el Sistema de Transporte en Alta Tensión, participan en la distribución de sus costos todos los Agentes demandantes del MEM con su demanda de energía eléctrica prevista en la correspondiente Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

Para cada región eléctrica, los costos del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTROs), se distribuirán entre todos sus agentes demandantes USUARIOS del servicio concesionado a la Distro de que se trate, conforme la metodología de asignación de costos de transporte aprobado por la Autoridad Regulatoria del MEM, en el marco de los criterios establecidos en el Artículo 36 de la Ley 24065, reglamentado sobre el particular por Resolución ex SEE N°1085/2017y sus complementarias.

Como resultado, cada Agente Distribuidor tendrá un precio estabilizado para abonar los costos del Sistema de Transporte en Alta Tensión y otro para remunerar al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal que corresponda.

En el caso de Agentes Distribuidores que tengan su demanda conectada, a través de sus propias instalaciones, a diferentes Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTROs) de distintas regiones, se establecerá el porcentaje de su demanda que corresponde a cada DISTRO; determinándose un único precio para abonar los costos de las DISTROs, el que contemplará de manera ponderada la demanda asociada a cada una de ellas y el precio que le corresponde a su participación en las mismas.

En función de las pautas referidas previamente, junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá:

- Calcular la remuneración prevista para todos los equipos de transporte de Alta Tensión y DISTROs sujetos a remuneración en función de los últimos precios vigentes aprobados por el ENRE, considerando una DISPONIBILIDAD del 100% para todas las horas del período. El OED, en virtud de información objetiva disponible y en caso de evaluarlo conveniente, podrá calcular la aplicación de un "factor de actualización de previsión" (FAP), que permita contemplar alguna variación de precios reconocida por el ENRE y aún no trasladada al precio estabilizado del transporte a nivel mayorista, debiendo poner en conocimiento de tal situación a la Autoridad Regulatoria del MEM quien notificará las objeciones que, en su caso, tuviere.

  Dicho FAP se determinará a partir de los coeficientes de actualización de remuneraciones sancionados por el ENRE en el último período disponible inmediato anterior al cálculo de la Programación Estacional y/o Reprogramación Trimestral en la que se aplique el FAP.

- Calcular el CEG para el Sistema de Transporte en Alta Tensión y DISTROs que corresponde abonar a cada Agente Generador del MEM, según lo establecido en el apartado 5 del presente procedimiento.

- Calcular el PRECIO ESTABILIZADO DEL TRANSPORTE para Alta Tensión y Distros para los Agentes Distribuidores del MEM, según lo establecido en el apartado 4.1 y 4.2 del presente procedimiento

4.1. PRECIO ESTABILIZADO DE TRANSPORTE EN DISTROS

Para cada una de las DISTROs "N" del MEM, se calcula:

Siendo:

PEDT DistroN	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “N”
REP DistroN	:	Remuneración Estacional Prevista para la Distro “N” incluyendo los CÁNONES por Ampliaciones en período de amortización
CEG DistroN	:	Cargo estacional previsto abonar por los agentes Generadores conectados a la Distro “N”, el que se determinará en la correspondiente Programación Estacional a partir de los montos que surjan de lo disupesto en el apartado 5.1 del presente
DEPA DistroN	:	Demanda estacional Prevista a Abastecer para los agentes del MEM conectados a la Distro “N”.
GEPA DistroN	:	Generación Estacional Prevista a Aportar por los Agentes Generadores a la Distro “N”

El precio así determinado será el que corresponde asignar a un Agente Distribuidor del MEM en función del porcentaje de su demanda prevista abastecer desde cada Distro “N” y que se expresa en la siguiente fórmula:

Siendo:

PEDTADa	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para el agente Distribuidor “a”
PEDT DistroX	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “X”
DEPAa DistroX	:	Demanda Estacional Prevista a Abastecer para el Distrubuidor “a” desde la Distro “X”
DETPDa	:	Demanda Estacional Total Prevista a Abastecer para el Distribuidor “a”

4.1.1 Procedimiento para Agentes Distribuidores abastecidos desde más de una DISTRO.

Para el Agente Distribuidor "a" se calculan los montos correspondientes a los cargos de transporte de cada DISTRO "N" desde la cual se abastece:

Siendo:

MDPADa DistroN	:	Monto correspondiente a la Demanda Prevista a Abastcere del Distribuidor “a” en la Distro “N”
PEDT DistroN	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para a Distro “N”
DEPAa DistroN	:	Demanda Estacional Prevista a Abastcer del Agente Distrubuidor “a” en la Distro “N”

Luego se calculará el precio estabilizado a cada Agente Distribuidor como:

Siendo:

PEDTADa	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para el agente Ditribuidor “a”
MDPADa DistroA	:	Monto correspondiente a la Demanda Prevista a Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “A”
MDPADa DistroB	:	Monto correspondiente a la Demanda Prevista a Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “B”.
MDPADa DistroN	:	Monto correspondiente a la Demanda Prevista a Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “N”.
DETPDa	:	Demanda Estacional Total Prevista a Abastecer para el Agente Distribuidor “a”

El precio así determinado será el que corresponde asignar a un Agente Distribuidor cuya demanda se encuentre abastecida desde más de una DISTRO.

Para los Agentes Distribuidores no conectados directamente a una DISTRO, se utilizará el mismo porcentaje de distribución del Agente Distribuidor que los vincula a la misma

4.1.2 Procedimiento para Agentes Distribuidores que no están en áreas de concesión de DISTRO, que toman parte de su demanda desde una DISTRO.

Para un Agente Distribuidor que no esté en una DISTRO que tome una parte de su demanda de energía eléctrica de una Distro "N", mediante instalaciones del Sistema de Transporte Existente, se determinará el cargo de transporte correspondiente a dicha Distro "N" en función de la demanda prevista a tomar de la misma y el Precio Estabilizado por Distribución Troncal correspondiente a esa Distro "N".

Para el Agente Distribuidor "a" se calcula el monto correspondiente a los cargos de transporte de la Distro "N" de la cual se abastece parcialmente, aplicando la misma ecuación del apartado 4.1.1, adaptándola de la siguiente manera:

Siendo:

MDPADa DistroN	:	Monto correspondiente a la Demanda Prevista a Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “N”
PEDT DistroN	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “N”
DEPAa DistroN	:	Demanda Estacional Prevista a Abastecer del Agente Distribuidor “a” en la Distro “N”

El Precio Estabilizado de Distribución Troncal que pagará el Agente Distribuidor "a" por su vinculación parcial a una Distro "N" será:

Siendo

PEDATDa	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para el Agente Distribuidor “a”
PEDT DistroN	:	Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “N”
DEPAa DistroN	:	Demanda Estacional Prevista a Abastecer del Agente Distribuidor “a” en la Distro “N”
DETPDa	:	Demanda Estacional Total Prevista a Abastecer para el agente Distribuidor “a”

Cuando la vinculación con el Agente Distribuidor externo a la DISTRO “N” deba concretarse realizando una Ampliación del Sistema de Transporte desde dicha DISTRO “N”, o bien, cuando la instalación del Sistema de Transporte Existente con la cual éste Agente toma parte de su demanda de energía eléctrica requiera ser ampliada, mediante un Contrato COM o un Contrato de Ampliación PPP, el CANON correspondiente a dicha Ampliación deberá ser remunerado por las demandas de la Distro y del Agente Distribuidor cuya área

de concesión sea externa a la DISTRO en función al valor de los activos que estén ubicados en cada una de ellas.

A esos efectos se determinará un Precio Estabilizado de Distribución Troncal para el Agente Distribuidor “a” que permitirá recuperar el valor mensual del CANON de la Ampliación antes referida.

El Precio Estabilizado de Distribución Troncal que pagará el Agente Distribuidor "a" por su vinculación a una Distro "N" mediante la Ampliación en cuestión será:

Donde PARTI (CANON) será la parte del canon mensual de la Ampliación destinada a abastecer la demanda del Distribuidor “a”, determinada multiplicando el canon mensual por la proporción de los activos situados en el área de concesión del Agente Distribuidor “a” respecto al total de los activos de la ampliación.

El remanente de canon integrará el Precio Estabilizado de la Distro “N”.

Durante el Periodo de Amortización el titular del Contrato COM o del Contrato de Ampliación PPP realizará la operación y mantenimiento de la misma en forma integral y será remunerado según la ecuación anterior.

El requerimiento anterior no debe entenderse como una extensión de jurisdicción de la Distro sino como la satisfacción de la condición de contar con un único responsable de una obra durante su Período de Amortización, siendo posible realizar la operación y mantenimiento de las instalaciones de la ampliación externas a su Concesión como una actividad no regulada de la Distro a sus valores tarifarios vigentes, a ese efecto se acepta como entendido que el Distribuidor presta su acuerdo, cuando ya hubiera comprometido su participación en el pago de la ampliación o no manifestare objeciones en el curso de la Audiencia Pública.

Finalizado el Período de Amortización, la operación y mantenimiento de la ampliación dentro del área de concesión de la Transportista o Trasportista por Distribución Troncal la realizará este agente y dentro de la jurisdicción del Distribuidor, estará a cargo de dicho Distribuidor, debiendo este llevar una contabilidad separada para la actividad de transporte que desarrolla con la misma.

En caso que hayan arribado a acuerdos particulares entre el Distribuidor y los concesionarios de Transporte por Distribución Troncal, las partes, junto con la autoridad jurisdiccional, deberán informar al Organismo Encargado de Despacho (OED) y al ENRE los términos del mismo para su aplicación, en relación a la operación y mantenimiento

4.1.3 Procedimiento para una DISTRO que toma parte de su demanda desde otra DISTRO.

Para ampliaciones de una Distro “A” destinadas a alimentar a demandas en una Distro “B”, se seguirán los procedimientos de ampliación en la Distro “A”, que será responsable de supervisar la construcción de dicha ampliación hasta las instalaciones de la Distro “B”.

El Precio Estabilizado de Distribución Troncal que pagarán las demandas de la Distro “A” se determinará adicionando a los costos de dicha distro un costo mensual resultante de multiplicar, durante el período de amortización, el canon mensual de la ampliación por la proporción de los activos situados en la región eléctrica donde se encuentra la Distro “A”.

Finalizado el Período de Amortización, la operación y mantenimiento de la ampliación dentro del área de concesión de la Transportista por Distribución Troncal “A” la realizará este agente y dentro de la jurisdicción de la Transportista por Distribución Troncal “B”, estará a cargo de este último agente.

En caso que hayan arribado a acuerdos particulares entre ambas Transportistas por Distribución Troncal, las partes deberán informar al Organismo Encargado de Despacho (OED) y al ENRE los términos del mismo para su aplicación, en relación a la operación y mantenimiento.

4.2. PRECIO ESTABILIZADO DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

Tal como se indica en el apartado 4, para la determinación del Precio Estabilizado del Sistema de Transporte en Alta Tensión, participan la totalidad de los Agentes demandantes del MEM con su demanda de energía eléctrica prevista en la correspondiente Programación Estacional o Reprogramación Trimestral, y el aporte de energía que se prevea que realice la generación local en cada DISTRO, afectado por el Precio Estabilizado de Distribución Troncal de dicha DISTRO, lo cual se representa en la siguiente ecuación

Siendo:

PET AT	:	Precio Estabilizado de Transporte en AT
REP AT	:	Remuneración Estacional Prevista para el Sistema de Transporte en Alta Tensión incluyendo los CÁNONES por Ampliaciones en el príodo de amortización.
DEPA AT	:	Demanda Estacional Prevista a Abastecer a los Agentes Demandantes del MEM.
CEG AT	:	CEG previsto abonar por los Agentes Generadores conectados al Sistema de Transporte en Alta Tensión el que será determinada en la correspondiente Programación Estacional a partir de los montos que surjan de lo establecido en el apartado 5.2 del presente, para el correspondiente equipamiento de conexión y transformación.
MGEN DistroA	:	Monto resultante de aplicar el Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “A”(PEDT DistroA), determinado según el numeral 4.1.1 a la Generación Estacional Prevista aportar por los Agentes Generadores a la Distro”A” (GEPA DistroA).
MGEN DistroN	:	Monto resultante de aplicar el Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “A”(PEDT DistroN), determinado según el numeral 4.1.1 a la Generación Estacional Prevista aportar por los Agentes Generadores a la Distro”N” (GEPA DistroN).

El precio así determinado será el que corresponde asignar a todos los Agentes Distribuidores del MEM.

5. CARGOS EVENTUALES A ABONAR POR LOS GENERADORES

Los Agentes Generadores abonarán un Cargo denominado Cargo Eventual de Generación (CEG) conforme a la calidad de servicio requerida, considerando el nivel de tensión y sus características, según lo referido en el apartado 3. i) precedente, por el servicio de vincular sus instalaciones con el SISTEMA DE TRANSPORTE por intermedio del equipamiento de conexión y transformación cuando dicho equipamiento no hubiese sido adquirido por el Agente Generador a tales efectos. Dichos CEG se calcularán mensualmente en la Transacción Económica, en función de los montos indicados en 5.1 y 5.2.

5.1. GENERADORES CONECTADOS A INSTALACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (DISTROS) Y PRESTADORES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT)

Los Agentes Generadores conectados a instalaciones integrantes de alguna de las concesiones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, en los casos en que no hubieran adquirido a su costo y cargo el equipamiento de conexión y transformación de vinculación de sus instalaciones al Sistema conforme la calidad de servicio requerida, considerando el nivel de tensión y sus características, abonarán el Cargo Eventual de Generación (CEG) determinado según los criterios detallados a continuación:

5.1.1 Monto por equipamiento de Conexión.

Se calcula considerando un valor representativo por cada banda de tensión establecida, determinado a partir del promedio aritmético de los cargos por conexión vigentes calculado por nivel de tensión nominal, en las instalaciones de las concesiones de todas las Transportistas por Distribución Troncal ($/hora), por un factor de estandarización de costos de conexión (fecD) que inicialmente será igual a 1.

Siendo las bandas de tensión:

- Niveles de tensión inferiores a 66 kV
- Niveles de tensión entre 66 kV inclusive hasta 220 kV.
- Niveles de tensión superiores a 220 kV inclusive.

5.1.2 Monto por equipamiento de transformación

Se calcula considerando un valor representativo determinado a partir del promedio aritmético de los cargos por transformación vigentes en las instalaciones de las concesiones de todas las Transportistas por Distribución Troncal ($/hora - MVA), por un factor de estandarización de costos de transformación (fetD) que inicialmente será igual a 1.

5.2. GENERADORES CONECTADOS A INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ALTA TENSIÓN

Los Agentes Generadores conectados a instalaciones integrantes de la concesión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión abonarán el CEG determinado según los criterios detallados a continuación:

5.2.1. Monto por equipamiento de conexión

Se calcula considerando un valor representativo para cada nivel de tensión nominal establecido determinado a partir de los cargos por conexión vigentes en las instalaciones de la concesión de la Transportista en Alta Tensión ($/hora), por un factor de estandarización de costos de conexión (fecAT) que inicialmente será igual a1.

Siendo los Niveles de Tensión:

- Nivel de tensión 132 kV
- Nivel de tensión 220 kV
- Nivel de tensión 500 kV

5.2.2. Monto por equipamiento de transformación

Un valor representativo determinado a partir de los cargos por transformación vigentes en las instalaciones de la concesión de la Transportista en Alta Tensión ($/hora - MVA), por un factor de estandarización de costos de transformación (fetAT) que inicialmente será igual a 1.

5.3. GENERADORES CONECTADOS A INSTALACIONES DE PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT)

Los Agentes Generadores conectados a instalaciones de un PAFTT, en los casos en que no hubieran adquirido a su costo y cargo el equipamiento de conexión y transformación de vinculación de sus instalaciones al Sistema abonarán el CEG correspondiente aplicando los mismos criterios que para Distro, con valorización de costos de uso de PAFTT en función de la demanda. Adicionalmente, por el uso de las redes del PAFTT abonarán un Cargo Compensatorio de Pérdidas (CCP) en los casos en que el PAFTT lo solicite ante el ENRE acreditando técnicamente las mismas y mientras éstas se produzcan efectivamente como consecuencia de la operación del Generador en el MEM a través de las instalaciones del PAFTT.

5.4. DETERMINACIÓN DE FACTORES

Los factores citados en 5.1 y 5.2 serán determinados por la Autoridad Regulatoria del MEM a partir de una evaluación de costos standard. La Autoridad Regulatoria del MEM deberá comunicarlos al OED para su aplicación.

Los cargos por conexión y transformación vigentes son aquellos sancionados por el ENRE para el mes en consideración. La representatividad de los cargos responde a los valores vigentes de los cuadros tarifarios de todas las concesiones y al número de equipos de conexión y transformación instalados en cada nivel de tensión y en cada banda definida.

6. DETERMINACIÓN DEL PRECIO MENSUAL APLICABLE A GRANDES USUARIOS DEL MEM

Los precios correspondientes a los Grandes Usuarios del MEM se calculan mensualmente en la Transacción Económica, con los valores de remuneración y energía reales para el mes y con la misma metodología establecida en los apartados 4.1 y 4.2 para los PRECIOS ESTABILIZADOS DE TRANSPORTE en DISTROs y en Alta Tensión respectivamente.

Los precios se determinan en función de la remuneración que le corresponda percibir a las concesionarias del servicio de transporte de energía eléctrica en cada mes y la demanda de energía eléctrica real aplicable en el correspondiente mes según el procedimiento establecido para cada caso, así como también la energía realmente inyectada a la red por los Agentes Generadores vinculados a cada DISTRO, todo ello conforme lo previsto en el apartado 4.1 precedente.

Como resultado, a cada Agente Gran Usuario del MEM (GUMA, GUME, GUPA, demanda Autogenerador y demanda total Autogenerador distribuido), le corresponderá un precio mensual para abonar los costos del Sistema de Transporte en Alta Tensión y otro para remunerar al Sistema por Distribución Troncal que le corresponda, en proporción a su demanda de energía eléctrica mensual respecto a la del total de los Agentes Demandantes del MEM para Alta Tensión o en relación a la vinculada a la respectiva DISTRO.

Para Grandes Usuarios del MEM no vinculados directamente al transporte de Alta Tensión y/o Distro, el precio mensual a aplicar será el correspondiente al del Agente que los vincula al SADI, con valorización de costos de uso de PAFTT en función de la demanda.

7. PENALIZACIONES POR INDISPONIBILIDAD

Los valores a pagar por las SANCIONES aplicadas a los Concesionarios de Transporte por indisponibilidad de los sistemas de transporte de energía eléctrica que determine el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) serán distribuidos entre todos los agentes demandantes del sistema de transporte correspondiente, en función de su demanda de energía eléctrica del mes al que correspondan dichas sanciones, aplicando idéntica metodología que la utilizada para la determinación del precio mensual aplicable a los Grandes Usuarios del MEM.

8. CUENTA DE APARTAMIENTOS DE TRANSPORTE

Mensualmente, el OED deberá asignar, a la CUENTA DE APARTAMIENTOS DE TRANSPORTE del FONDO DE ESTABILIZACIÓN del MEM, la diferencia (con su signo) entre los ingresos que correspondería percibir de los Agentes Distribuidores del MEM, por la aplicación de los precios mensuales determinados conforme la metodología aplicada para los Grandes Usuarios del MEM, y los provenientes de la aplicación de los precios estabilizados del transporte de energía eléctrica, calculados en función de su Demanda Estacional Prevista Abastecer, todo ello respecto de sus reales demandas de energía eléctrica mensuales.

9. RÉGIMEN TARIFARIO PARA LOS USUARIOS DE AMPLIACIONES DE TRANSPORTE

La expansión del Sistema de Transmisión será realizada de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Acceso a Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Las ampliaciones realizadas por el régimen de Concurso Público tendrán un Período de Amortización en el que su remuneración estará dada por el CANON, y luego un Período de Explotación en el cual la remuneración mensual será la que fije el ENRE, de acuerdo al régimen remuneratorio aplicable a instalaciones existentes de LA TRANSPORTISTA cuyo sistema integra la AMPLIACIÓN.

Las ampliaciones realizadas por acuerdo entre partes se remunerarán con el régimen tarifario del sistema existente.

Los Agentes Generadores deberán proveerse la conexión al sistema de transporte en Alta Tensión o por Distribución Troncal, o incluir los términos de la misma en el Convenio de Conexión a suscribir con el Transportista Concesionario o el prestador de la Función Técnica de Transporte a cuyas instalaciones se vincula.

ANEXO 19: AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE BAJO EL DERECHO PÚBLICO RÉGIMEN PPP (LEY N° 27.328)

El procedimiento reglado en el presente Anexo será de aplicación a las Ampliaciones de la Capacidad de Transporte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, que la Secretaría de Gobierno de Energía caracterice como ejecutables bajo el régimen reglado por la Ley 27.328, en adelante AMPLIACIONES PPP, a cuyo efecto deberá emitir el dictamen previsto en el artículo 13 de la Ley 27.328, en adelante Ley PPP. En tanto no se haya elaborado por la Secretaría de Gobierno de Energía el Plan Referencial de Transporte (PRT), las obras a cuyo respecto se haya emitido el aludido dictamen, se considerarán como incluidas en dicho Plan.

Nada de lo aquí dispuesto podrá interpretarse en forma tal que implique un apartamiento de los principios y disposiciones de las leyes que integran el Marco Regulatorio del sector eléctrico en virtud de lo dispuesto en el artículo 2°, segundo párrafo de la ley PPP.

ARTICULO 1°. La Autoridad Convocante, por sí o a través del órgano o Ente al que se asigne la función, en caso de considerar que el procedimiento más conveniente para la ejecución de una Ampliación de la Capacidad de Transporte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica resulta ser su contratación bajo el Régimen de la Ley PPP, deberá instar, la emisión del dictamen previsto en el artículo 13 de dicha Ley.

Asimismo, la Autoridad Convocante, por sí o a través del órgano inferior o Ente al que se asigne la función de Contratante, presentará una solicitud ante la concesionaria del servicio público de transporte (La Transportista) titular de la Concesión del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica, a cuyo sistema se vincule la ampliación, a los efectos de iniciar el procedimiento para la obtención del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Ampliación.

Se entiende por Ente u órgano Contratante al que a tal efecto designe la Autoridad Convocante entre los órganos, organismos o empresas comprendidos en el artículo 8° de la Ley 24.156 conforme lo previsto en el artículo 1° de la Ley PPP.

ARTICULO 2°. La Solicitud a que se hace referencia en el artículo precedente deberá contener la siguiente información:

a) Proyecto técnico de la Ampliación propuesta.

b) El Período de Vigencia Contractual, el Período de Amortización, (que en ningún caso excederá de 15 años), el Canon Anual, el régimen de multas y sanciones propuestas, y el monto del cargo establecido en el inciso a) del artículo 32 del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (anexo III del decreto 2743/92 con sus modificatorias, incorporado como punto 2. del anexo 16 de Los Procedimientos del MEM).

c) Fecha de habilitación comercial requerida para el servicio.

d) Estudios del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la Solicitud;

e) Información básica requerida por la Secretaría de Gobierno de Energía al ejercer las facultades regladas por el artículo 36 de la Ley 24.065;

f) Toda otra información relevante para evaluar la Solicitud.

ARTICULO 3°. La Transportista, dentro de los CINCO (5) días de la recepción de la Solicitud, requerirá al Organismo Encargado del Despacho (OED) un estudio correspondiente a la aplicación de la metodología de asignación de costos del Transporte de Energía Eléctrica, conforme los principios establecidos por resolución 1085 del 28 de diciembre de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica. El OED contará con QUINCE (15) días para efectuar y remitir el mencionado estudio, para ser agregado a la Solicitud que elevará La Transportista. La Transportista, dentro de los TREINTA (30) días de haberla recibido, elevará al ENRE la Solicitud de otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Ampliación PPP, acompañada de su evaluación.

ARTICULO 4°. El ENRE dará a publicidad la Solicitud de Ampliación incluyendo el Período de Vigencia Contractual, el Período de Amortización (que en ningún caso excederá de QUINCE (15) años), el Canon Anual, el régimen de multas y sanciones propuestos, y la proporción en que los usuarios del transporte participarán en el pago de dicho Canon conforme los principios establecidos por Resolución 1085/2017.

Dispondrá asimismo la celebración de la audiencia pública en los términos del Artículo 11 de la Ley N° 24.065, dentro de los TREINTA (30) días de recibida la SOLICITUD.

ARTÍCULO 5°. A consecuencia de la audiencia pública podrán presentarse oposiciones a la SOLICITUD DE AMPLIACIÓN. Si a criterio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), la oposición fuera fundada podrá solicitar la opinión de Consultores Independientes, y resolverá en instancia única dentro de los NOVENTA (90) días de formulada dicha oposición.

ARTICULO 6°. De no existir oposición o habiendo sido rechazada conforme a lo establecido en el Artículo anterior, el ENRE aprobará la Solicitud de Ampliación, el Período de Vigencia Contractual, el Período de Amortización, el Canon Anual propuesto, el régimen de multas y sanciones propuestas, dentro del plazo máximo de TREINTA (30) días. A su vez, otorgará el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la AMPLIACIÓN.

La proporción en que cada uno de los usuarios del Servicio Público de Transporte participará del pago del Canon de la Ampliación será la que resulte de la aplicación de los principios de la metodología aprobada por Resolución 1085/2017.

ARTICULO 7°. El ENRE notificará su resolución a la Solicitante, al Transportista al que se vincula la Ampliación PPP y al Organismo Encargado del Despacho (OED) dándola, a su vez a publicidad. Ante la falta de pronunciamiento en término por parte del ENRE, éste deberá emitir dentro de los siguientes QUINCE (15) días, un informe circunstanciado a la Autoridad Regulatoria, que dé cuenta de las razones de la demora.

ARTICULO 8°. Una vez iniciado el procedimiento para la obtención del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Ampliación conforme lo establecido en el segundo párrafo del artículo 1° del presente, la Autoridad Convocante podrá disponer el llamado a una licitación o concurso público cuyo objeto sea la construcción, operación y mantenimiento de la Ampliación PPP. La documentación licitatoria y contractual será publicada en el marco de la normativa vigente. Deberá asimismo contar con la previa intervención de la Secretaría de Participación Público Privada u órgano que la sustituya, en cuanto les compete, conforme lo expresamente previsto en la Ley PPP y sus reglamentaciones.

Será condición necesaria para la recepción de las ofertas de la licitación o concurso público la emisión por parte del ENRE del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.

ARTICULO 9.- El Pliego de Bases y Condiciones será publicado por la Autoridad Convocante, como asimismo por la Secretaría de Participación Público Privada, quien tiene asignada la responsabilidad de asegurar el acceso a la información pública en la materia. Las bases de la contratación establecerán como requisito para ofertar una Ampliación PPP, que el oferente se constituya como una sociedad de propósito específico que asumirá el rol de Transportista Independiente PPP, debiendo suscribir y ejecutar hasta su total terminación, el Contrato de Ampliación PPP por el período de Vigencia Contractual aprobado por el ENRE.

La sociedad de propósito específico deberá constituirse como sociedad anónima en los términos y condiciones previstos en la Ley 19.550 (Régimen de Sociedades Comerciales) y su actuación como Transportista Independiente PPP en el MEM se regirá por lo dispuesto en el Título V del Reglamento de Acceso y Ampliaciones a la Capacidad de Transporte.

ARTÍCULO 10. Cumplido lo reglado en el artículo 9° precedente, quien asuma el carácter de Autoridad Convocante de la Ampliación PPP, procederá a adjudicar el Contrato PPP que suscribirá el Ente Contratante con el oferente que, habiendo cumplido con todos los requisitos legales, técnicos, económicos y financieros establecidos en la documentación licitatoria para habilitar su preselección, hubiera presentado la oferta económicamente más conveniente, siempre y cuando ésta no supere el Canon Anual aprobado por el ENRE.

En caso contrario se tendrá por desierto el Concurso y se remitirá los antecedentes a la Autoridad Convocante para que analice si corresponde una modificación del CANON y realice un pedido de autorización al ENRE para un nuevo llamado a licitación El ENRE autorizará dicho pedido en tanto si se cumpla con la condición a la que alude el Artículo 19 del Reglamento de Acceso y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (RAA).

ARTÍCULO 11. En el mismo acto que la celebración del Contrato PPP, La Transportista, y quien haya resultado adjudicataria de la Ampliación PPP, deberán suscribir la correspondiente Licencia Técnica, según el Proyecto de licencia técnica que se haya integrado oportunamente a la documentación de la convocatoria a Concurso Público para la selección del Contratista PPP.

ARTÍCULO 12. En el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en forma compatible con el régimen remuneratorio del Sistema de Transporte regido por las leyes que integran el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, el pago de la Ampliación PPP deberá ajustarse a las siguientes pautas regulatorias:

a) Durante al Período de Amortización, el que se contará a partir de la fecha de puesta en servicio comercial de la Ampliación, la remuneración será mensual e igual a la doceava parte del CANON ANUAL aprobado.

b) Finalizado el plazo de Vigencia Contractual aprobado, o en el caso de extinción anticipada del Contrato PPP, las instalaciones de la Ampliación PPP serán transferidas en propiedad al Estado Nacional (Poder Ejecutivo - Secretaría de Gobierno de Energía), y su operación y mantenimiento podrá asignarse por el Concedente al Transportista Concesionario de cuyo sistema es parte integrante la Ampliación PPP. A los fines tarifarios, los activos transferidos no formarán parte de la base de capital y la remuneración mensual será la que fije el ENRE de acuerdo al régimen remuneratorio aplicable a instalaciones existentes de La Transportista titular de la concesión cuyo sistema integra la Ampliación PPP.

El Contrato PPP en ningún caso implicará la asunción del riesgo de proyecto por los usuarios del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica. En consecuencia, bajo ningún concepto podrán transferirse a los usuarios pagos previos a la puesta en servicio comercial de la Ampliación PPP en el MEM por ser incompatible con el Régimen Tarifario vigente para el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrico.

ARTICULO 13. Las Ampliaciones que se ejecuten a través del procedimiento de Contratos de Participación Púbico Privada serán solventadas por los usuarios del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica del MEM conforme lo previsto en el artículo precedente, asignándose entre ellos en la proporción que resulte de los cálculos efectuados por el OED en cumplimiento de los criterios establecidos por resolución 1085/2017.

ARTÍCULO 14. El Transportista Independiente PPP deberá construir, operar y mantener la ampliación bajo la supervisión de La Transportista, a la que deberá abonar, los cargos previstos en el artículo 32 del Reglamento de Acceso y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (RAA) incorporado como Anexo 16 de Los Procedimientos.

ANEXO 20: GUIA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

1. INTRODUCCION

Las empresas concesionarias del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y aquellas Empresas Distribuidoras que sean Prestadoras Adicionales de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT), publicarán anualmente una Guía de Referencia de sus respectivos Sistemas de Transporte, entendiendo como tales las instalaciones dispuestas en su ámbito de concesión, independientemente de su titularidad. Dicha Guía deberá contener información de utilidad para los Usuarios presentes y futuros para el análisis de su vinculación con los Sistemas de Transporte ó instalaciones de los PAFTT.

2. GUIA DE REFERENCIA DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL

El objetivo de la Guía de Referencia es presentar las estadísticas de calidad del Sistema de Transporte, los estudios que den las indicaciones sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo, OCHO (8) años posteriores al de la fecha de su publicación, y las recomendaciones de los nuevos requerimientos de inversión en equipamiento de la red.

2.1. CONTENIDO DE LA GUIA DE REFERENCIA

La Guía de Referencia deberá contener como mínimo los siguientes puntos:

a) Introducción:

Descripción del contenido de la Guía, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transporte y los criterios generales aplicados para su confección.

b) Descripción del Sistema de Transporte:

Deberá incluir la descripción general y particular del sistema de transporte que la Transportista tiene a su cargo, incluyendo como mínimo la siguiente información:

- capacidad de transporte existente y remanente detallada por tramo.
- Límites asociados al control de la frecuencia, tensión y/o estabilidad del Sistema ante pequeñas o grandes perturbaciones.
- Esquemas de control de emergencia que minimizan las restricciones a la transmisión.
- Normas operativas del MEM que establecen límites a la transmisión.
- Detalle de las inversiones necesarias para minimizar las restricciones del transporte, incluyendo una estimación de sus costos.
- Cargas de los transformadores de las subestaciones.
- Flujos de potencia pronosticados para el pico anual y para las horas de mínima del sistema a lo largo de OCHO (8) años.
- Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico pronosticados en el pico anual a lo largo de OCHO (8) años.
- Esquemas geográficos y diagramas unifilares del sistema existente y del futuro previsto, destacando longitudes de líneas, potencias de generadores, transformadores y equipos de compensación de reactivo, así como los límites físicos de las instalaciones del Transportista.

c) Estudios del Sistema de Transporte:

Los Transportistas deberán realizar, con periodicidad anual, los estudios a corto y mediano plazo de la red a fin de producir la información requerida en el punto anterior e identificar las ampliaciones que puedan necesitarse en el Sistema de Transporte.

Respecto a datos que convenga recabar de otras fuentes, los Transportistas deberán utilizar la última información pública disponible al momento de la confección de la Guía, o en su defecto, la mejor proyección de que dispongan o que sea dable realizar, lo cual deberá ser específicamente explicitado.

Los Estudios del Sistema de Transporte deberán tener en cuenta y serán complementarios de:

- los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, a preparar por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065;
- la Programación Estacional de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, a preparar por el OED a partir de las bases de datos del sistema con un horizonte de TRES (3) años;
- las proyecciones de la demanda, abastecimiento de combustibles y tendencias de precios de la energía eléctrica a largo plazo, que elaborare el OED.
- Los Estudios del Sistema de Transporte serán realizados:
- para el corto plazo con un horizonte de TRES (3) años;
- para el mediano plazo con un horizonte de OCHO (8) años.
- Los Estudios estarán orientados a identificar las restricciones del Sistema de Transporte y los refuerzos requeridos.

d) Información del Sistema empleada para los estudios:

- Demanda prevista para los próximos OCHO (8) años.
- Requerimientos de energía y potencia.
- Demanda máxima.
- Ampliaciones previstas de generación
- Características técnicas de los equipamientos del sistema de transporte
- Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del sistema de transporte.

e) Calidad de servicio del Sistema de Transporte:

Presentación, como mínimo de los últimos CINCO (5) años, de los datos históricos que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de reactivo, indicando la empresa responsable:

- estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte;
- indisponibilidad por fallas o por salidas programadas;
- coeficientes de Disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas;
- coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt;
- cantidad de interrupciones del servicio y sus causas;
- variaciones persistentes de la forma de onda de la tensión fuera de sus límites en los puntos críticos del sistema;
- nodos con niveles de tensión fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.

2.2. OPORTUNIDADES DE AMPLIACION Y OBRAS MENORES

Los Transportistas indicarán en la Guía de Referencia respectiva, que ampliaciones se deberán realizar para lograr un adecuado comportamiento y desempeño de la red; señalando cuales, a su juicio, son imprescindibles.

Con respecto a estas últimas, el ENRE deberá considerar a las que se encuadren dentro de la caracterización de ampliaciones menores, según lo establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, como requerimiento por el Transportista de la autorización para la realización de tales inversiones e iniciará el procedimiento previsto al efecto en el Reglamento antes mencionado.

Debe considerarse que el Transportista asume el compromiso de ejecución del plan de obras menores aprobado por el ENRE.

2.3. PROCESO DE EJECUCION Y PUBLICACION DE LAS GUIAS DE REFERENCIA

Antes del 15 de agosto de cada año, los Transportistas deberán remitir al OED el borrador final de la Guía de Referencia que entrará en vigencia a partir del año siguiente.

Dentro de los CUARENTA Y CINCO (45) días corridos de recibida, el OED deberá analizar el contenido de la misma e informará al Transportista respectivo la aprobación o no de los límites de transporte y de las estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte, los comentarios adicionales que le merece y los requerimientos o evaluaciones suplementarios que estime pertinentes realizar para completar dicha Guía.

El Transportista tendrá un plazo de TREINTA (30) días corridos a partir de la recepción del informe elaborado por el OED para presentar al mismo las respectivas revisiones.

Antes del 30 de noviembre, el OED emitirá el informe definitivo con los comentarios y aprobaciones de los límites y estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte respectivo.

El Transportista, una vez recepcionado dicho informe deberá publicar la Guía de Referencia antes del 30 de diciembre con las observaciones del OED y presentar la misma al ENRE.

El ENRE deberá verificar que el transportista ha cumplido con las obligaciones establecidas en su contrato de concesión con la Guía de Referencia presentada. De no ser así, aplicará las sanciones que pudieren corresponder según lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión.

3. GUIA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL PAFTT

En este caso el objetivo de la Guía de Referencia es presentar los estudios sobre el desempeño del Sistema en cuanto a sus instalaciones superiores de vinculación eléctrica, incluyendo estaciones transformadoras de rebaje a media tensión y la capacidad remanente de transmisión en el mediano plazo (CINCO (5) años), de acuerdo a los criterios operativos de cada PAFTT.

3.1. CONTENIDO DE LA GUIA DE REFERENCIA

La Guía de Referencia deberá contener como mínimo:

a) Introducción.

Descripción del contenido de la Guía, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transporte del PAFTT y los criterios generales aplicados para su confección.

b) Descripción del Sistema de Transporte:

Deberá incluir la descripción general y particular del sistema de transporte que la PAFTT tiene a su cargo. Deberá contar como mínimo con la siguiente información:

- Capacidad de transporte existente y remanente detallada por tramo.
- Esquemas de control de emergencia.
- Normas operativas del área involucrada que establecen límites a la transmisión.
- Cargas de los transformadores de las Subestaciones.
- Flujos de potencia pronosticados para la máxima solicitación de su propia red y para las horas de mínima del sistema a lo largo de CINCO (5) años.
- Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico pronosticados en el pico anual a lo largo de CINCO (5) años.
- Esquema geográfico y diagrama unifilar del sistema existente y futuro previsto.

c) Estudios del Sistema de PAFTT:

Los Estudios del Sistema de Transporte del PAFTT deberán tener en cuenta y serán complementarios de:

- los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, a preparar por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065;
- la Programación Estacional de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, a preparar por el OED a partir de las bases de datos del sistema con un horizonte de TRES (3) años.
- las proyecciones de la demanda y tendencias de precios de la energía eléctrica a largo plazo, que elaborare el OED.

Los Estudios del Sistema de Transporte del PAFTT serán realizados con un horizonte de CINCO (5) años.

d) Información del Sistema empleada para los estudios:

- Demanda prevista para los próximos CINCO (5) años.
- Requerimientos de energía y potencia.
- Demanda máxima.
- Ampliaciones previstas de generación.
- Características técnicas de los equipamientos del sistema de transporte del PAFTT.
- Características técnicas de los equipamientos de generadores, transportistas y grandes usuarios que afectan el comportamiento del sistema de transporte del PAFTT

e) Calidad de servicio del Sistema de Transporte:

Deberá incluir los datos estadísticos de la calidad de servicio de los últimos CINCO (5) años:

- Estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte.
- Indisponibilidad por fallas o por salidas programadas.
- Coeficientes de Disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas.
- Coeficientes de Disponibilidad de transformadores.
- Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas.
- Variaciones persistentes de la forma de onda de la tensión fuera de sus limites en los puntos críticos del sistema.
- Nodos con niveles de tensión fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.
- Esquemas de alivio de cargas

3.2. AMPLIACIONES

Cada PAFTT indicará en la Guía de Referencia respectiva:

a) para sus usuarios de transporte firme, que ampliaciones proyecta realizar para mantener o lograr el adecuado comportamiento y desempeño de la red,

b) para sus usuarios de transporte no firme, su recomendación en cuanto a que ampliaciones sería necesario ejecutar para evitar restricciones a la capacidad de transporte.

3.3. PROCESO DE EJECUCION Y PUBLICACION DE LAS GUIAS DE REFERENCIA

Antes del 15 de agosto de cada año, los PAFTT deberán remitir al OED el borrador final de la Guía de Referencia que entrará en vigencia a partir del año siguiente.

Dentro de los CUARENTA Y CINCO (45) días corridos de recibida, el OED deberá analizar el contenido de la misma e informará al PAFTT respectivo la aprobación o no de los estudios del transporte y de las estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte, los comentarios adicionales que le merece y los requerimientos o evaluaciones suplementarios que estime pertinentes realizar para completar dicha Guía.

El PAFTT tendrá un plazo de TREINTA (30) días corridos a partir de la recepción del informe elaborado por el OED para presentar al mismo las respectivas revisiones.

Antes del 30 de noviembre, el OED emitirá el informe definitivo con los comentarios y aprobaciones de los estudios y estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte respectivo.

El PAFTT, una vez recepcionado dicho informe deberá publicar la Guía de Referencia antes del 30 de diciembre con las observaciones del OED y presentar la misma al ENRE.

El ENRE deberá verificar que el PAFTT ha cumplido, mediante la Guía presentada, con las obligaciones establecidas en el presente ANEXO. De no ser así, aplicará las sanciones que pudieren corresponder afectando su remuneración como PAFTT.

ANEXO 21: REMUNERACION BASE DE POTENCIA

1. OBJETO

La remuneración de la Base de Potencia a Generadores consiste en un pago ($PPAD) a máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas por un servicio que remunera la disponibilidad para operar, según lo establecido en el presente Anexo. La misma se remunerará en las horas de remuneración de la potencia (hrp), en forma independiente del despacho real. Por lo tanto cada máquina que recibe la remuneración de Base de Potencia queda obligada a operar según los requerimientos del OED dentro de las restricciones operativas declaradas en la base de datos del sistema.

Las centrales hidroeléctricas recibirán una remuneración equivalente a su requerimiento medio en las horas en que se remunera la potencia (hrp) en el denominado despacho de media y las centrales térmicas, y los cogeneradores, recibirán una remuneración equivalente a los requerimientos máximos de despacho conforme la metodología establecida en el presente ANEXO.

Se remunerará con $PPAD toda aquella unidad generadora, con excepción de las centrales hidroeléctricas, que no reciban total o parcialmente la remuneración de potencia por el predespacho de máximo requerimiento térmico y que a su vez entregue potencia firme en el predespacho diario y/u operación real. Se remunerará la potencia correspondiente al valor de la potencia efectiva neta, en la medida que la misma resulte firme en las horas en que se paga la potencia.

Las maquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no recibirán remuneración Base de Potencia por la potencia comprometida en dichos contratos.

2. DATOS PARA LA SIMULACION

A los efectos del cálculo de la remuneración Base de Potencia se realizará una simulación con los modelos aprobados para la Programación Estacional con los datos que se exponen más adelante.

2.1. PERIODICIDAD

La Base de Potencia se asignará para el período que abarca desde el comienzo de Mayo de un año a la finalización de Abril del año siguiente.

Junto con los cálculos para la Programación Estacional de Invierno, el OED determinará el predespacho previsto para los siguientes dos períodos semestrales, que se denomina Predespacho Anual.

Este predespacho se actualizará en la programación de cada Período Trimestral. En este caso el Período a Simular en el Predespacho Anual será siempre el mismo período anual de Mayo a Abril, o sea el período completo que abarca el Predespacho Anual realizado conjuntamente con la Programación Estacional de Invierno.

En cada Período Trimestral en el cual se realice el recálculo trimestral se podrá modificar la siguiente información en la Base de Datos:

- Ajustes a los mantenimientos programados que informen los Generadores.
- Ajustes a las previsiones de Contratos de importación y exportación.

2.2. DEMANDA

Para el Período a Simular, se considerará para cada agente como consumo semanal de energía el que resulta de la Base de Datos para la Programación Estacional.

A los efectos de la simulación y con el objeto de evitar que los contratos de exportación afecten los requerimientos de la demanda local, los mismos serán requeridos al máximo de su potencia comprometida y las máquinas y/o centrales asociadas a dichos contratos serán consideradas con una disponibilidad equivalente a dicho requerimiento.

A la demanda se le adicionará los requerimientos para regulación primaria de frecuencia y reserva operativa.

Adicionalmente, se multiplicará la demanda local por el Coeficiente de Incremento de la Demanda (KDEM) a fijar por la SECRETARIA DE ENERGIA para tener en cuenta que reciban remuneración aquellas máquinas que podrán ser requeridas en el periodo que no ingrese nuevo equipamiento.

2.3. OFERTA

2.3.1. OFERTA TERMICA:

2.3.1.1. CVP

Para cada combustible, el costo variable de producción por unidad térmica se modelará como un valor medio correspondiente al promedio de los costos aceptados en los últimos VEINTICUATRO (24) meses móviles. El promedio de los costos mencionados se calculará a los efectos de mantener su valor real como porcentaje de los precios de referencia al momento de la declaración. Se calcularán dos valores promedios, uno para los meses de invierno y otro para los meses de verano.

Para ingreso de máquinas nuevas y/o máquinas con una antigüedad menor que VEINTICUATRO (24) meses desde su ingreso al MEM, se utilizará para el cálculo de dicho promedio:

- Para los meses desde su entrada en operación comercial, los costos declarados convertidos como se indica previamente;
- Para los meses restantes hasta completar VEINTICUATRO (24) meses, los costos medios representativos de una máquina similar.

2.3.1.2. Disponibilidad

Para el Período a Simular, se utilizará para cada Generador la indisponibilidad forzada de la base de datos estacional y los mantenimientos programados de la misma. La Potencia resultante se denominará Potencia disponible para Base de Potencia del generador. Si para un periodo determinado una central no puede funcionar con un determinado combustible esto deberá representarse adecuadamente en la simulación.

Para el caso de ingreso de máquinas y/o centrales nuevas, se incorporaran en la base de datos una vez habilitada en servicio comercial.

El OED determinará para cada mes del período la disponibilidad promedio mensual como el promedio de las disponibilidades de las semanas del mes. La disponibilidad se medirá en las horas que se remunera potencia.

En aquellos casos en los cuales la disponibilidad de la base de datos de la programación no coincida con la indisponibilidad histórica forzada, el OED deberá incorporar a la central mencionada en un programa aleatorio de verificación, que confirme los datos declarados.

2.3.2. OFERTA HIDROELECTRICA:

Para el Período a Simular, se utilizará para cada Generador la indisponibilidad forzada declarada en la Base de Datos Estacional y los mantenimientos programados de la misma. La Potencia resultante se denominará Potencia disponible para Base de Potencia del generador.

La indisponibilidad a utilizar en la base de datos mencionada es la promedio de todas las horas del día.

Se incluirá toda la serie hidrológica de caudales vigentes en la Base de Datos Estacional.

El valor del agua de cada embalse estacional en cada semana del Período a Simular se determinará con el modelo de optimización vigente para la Programación Estacional.

Para la generación hidroeléctrica que no corresponda a embalses estacionales o no contemplada en la Base de Datos Estacional, se utilizará la energía media anual que se distribuirá entre cada mes del período de acuerdo a una distribución típica de media.

2.3.3. OFERTA DE PAISES INTERCONECTADOS:

Se incluirá como oferta adicional la importación firme prevista (contratos).

2.3.4. TRANSPORTE

Se deben representar las restricciones que afectan la capacidad de Transporte y las posibilidades de llegar con la oferta disponible a los nodos que lo requiere la demanda. Para ello se considerarán las restricciones incluidas para la Programación Estacional.

3. PREDESPACHO DE MEDIA

3.1. OBJETO

Remunerar a los generadores hidráulicos, durante las horas que se remunera potencia. La metodología que se describe en el siguiente punto busca calcular la potencia media esperable de ser operada, sin restricciones, promedio de todas las series hidrológicas en las horas de remuneración de la potencia, y además determinar la potencia máxima que le permite al generador entregar la potencia media mencionada, y de tal forma establecer la potencia sobre la cual existirá el compromiso de disponibilidad.

3.2. METODOLOGIA.

A los efectos de determinar la remuneración Base de Potencia de las centrales hidroeléctricas se realizará un predespacho llamado de media.

Tomando la Base de Datos Estacional y realizando los ajustes indicados en el punto 2 de este Anexo, el OED debe obtener la programación de la operación para el Período a Simular con el modelo de optimización y simulación de mediano plazo vigente.

Para cada embalse estacional, se definirá el nivel típico normal al comienzo de cada Período anual como el nivel medio con que resulta para esa fecha. Dicho nivel se determinará con una simulación de condiciones hidrológicas medias. Estos niveles serán considerados los típicos normales asociados a las características del embalse y restricciones a su operación. En consecuencia, se mantendrá el mismo nivel típico normal para cada embalse para todos los años salvo para un embalse en que se compruebe que existen modificaciones, tales como cambios en las normas de manejo de aguas o restricciones, que afecten significativamente la operación del conjunto central - embalse. Se considerará como nivel final el mismo que el inicial.

Como resultado del modelo de simulación, el OED obtendrá la energía anual prevista de cada central hidroeléctrica como el promedio esperado para todas las crónicas. Con estos valores se obtendrá la potencia media anual prevista. Asimismo como promedio de todas las crónicas se obtendrá el promedio anual de requerimiento térmico en las horas que se remunera potencia (RTERMEDIO).

Se calculará para las centrales hidroeléctricas con la mejor información histórica disponible la relación entre la potencia media generada anual y la operada en las horas que se remunera potencia. El coeficiente así calculado se multiplicará por la potencia media anual prevista, obteniéndose la Base de Potencia Media Anual (BHPMA) requerida a ser remunerada a los generadores hidráulicos en las horas en que se remunera la potencia.

A partir de la Base de Potencia Media Anual (BHPMA) y en función del promedio mensual esperado de energía prevista para cada central hidroeléctrica respecto de la anual se calculará la Potencia Media Mensual (HPMMm). De la Base de Datos Estacional se identificará para cada central hidroeléctrica, la Potencia Máxima Mensual promedio disponible (HPMAXm).

Esta metodología de cálculo se realizará una sola vez por año, salvo que nuevas condiciones técnicas justifiquen un nuevo cálculo.

3.3. RESULTADOS.

Junto con la Programación Estacional de Invierno, el OED informará para cada central hidroeléctrica, excepto para las centrales de bombeo, para el correspondiente Período Simulado:

- La Base de Potencia Media Anual (BHPMA) asignada, la misma será la que determine la potencia remunerada.
- La potencia máxima mensual (HPMAXm), la que indicará la potencia sobre la cual existe un compromiso de disponibilidad.
- La relación mensual entre la Potencia Media Mensual (HPMMm) y la Potencia Máxima Mensual (HPMAXm), denominada Relación de Empuntamiento Mensual (REMm).
- Los requerimientos medios de potencia térmica anual (RTERMEDIO).

4. PREDESPACHO DE MAXIMO REQUERIMIENTO TERMICO

4.1. OBJETO

Para los grupos térmicos se tiene como objeto contar con disponibilidad de potencia para garantizar el cubrimiento de la demanda en caso de situaciones extremas. Inicialmente, para determinar la cantidad de reserva requerida, las condiciones extremas a simular serán las correspondientes a falta del recurso requerido para generar, ya sea escasez del recurso natural para las centrales que generan con recursos naturales (para centrales hidroeléctricas, condición de hidrología seca) o falta de combustibles utilizados por las máquinas térmicas (por ejemplo, restricciones a la oferta de gas por baja temperatura en el invierno). En función de las condiciones que se observen en el MEM, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá decidir adicionar otras condiciones extremas tales como fallas en el sistema de Transporte.

4.2. PREVISION DE MAXIMA POTENCIA TERMICA GENERADA

Con la base de datos indicada en el punto 2 de este Anexo se debe determinar los requerimientos térmicos para cada serie hidrológica. Para las centrales hidroeléctricas no representadas por series hidrológicas de no contar con información para dicho año, se asignará una hidraulicidad con un NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de ser superada.

Para los embalses de capacidad estacional se considerará como nivel inicial para la Programación Estacional de Invierno el previsto el primero de Mayo, dejándose libre el nivel final.

Los valores del agua, de cada semana del período a simular serán calculados por el OED con los mismos modelos que el Predespacho Anual de Media.

4.2.1. TRANSPORTE

A las restricciones de Transporte incluidas en el Predespacho Anual de Media se deberá agregar toda otra restricción que resulte necesaria para representar adecuadamente las condiciones correspondientes al máximo requerimiento térmico.

4.3. RESULTADOS

El OED deberá determinar el requerimiento térmico mensual que se corresponda con la Probabilidad de Excedencia de Máximo Requerimiento Térmico (%KEXCTERM) definida por la SECRETARIA DE ENERGIA para cada generador térmico que surja de todas las series hidrológicas. El máximo requerimiento mensual será el que surja de la probabilidad de excedencia establecida.

Si ese valor es mayor que cero, se considerará que la máquina es requerida en la simulación provisoria durante todo el mes.

Para aquellos generadores térmicos con operación requerida en la simulación provisoria superior al OCHENTA POR CIENTO (80%) de su potencia disponible denominados "generadores base" se considerará que la potencia a remunerar como Base de Potencia será la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la máquina todos los meses.

Se realizará adicionalmente una segunda simulación, la definitiva, manteniendo los mantenimientos programados de los generadores hidráulicos y térmicos indicados en el párrafo anterior y eliminando los mantenimientos programados de los generadores que en la simulación provisoria no resulten como generadores de base.

De esta segunda simulación se analizará para cada semana del periodo los requerimientos de despacho de cada máquina térmica en las horas de remuneración de la potencia, ordenándose en función de la energía requerida.

El OED deberá determinar el requerimiento térmico semanal que corresponda con una probabilidad de excedencia del máximo requerimiento térmico (%KEXCTERM) definido por la SECRETARIA DE ENERGIA para cada generador térmico (para aquéllos no denominados generadores base), y ese resultará el máximo requerimiento mensual.

Si ese valor es mayor que el Mínimo Requerimiento de Despacho (%MRD) de su Potencia Efectiva Neta establecido por la SECRETARIA DE ENERGIA, se considerará que la máquina es requerida durante todo el mes y se considerará que la potencia a remunerar como Base de Potencia será la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la máquina durante los meses requeridos.

El OED informará para cada máquina térmica, y total por Generador, para el correspondiente Período a Simular:

- La Base de Potencia asignada para cada máquina térmica, para cada mes.
- El promedio anual de la Base de Potencia térmica asignada.

5. INCUMPLIMIENTOS

Las centrales hidráulicas reducirán su remuneración proporcionalmente a la indisponibilidad sobre la potencia máxima mensual (HPMAXm), la cual se evaluará durante todas las horas del día. Para el resto de las unidades de generación, el OED realizará el seguimiento de la disponibilidad real en las horas de remuneración de la potencia, y descontará del pago por Base de Potencia la potencia indisponible.

El OED en forma aleatoria convocará, de aquellas máquinas que reciban Remuneración Base de Potencia, las maquinas que no tuvieren despacho habitual o cuya disponibilidad declarada no coincida con la histórica para asegurar que se encuentren disponibles cuando así se lo requiera. En el caso de no estar el generador en condiciones de operar satisfactoriamente a juicio del OED se suspenderá el pago de Base de Potencia hasta que el Organismo mencionado se asegure de la disponibilidad del mismo a su entera satisfacción.

6. MAQUINAS CONVOCADAS EN EL DESPACHO DIARIO QUE NO RECIBEN REMUNERACION POR BASE DE POTENCIA

Aquellos generadores con potencia firme térmicos, cogeneradores, autogeneradores o cualquier otro tipo de generación que no sea hidráulica y que total o parcialmente no haya recibido remuneración por Base de Potencia y resulte requerida en el predespacho diario, con una potencia mayor a su compromiso de disponibilidad para Base de Potencia recibirá una remuneración equivalente a la de Base de Potencia ($PPAD) por las horas en las cuales se paga potencia del día en el cual fue convocado por el requerimiento máximo diario, independientemente de la hora en que haya sido requerida.

Las centrales de bombeo, en cambio recibirán el pago de $PPAD por la potencia operada en las horas que se remunera potencia.

7. PORCENTAJE DE RESERVA DEL SISTEMA

El Porcentaje de Reserva del Sistema (%PRS) se calculará como la división en porcentaje del promedio anual de la Base de Potencia térmica asignada como Base de Potencia menos los requerimientos medios de potencia térmica anual (RTERMEDIO), que resulte del predespacho de media, ambas en las horas que se remunera potencia, dividido por la potencia media anual demandada en las horas que se paga potencia.

8. GENERACION FORZADA

Junto con el requerimiento de datos para la simulación del sistema, aquellos demandantes que requieran, en un área, generación forzada deberán indicar sus requerimientos mínimos, salvo que disponga un contrato de disponibilidad de potencia para esos fines.

Cuando en un área de distribución troncal o de transporte en alta tensión exista más que un demandante se considerará valido el requerimiento si éste es efectuado por más del TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda correspondiente a las horas en que se solicita el despacho de generación forzada, salvo que se oponga más del TREINTA POR CIENTO (30%) de la misma. Este criterio no será de aplicación para la generación forzada destinada al mantenimiento de la calidad de servicio u otra restricción dentro de una PAFTT; salvo que el requeriente, distinto al prestador, se haga cargo de la totalidad de los sobrecostos.

En el caso de que la generación requerida no resulte asignada como remunerada como Base de Potencia resultará como Generación Forzada Base la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada.

Cuando el requerimiento del Demandante pueda ser cubierto por más de una máquina de una central del MEM el compromiso deberá ser cubierto por cualquiera de las máquinas de la central con la remuneración asignada.

En el caso que por problemas de transporte o Distribución, fuese requerida generación forzada durante un período superior al horario de punta de un día o más de cinco horas durante más que dos días en el mes, la máquina requerida tendrá derecho al cobro de la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la base de datos durante todo el mes en el cual fue convocada ocasionalmente, de no haber

recibido ese pago por Remuneración Base de Potencia, salvo que la demanda disponga de un contrato de disponibilidad de potencia que fue convocado al efecto.

El costo de este cargo adicional de Base de Potencia se asignará de igual forma que los sobrecostos de generación forzada por energía.

ANEXO 22: PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

1. TIPOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

En lo que hace a la programación de la operación de los embalses y el despacho de las centrales hidroeléctricas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el tratamiento que recibirán dependerá de:

a) su Potencia Instalada (PINST);

b) su Energía Firme (EFIRM) que se define como la generación anual con una probabilidad del 95% de ser superada;

c) su flexibilidad al despacho, o sea las limitaciones que le imponen a su operación las restricciones y compromisos aguas abajo;

d) la capacidad de su embalse (Volumen Util VUTIL) y capacidad de regulación, o sea sus posibilidades de transferir agua de un período a otro teniendo en cuenta el volumen embalsable y sus requerimientos aguas abajo en el caso de tratarse de embalses multipropósitos.

e) su relación con otras centrales hidráulicas aguas arriba o aguas abajo

En base a estas consideraciones se define la clasificación de las centrales hidroeléctricas dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

1.1. CENTRALES DE CAPACIDAD ESTACIONAL

Son las centrales de mayor capacidad de embalse del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con posibilidades de realizar por lo menos regulación estacional, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Por otra parte, su potencia instalada y energía firme representan un porcentaje importante de la demanda total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). En consecuencia, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a mediano y largo plazo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá reunir como mínimo las siguientes condiciones.

a) La Potencia Instalada no debe ser inferior al 4% de la demanda pico anual prevista para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) La Energía Firme no debe resultar menor que el 1,5% de la demanda anual de energía prevista para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) El volumen útil debe representar por lo menos 25 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación al máximo caudal turbinable.

d) No presentan restricciones aguas abajo que afecten su despacho a nivel diario y horario.

En lo que hace a su despacho diario y horario no deben presentar prácticamente restricciones operativas por restricciones hidráulicas, ya que de existir requerimientos cuentan con un dique compensador u otro tipo de embalse aguas abajo que actúa como regulador de sus descargas. De tratarse de embalses de usos múltiples, su operación a mediano y largo plazo quedará condicionada por los compromisos aguas abajo (control de crecidas, riego, consumo de agua potable, navegación, etc.).

1.2. CENTRALES DE CAPACIDAD MENSUAL

Son aquellas centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad estacional, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y con suficiente capacidad de embalse en relación a su energía firme como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de una semana respecto a otra.

Se trata de centrales empuntables, sin restricciones importantes a su despacho diario y horario, ya sea por contar con un dique compensador u otro tipo de embalse que actúe como regulador aguas abajo, o por no tener requerimientos significativos aguas abajo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones.

a) No cumplir las condiciones para clasificar como central de capacidad estacional.

b) La Potencia Instalada no debe ser inferior al 1,5% de la demanda pico anual prevista para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) En condiciones de año medio, debe ser empuntable por lo menos el 50% de su energía despachada.

d) El volumen útil debe representar por lo menos 5 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

1.3. CENTRALES DE CAPACIDAD SEMANAL

Son aquellas centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del Mercado.

Sus requerimientos aguas abajo determinarán su flexibilidad al despacho, definiendo qué parte de su oferta de energía se puede considerar empuntable, debiéndose ubicar el resto en la base.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones.

a) No cumplir las condiciones de central de capacidad mensual.

b) La Potencia Instalada no debe ser inferior al 1% de la demanda pico anual prevista para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) En condiciones de año medio, debe ser empuntable por lo menos el 20% de su energía despachada.

d) El volumen útil debe representar por lo menos 2 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

1.4. CENTRALES DE PASADA

Se incluirán en esta categoría todas las centrales hidráulicas que no resulten clasificadas como de capacidad estacional, mensual o semanal.

Son centrales con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho del MEM a realizar por el OED, se considerarán generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda a su capacidad de embalse. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo y las restricciones operativas de la central y el embalse limitan su despacho horario y/o diario.

Se incluirán en esta categoría a las centrales en diques compensadores, cuya operación será responsabilidad de su Concesionario para garantizar los compromisos de caudal y regulación aguas abajo. En consecuencia, a los efectos de la programación y del despacho del MEM, el OED deberá considerar que las centrales en diques compensadores se encuentran a potencia constante, correspondiente al caudal medio erogado por la central aguas arriba (caudal medio semanal si es un compensador semanal o caudal medio diario si es un compensador diario). Si este caudal supera su potencia máxima, se la considerará despachada a potencia máxima constante.

De tratarse de una central de pasada que no es un dique compensador pero cuyo caudal entrante está dado por el caudal erogado por una o más centrales ubicadas aguas arriba, se considerará generando el caudal medio entrante que resulta como la suma del caudal medio erogado por las correspondientes centrales aguas arriba que definen su aporte (caudal medio semanal o diario de acuerdo a la capacidad del embalse de la central de pasada).

2. DESPACHO DE CENTRALES HIDRAULICAS ENCADENADAS

Se define central encadenada con otra central aguas arriba a toda central hidroeléctrica cuyo caudal entrante medio anual, de acuerdo a la serie histórica de afluentes de los ríos, está dado en por lo menos un 80% por el caudal medio anual erogado, también de acuerdo a la serie histórica de caudales, por la central aguas arriba.

Dos centrales encadenadas que resulten clasificadas una de tipo de estacional y la otra de tipo mensual serán consideradas, en lo que hace a la programación y despacho, como pertenecientes ambas al tipo estacional.

Para el despacho de las centrales hidroeléctricas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) tendrá en cuenta dentro de cada cuenca el encadenamiento de las centrales en el río y su interrelación, en particular el efecto de las restricciones aguas abajo.

Para ello, cada central encadenada de embalse que está habilitado a declarar valor del agua podrá hacerlo referido al embalse conjunto, o sea su embalse y el embalse de la central con la que está encadenada. Las bandas en que puede considerar dividido el embalse conjunto se definen como bandas en su propio embalse y bandas en el embalse encadenado.

En base a la capacidad de embalse de una central hidroeléctrica respecto de otra aguas arriba y las restricciones aguas abajo de cada uno de ellas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá para cada período de tiempo a despachar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) (estacional, semanal y diario), las centrales encadenadas que serán consideradas agrupadas como un sólo embalse y central equivalente. Dicho equivalente será modelado como suma de las centrales encadenadas, con un coeficiente energético y embalse conjunto, y representando las restricciones que significan al despacho de ese conjunto los requerimientos aguas abajo. El despacho de cada central dentro de una central equivalente se obtendrá tomando la energía y/o potencia que resulta despachada para el equivalente y despachándola entre ellas, modelando la cuenca y las interrelaciones entre los embalses involucrados, y respetando el cumplimiento de sus restricciones aguas abajo.

3. PROGRAMACION ESTACIONAL DE LA OPERACION

Todas las centrales hidroeléctricas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para la programación estacional la información indicada en el Anexo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

De resultar definidas para el despacho estacional un conjunto de centrales encadenadas a ser modeladas como un equivalente y por lo menos una de ellas estar clasificada como de capacidad estacional, para las restantes del grupo que sean por lo menos de capacidad mensual se considerarán también de capacidad estacional para la declaración del valor del agua.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará en primer lugar una programación indicativa cuyos resultados informará a los Generadores con centrales hidroeléctricas de capacidad estacional, tal como se indica en el punto 2.3.1.2.2. de LOS PROCEDIMIENTOS.

Los Generadores deben declarar antes del 27 de febrero y 27 de agosto el valor del agua para el período semestral para las centrales hidroeléctricas cuyos embalses resultan considerados de capacidad estacional , y para las centrales hidráulicas de bombeo en lo que hace a su embalse aguas arriba si dicho embalse es de capacidad estacional. Dichos valores serán el resultado de la optimización realizada por el Generador de sus embalses, considerando los datos y precios suministrados con la Programación Indicativa.

El rango de valores del agua que pueden declarar es entre cero y un valor del agua máximo, denominado valor del agua máximo declarable, calculado como un porcentaje, denominado Porcentaje para el Valor del Agua (%VA), del primer nivel de riesgo de falla establecido para la Programación Estacional. En el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) el Porcentaje para el Valor del Agua se define en el 50%,

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a los Generadores las centrales hidroeléctricas consideradas de capacidad estacional junto con los resultados de la Programación Indicativa la curva de nivel del embalse que corresponde al valor del agua máximo declarable, o sea el nivel del embalse que corresponde a dicho valor del agua para cada semana del mes, denominado nivel de reserva del embalse. Dichos niveles se determinan de la optimización realizada en la programación indicativa. De este modo el Generador conoce la parte de su embalse asignada a lo largo del período a valores del agua mayores al valor del agua máximo declarable. El Generador debe valorizar el embalse restante.

El Generador puede considerar su embalse dividido en una o hasta 10 bandas, denominadas bandas del embalse, de forma tal que cubran desde el nivel de reserva del embalse hasta el nivel máximo, con un valor del agua distinto por banda y monótonamente decreciente, o sea que va disminuyendo al incrementar el nivel del embalse. La última banda, o sea la superior del embalse, debe corresponder al valor del agua cero. Dentro del período el Generador podrá discriminar subperíodos de una o más semanas de forma tal que el

conjunto de subperíodos cubran la totalidad del período, con sus propios valores del agua declarados por banda de embalse.

La declaración de valor del agua debe indicar:

- la identificación de la central y embalse;
- los subperíodos en que se considera dividido el período;
- las bandas en que se considera dividido el embalse;
- para cada subperíodo el valor del agua definido como una tabla que relaciona las bandas del embalse con su valor del agua en el Mercado ($ por m3/s) por caudal turbinado exclusivamente en la central, sin tener en cuenta la incidencia de las centrales aguas abajo de existir.
- VAs c,e = Valor del agua en el Mercado de la central hidroeléctrica “c” durante el subperíodo “s” cuando su embalse se encuentra en la banda “e”.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe fijar el valor del agua estacional en cada embalse considerado de capacidad estacional con:

- los valores del agua declarados entre el nivel máximo y el nivel de reserva si el Generador declaró valor del agua;
- el calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) entre el nivel máximo y el nivel de reserva en la Programación Estacional indicativa si el Generador no declaró su valor del agua.
- el calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) entre el nivel de reserva y el nivel mínimo para todos los embalses.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incorporar los valores del agua estacionales para los embalses considerados de capacidad estacional a la Base de Datos Estacional de forma tal que sean utilizados para la Programación Estacional (provisoria y definitiva) y definición de precios estacionales.

La Programación Estacional la hará el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mediante el modelo de simulación de la operación vigente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que realiza el despacho hidrotérmico de cada semana teniendo en cuenta la aleatoriedad de las variables involucradas y representando las centrales hidroeléctricas de acuerdo a la clasificación indicada en el punto 1 de este anexo.

Para cada Central considerada como de Capacidad Estacional se tendrá en cuenta las siguientes condiciones.

- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe modelar, en acuerdo con el Generador hidroeléctrico, las restricciones a la operación del embalse de acuerdo a lo establecido por su Contrato de Concesión y compromisos aguas abajo.
- Los modelos utilizarán como datos de entrada las series históricas de aportes, salvo para aquellos períodos en que el Generador informe pronósticos.
- El modelo de simulación utilizará las curvas de valor del agua estacional.

El modelado utilizado no se podrá modificar durante el transcurso del período, salvo a pedido de alguno de los Generadores hidráulicos o del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con la debida justificación (por ejemplo de verificarse el apartamiento de alguno de los datos objetados). De considerarse válido el motivo y estar de acuerdo ambas partes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la modificación correspondiente de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 2.3.1.1. de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para cada una de las centrales hidráulicas restantes, la representación dependerá de la dispersión de sus aportes en la serie histórica y su energía firme. Si la energía firme es mayor que el 1% de la energía demandada en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el embalse se encuentra en un río cuya dispersión en los aportes es importante, se utilizará como dato de entrada la serie histórica, salvo para aquellos períodos en que el Generador indique aportes pronosticados. Los datos de caudal se convertirán en energía semanal con el rendimiento medio de la central. Si no es así, se tomará como dato la energía semanal correspondiente a un año hidrológico medio.

Para las centrales que no son de capacidad estacional las restricciones aguas abajo se modelarán como las posibilidades de empuntamiento de la energía disponible dentro de la semana y los requerimientos de potencia base. Toda la energía semanal ofertada se deberá ubicar en la semana, o sea que se considera con valor del agua cero.

Para cada semana del período, el modelo de simulación determina la programación de la operación mediante un despacho hidrotérmico haciendo competir la oferta hidroeléctrica, con sus valores del agua y sus posibilidades de empuntamiento, con la oferta térmica, con sus costos de producción y características de máquinas de base o de punta.

En caso de haber el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho conjunto del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), hará el despacho dentro de la cuenca de la energía semanal asignada al equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos hidráulicos de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. De pertenecer todas las centrales de un equivalente al mismo Generador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá realizar sólo el despacho total, o sea el resultado del equivalente, y suministrar este dato al Generador quien podrá considerar que se reparte esta energía de la manera que le sea más conveniente entre las centrales involucradas.

Es responsabilidad de los Concesionarios de las centrales hidroeléctricas optimizadas verificar en la Programación Provisoria que la programación de sus centrales es realizable, o sea que se ajusta a los requerimientos establecidos por su Concesión y compromisos aguas abajo. De detectar incompatibilidades al respecto, deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que realice la correspondiente corrección y/o ajuste, y reprograme en correspondencia el período estacional.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) tendrá la responsabilidad de realizar los ajustes necesarios en base a las observaciones realizadas por los Generadores de las centrales hidroeléctricas con el objetivo que la programación estacional, y como consecuencia el precio estacional que resulte para el período, sea acorde con el despacho hidráulico posible.

4. PROGRAMACION MENSUAL

Antes del día 10 de cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar con los modelos de optimización y simulación vigentes la programación para las 52 semanas a partir de la primera semana del mes siguiente, denominada programación mensual, y enviarla a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Para las centrales de capacidad estacional que hayan declarado valores del agua, debe utilizar los valores del agua estacionales. Para los embalses de capacidad estacional que no hayan realizado la declaración estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como curvas de valor del agua las obtenidas del modelo de optimización como resultado de la programación mensual realizada.

De resultar definidas para la programación mensual un conjunto de centrales encadenadas a ser modeladas como un equivalente y por lo menos una de ellas estar clasificada como de capacidad mensual, para las restantes del grupo que sean por lo menos de capacidad semanal se considerarán también de capacidad mensual para la declaración del valor del agua.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la optimización de las centrales hidroeléctricas y de bombeo consideradas de capacidad mensual, poniendo como función objetivo minimizar el costo de operación y falla, para determinar las cotas en cada uno de estos embalses que corresponde al valor del agua máximo declarable, definido tal como se indica en el punto 3 del presente Anexo. Esta evaluación se hará considerando aportes hidrológicos con una probabilidad del 80% de ser superados (años secos) y teniendo en cuenta la aleatoriedad en la disponibilidad térmica.

En caso de haber el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho mensual conjunto del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) debe realizar el despacho dentro de la cuenca de la energía asignada al equivalente para cada semana del mes, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos hidráulicos de cada uno, y las interrelaciones entre ellos. Sin embargo, de pertenecer todas las centrales del equivalente a un mismo Generador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá no realizar el despacho particular de las centrales involucradas sino suministrar al Generador el despacho conjunto del grupo de centrales consideradas en el equivalente. En este caso, para su análisis, el Generador podrá realizar por su cuenta el despacho de dicha energía entre sus centrales y determinar la operación prevista en cada embalse.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) enviará la programación mensual a todos los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), incluyendo la evolución prevista de los precios para las 52 semanas. Para los Generadores con centrales hidroeléctricas con capacidad mensual adjuntará además el nivel de reserva de su embalse, o sea el nivel que corresponde en su embalse al valor del agua máximo declarable.

Las centrales hidroeléctricas de capacidad mensual y semanal contarán de esta manera con la evolución esperada futura de los precios semanales en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para determinar la operación óptima de sus embalses. Además, las centrales de capacidad mensual conocerán la parte de su embalse asignada al cubrimiento del riesgo de falla y el Generador podrá valorizar el embalse restante, que se denomina embalse a optimizar por el Generador.

Junto con los datos para la programación de la tercera semana de cada mes, las centrales hidroeléctricas consideradas de capacidad mensual y las centrales hidráulicas de bombeo cuyo embalse aguas arriba es de capacidad mensual podrán declarar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el valor del agua en el Mercado para el siguiente mes de la parte del embalse que les corresponde optimizar. Dichos valores serán el resultado de la optimización realizada por el Generador de sus embalses, contando como señal del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto la previsión de precios suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El Generador puede considerar su embalse dividido en una o hasta 10 bandas, denominadas bandas del embalse, de forma tal que cubran desde el nivel de reserva del embalse hasta el nivel máximo, con un valor del agua distinto por banda y monótonamente decreciente, o sea que va disminuyendo al incrementar el nivel del embalse. La última banda, o sea la superior del embalse, debe corresponder al valor del agua cero. Dentro del mes el Generador podrá discriminar subperíodos de una o más semanas de forma tal que el conjunto de subperíodos cubran la totalidad del mes, con sus propios valores del agua declarados por banda de embalse.

La declaración de valor del agua debe indicar:

- la identificación de la central y embalse;
- los subperíodos en que se considera dividido el mes;
- las bandas en que se considera dividido el embalse;
- para cada subperíodo, el valor del agua definido como una tabla que relaciona las bandas del embalse con su valor del agua en el Mercado ($ por m3/s) por caudal turbinado exclusivamente en la central, sin tener en cuenta la incidencia de las centrales aguas abajo de existir.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe fijar el valor del agua mensual en cada embalse considerado de capacidad mensual con:

- los valores del agua declarados entre el nivel máximo y el nivel de reserva si el Generador declaró valor del agua;
- el calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) entre el nivel máximo y el nivel de reserva en la programación mensual si el Generador no declaró su valor del agua.
- el calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) entre el nivel de reserva y el nivel mínimo para todos los embalses.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incorporar los valores del agua mensuales para los embalses considerados de capacidad mensual a la Base de Datos Semanal de forma tal que sean utilizados para la Programación Semanal, despacho y definición de precios horarios.

Toda central con capacidad mensual que no declara su valor del agua no podrá objetar los valores del agua que calcule para su embalse el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

A los efectos de esta programación y para definir una sola política para una semana aunque en la misma haya días de dos meses distintos, se define que el mes comienza en la primera semana en que por lo menos cuatro días pertenecen a ese mes y termina en la primera semana en que por lo menos cuatro días no pertenecen a ese mes. La política de operación de las centrales hidroeléctricas con capacidad mensual deberá ser utilizada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para la programación semanal de todas las semanas definidas como pertenecientes a dicho mes.

De surgir de la programación mensual situaciones extraordinarias en las que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) prevé conveniente para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

(MEM) modificar alguna de las restricciones hidráulicas que afecta el despacho de una central hidroeléctrica, podrá notificar al correspondiente Generador dicho requerimiento para que cuente con la suficiente anticipación y, de ser posible, lograr el cambio transitorio de la restricción.

5. PROGRAMACION Y DESPACHO SEMANAL

5.1. OFERTA HIDROELECTRICA

Junto con los datos para la programación semanal, las centrales hidroeléctricas con capacidad semanal y las centrales hidráulicas de bombeo cuyo embalse aguas arriba es de capacidad semanal podrán declarar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su valor del agua en el Mercado para la siguiente semana y una estimación para la semana subsiguiente. La metodología para realizar esta declaración será la misma que para las centrales con capacidad mensual.

Es responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definir los valores del agua de aquellas centrales hidroeléctricas con capacidad semanal que no declaren valores del agua, con la misma metodología que la definida para las centrales de capacidad mensual que no declaran valores del agua mensuales. El Generador no podrá objetar los valores del agua calculados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Junto con los datos de la programación semanal, las centrales de bombeo con capacidad de embalse estacional o mensual y con capacidad de bombeo semanal que hayan declarado valor del agua deben declarar semanalmente el valor del bombeo de su contraembalse aguas abajo. Para ello, pueden considerarlo dividido en una o hasta 10 bandas, denominadas bandas del contraembalse, de forma tal que cubran desde el nivel mínimo hasta el máximo, con un valor de bombeo distinto por banda y creciente, o sea mayor cuanto mayor sea el nivel del contraembalse.

La declaración de valor del bombeo debe indicar:

- la identificación de la central y contraembalse;
- las bandas en que se considera dividido el contraembalse;
- el valor del bombeo definido como una tabla que relaciona las bandas del contraembalse con el precio de Mercado al que está dispuesto a bombear ($ por m3/s).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe fijar el valor del bombeo semanal en cada contraembalse de una central de bombeo con:

- los valores del bombeo declarados si el Generador declaró el valor del agua estacional o mensual y el valor de bombeo semanal;
- el calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) si el Generador no declaró el valor del agua, o declaró el valor del agua pero no declaró el valor de bombeo semanal.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe incorporar los valores de bombeo semanal a la Base de Datos Semanal de forma tal que sean utilizados para la Programación Semanal y despacho diario.

Toda central de bombeo que no declara su valor de bombeo semanal no podrá objetar los valores de bombeo que calcule para su contraembalse el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Las centrales de pasada deben informar su previsión de aportes o disponibilidad de energía semanal, salvo que su aporte esté dado por el caudal erogado por una o más centrales ubicadas aguas arriba.

Es responsabilidad del Generador informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con los datos para la programación semanal y diaria, sus restricciones operativas y sus restricciones hidráulicas previstas aguas abajo para las semanas en estudio. De no recibir información al respecto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) supondrá que están vigentes las normas y restricciones establecidas en los Contratos de Concesión más los compromisos aguas abajo considerados en la programación de la semana en curso.

De considerar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que en la semana a programar se puede presentar una condición extraordinaria que podría ser solucionada con un cambio en restricciones hidráulicas al despacho de alguna central hidroeléctrica, podrá solicitar su modificación al Generador hasta las 10.00 hrs. del día miércoles de la semana anterior.

Para realizar la programación semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe en primer lugar recalcular el valor del agua en los embalses con capacidad estacional y mensual que no hayan realizado declaración de su valor del agua, mediante los modelos de optimización vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tomando como dato las condiciones previstas para las dos semanas siguientes.

Luego, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el despacho hidrotérmico semanal representando la oferta hidroeléctrica de acuerdo a sus características.

a) Para las centrales con capacidad estacional, mensual y semanal, su oferta se representará como un volumen embalsado (función del nivel inicial y aportes previstos) y su correspondiente curva de valor del agua.

b) Para las centrales en diques compensadores y centrales de pasada aguas abajo de una o más centrales cuyos caudales erogados definen su aporte, su oferta se modelará como una función del caudal medio semanal previsto erogar por la o las centrales aguas arriba.

c) Para las centrales de pasada que no correspondan a diques compensadores ni a centrales cuyo aporte está dado por la erogación de una o más centrales aguas arriba, su oferta se representará como la energía disponible (función de sus pronósticos de aportes más los caudales erogados por otras centrales aguas arriba de existir) con valor del agua cero.

d) Para las centrales de bombeo, su requerimiento de bombeo se representará como un volumen en el contraembalse (función del nivel inicial) y su correspondiente curva de valor de bombeo. Su oferta se representará como un volumen embalsado (función del nivel inicial y aportes previstos) y su correspondiente curva de valor del agua.

Para el despacho posible de esta oferta hidráulica, en el programa hidrotérmico semanal se deberán modelar los requerimientos previstos aguas abajo de cada central hidroeléctrica, tales como:

- restricciones a sus posibilidades de empuntamiento semanal y diario, incluyendo pendiente de variación máxima permitida;
- potencia y/o energía mínima forzada, por requerimientos de un caudal base o volumen mínimo aguas abajo;
- limitaciones a su generación máxima diaria y/o semanal, para no superar el caudal máximo permitido aguas abajo;
- cualquier otra restricción o norma de operación, representada como su efecto sobre el despacho energético y de potencia.

El despacho hará competir las distintas ofertas hidráulicas, definidas por el volumen disponible y sus restricciones hidráulicas, con los valores del agua asignados a cada embalse con la oferta térmica, dada por el parque disponible con sus restricciones operativas, con sus costos variables de producción. De este modo, la energía de una central hidroeléctrica será despachada en la medida que su valor del agua resulte menor que el costo marginal y no se vulneren las restricciones vigentes. La programación semanal determinará así el volumen a turbinar, o lo que es lo mismo el paquete de energía a generar, en cada central hidroeléctrica. Para un despacho óptimo sin restricciones, en las centrales hidroeléctricas valorizadas el agua en un período tenderá a tratar de ser utilizada hasta el nivel del embalse correspondiente a un valor del agua igual al medio previsto en el Mercado. En consecuencia, de definir un Generador hidráulico una valorización alta del agua en su embalse podrá resultar, en función de la oferta en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no despachado, o sea turbinando cero.

Las restricciones hidráulicas podrán forzar apartamientos al despacho hidrotérmico óptimo, llevando a que una central resulte despachada turbinando por demás, hasta un valor del agua superior al precio medio de la energía, o de menos, hasta un nivel con valor del agua menor.

En situaciones extraordinarias en el MEM, de surgir de la programación semanal que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considera que sería conveniente modificar transitoriamente para la semana en estudio restricciones hidráulicas (por ejemplo, caudal mínimo y/o máximo permitido aguas abajo) que limitan el despacho de alguna central hidroeléctrica y que representan un apartamiento significativo del óptimo, deberá realizar el pedido de modificación al Generador antes de las 10.00 hrs del día viernes de la semana anterior. El Generador podrá no aceptar el pedido de modificación, con la correspondiente justificación. De ser aceptado el pedido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) reprogramará la semana.

En caso de haberse definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho conjunto del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se modelará el despacho dentro de la cuenca de la energía semanal y diaria asignada al equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos aguas abajo de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. Si las centrales dentro de un equivalente pertenecen todas al mismo Generador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá no realizar el despacho particular de cada una de ellas sino suministrar como resultado de la programación semanal el despacho del conjunto equivalente. En este caso, el Generador podrá por su cuenta definir la operación más conveniente para determinar el reparto entre sus centrales de la energía semanal y diaria.

Como resultado del despacho semanal realizado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá para cada central hidroeléctrica paquetes de energía representativos a ubicar dentro de cada tipo de día de la semana y el total resultante para la semana. En caso de exceso de oferta en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el despacho podrá resultar menor que el caudal mínimo requerido erogar por las centrales hidroeléctricas, debiendo el Generador erogar el sobrante por vertedero.

Para ajuste de los resultados y de acuerdo a la situación vigente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá realizar modificaciones a estos paquetes de energía despachados para las centrales con capacidad estacional y mensual pero no en más de un 5% respecto de la energía semanal despachada. En casos extremos y condiciones especiales en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar a un Generador hidráulico un paquete de energía semanal distinto en más del 5% al resultante del despacho, con la correspondiente justificación. Sólo si el Generador accede a dicho pedido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá modificar en más del 5% su despacho semanal pero deberá informar este cambio a todos los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) junto con los resultados de la programación semanal.

Durante el transcurso de la semana, de presentarse cambios significativos en las hipótesis de cálculo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar el redespacho del resto de la semana y calcular la reprogramación semanal.

Será responsabilidad de los Concesionarios de centrales hidroeléctricas verificar, en base a la programación semanal, que los caudales previstos que resultarán aguas abajo, de sus embalses o de sus diques Compensadores según corresponda, se encuentren dentro del caudal mínimo requerido y el caudal máximo admisible y que se cumplan todos sus requerimientos aguas abajo. En caso de verificar que el cumplimiento del despacho semanal significaría vulnerar alguno de sus compromisos aguas abajo, deberá notificar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de las dos horas de recibida la programación semanal y solicitar su reprogramación, justificándolo debidamente. En caso de que el caudal medio semanal a turbinar resulte inferior al caudal mínimo requerido aguas abajo, deberá hacer notar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que el programa solicitado le obligará a erogar el faltante por vertedero.

5.2. DIQUES COMPENSADORES

Será responsabilidad del Concesionario de una central hidroeléctrica con un dique compensador su operación para garantizar mantener un caudal regulado aguas abajo, compatibilizando para ello la operación del compensador con el despacho previsto para la central aguas arriba.

Para las centrales en diques compensadores, en la programación semanal el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá suponer que generan una potencia constante correspondiente al caudal medio, semanal de tratarse de un compensador semanal y diario de ser el compensador diario, programado erogar por la central aguas arriba.

En el caso de compensadores semanales, para garantizar contar con la flexibilidad necesaria para las modificaciones que se puedan realizar a la programación de la central aguas arriba, el Concesionario deberá contar por lo menos con una capacidad de regulación mínima en sus compensadores, definida como:

* comenzar el primer día hábil de la semana con suficiente capacidad libre en el compensador para mantener un caudal regulado para el despacho previsto para los siguientes días hábiles más un 10%;

* comenzar el fin de semana o días feriados con suficiente volumen embalsado en el compensador para garantizar un caudal regulado para el despacho previsto para los siguientes días semilaborables y no laborables menos un 10%.

En caso de un redespacho semanal del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), el Generador deberá ajustar la operación del dique compensador a la nueva previsión de caudal erogado por la central aguas arriba. En caso que el redespacho signifique modificar en más del 10% respecto de la previsión anterior la energía a generar por el embalse aguas arriba en los restantes días de la semana, el Generador podrá, por motivos de falta de capacidad de compensación para mantener un caudal regulado aguas abajo, rechazar el redespacho del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de las dos horas de haberlo recibido.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá ajustar el redespacho a esta restricción. Sin embargo, de contar el Generador con un compensador semanal y no haber cumplido en la semana con su requisito de capacidad mínima de regulación en el dique compensador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará su objeción al Generador el día siguiente. De no llegar a un acuerdo entre las parte y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) evaluar que representó un incremento de por lo menos el 10% en el precio del Mercado con respecto al redespacho solicitado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá elevar un pedido de penalización a la Secretaría de Energía, indicando que la imposibilidad por parte del Generador hidráulico de cumplir el redespacho se basó en una inadecuada operación del dique compensador, e incluyendo la evaluación del perjuicio al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) ocasionado por el Generador, como el costo del apartamiento entre el despacho realizado y el óptimo solicitado.

6. DESPACHO DIARIO

La programación semanal determina los paquetes de energía a utilizar de cada central hidroeléctrica, discriminada por tipo de día de la semana, en función de la política de operación óptima definida para el correspondiente embalse, o sea de la valorización del agua embalsada, dentro de las restricciones vigentes. El valor del agua define así la operación óptima del embalse, pero no corresponde al precio que se pagará al Generador por la energía producida con dicha agua ya que su generación será remunerada al precio Spot en su nodo.

El despacho diario tiene como objetivo ubicar estos paquetes diarios de energía hidráulica en forma óptima dentro de las horas del día, de forma tal de minimizar el costo de operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). En consecuencia, la energía hidráulica se intentará ubicar lo más empuntada posible en las horas de mayor demanda, reemplazando las máquinas más caras o inclusive la falla. Las restricciones hidráulicas y requerimientos aguas abajo, así como la capacidad del sistema de Transporte y restricciones operativas podrán producir apartamientos respecto de este óptimo.

Junto con los datos para el despacho diario, la centrales hidráulicas de pasada que no correspondan a diques compensadores ni a centrales cuya caudal entrante está dado por el caudal erogado por una o más centrales aguas arriba, deberán informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su pronóstico para el día siguiente y una estimación para el día subsiguiente, ya sea de aportes o de energía disponible, y sus restricciones operativas e hidráulicas aguas abajo que limitan su despacho. Estas centrales serán despachadas de acuerdo a las restricciones a su despacho que informe el Generador. De no suministrar esta información, serán despachadas como una potencia base constante.

Para las centrales en diques compensadores, su generación diaria habrá quedado fijada en la programación semanal de la central aguas arriba y su programa de carga se considerará como una potencia constante, salvo que el Generador informe un programa de carga horario distinto.

Para el resto de las centrales hidroeléctricas, incluyendo las centrales de pasada cuyo entrante está dado por el caudal erogado por una o más centrales aguas arriba, se toma como su oferta el paquete de energía despachado para ese día en la programación o reprogramación semanal. De considerarlo justificado en vista de las condiciones existentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá en las centrales de capacidad mensual y estacional colocar una oferta de energía diaria distinta a la que resulte del despacho semanal, siempre que difiera en menos del 10% con la programada. En condiciones extraordinarias, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar a un Generador hidráulico una modificación de su oferta despachada superior al 10%, con la correspondiente justificación, pero sólo podrá realizarla si el Generador accede al pedido. De ser así, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar con los resultados del despacho diario las centrales hidroeléctricas cuya energía despachada difiera en más del 10% del óptimo establecido en el despacho semanal vigente. En todos los casos que se programe una energía diaria distinta de la resultante del despacho semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá intentar compensar este apartamiento en lo que resta de la semana, de forma

tal de terminar la semana con un apartamiento no mayor que el 5% entre la generación realizada y la prevista en la programación y redespachos de la semana.

Es responsabilidad del Generador informar cualquier cambio en sus normas de operación y/o compromisos aguas abajo previstos para el día a despachar. Salvo que el Generador informe alguna modificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se mantienen vigentes las restricciones hidráulicas al despacho consideradas para la programación semanal.

En el modelo de despacho diario el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá incluir las restricciones al despacho horario posible de las centrales hidroeléctricas debido a sus obligaciones aguas abajo, de una manera similar que en el despacho semanal, representando principalmente:

- sus posibilidades de empuntamiento;
- la necesidad de forzar una potencia base por requerimientos de un caudal base mínimo aguas abajo;
- duración máxima permitida a una salida programada de paralelo sin operar vertedero;
- restricciones a la potencia máxima despachable por restricciones al caudal máximo aguas abajo;
- variación máxima horaria admisible por requerimientos de regulación del caudal.

En situaciones extraordinarias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), de considerar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) justificado modificar transitoriamente para el día siguiente restricciones de caudal que afectan el despacho de alguna central hidroeléctrica, deberá solicitar el pedido al Generador antes de las 8.00 hrs del día anterior. El Generador podrá rechazar el pedido, con la correspondiente justificación.

Se considerarán centrales hidroeléctricas a empuntar a aquellas en que las restricciones aguas abajo no representen limitaciones significativas al despacho horario, o sea con libertad para producir oscilaciones aguas abajo y seguir la forma de la curva de demanda.

El despacho de la energía hidráulica se realizará ubicando en primer lugar la energía de base (potencia forzada por requerimientos de caudal mínimo, etc.). El despacho de la energía hidráulica restante se ubicará sobre la demanda restante, o sea la demanda total descontada la potencia hidráulica de base despachada.

La energía hidráulica restante se ubicará en la curva de demanda restante con el objetivo de minimizar el costo de operación total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o sea buscando reemplazar la potencia térmica más cara y/o reducir el nivel de potencia no suministrada en caso de déficit. Las centrales hidroeléctricas a empuntar compiten por el cubrimiento del pico de demanda. Esta situación queda resuelta por el orden en que se despacharán.

En primer lugar, se considerará el sistema de Transporte. Dada la red de Transmisión, las centrales hidroeléctricas quedan agrupadas en Regiones Hidráulicas. Se entiende como tal a un conjunto de nodos a los que se vinculan centrales hidroeléctricas que utilizan las mismas líneas de transmisión para vincularse con el Mercado (Región Comahue, Cuyo, NOA, Litoral, etc.). Cada una de estas regiones quedará calificada de acuerdo a las pérdidas que representa el transporte de su energía hasta el Mercado, o sea su factor de nodo. El orden en que se irán despachando las Regiones Hidráulicas que cuenten con centrales hidroeléctricas a empuntar estará dado por factor de nodo decreciente, o sea comenzando con la de mayor factor de nodo hasta llegar por último a la de menor factor de nodo.

De este modo, se definirá el orden en que se irán despachando las Regiones Hidráulicas. La oferta de cada región se modelará como la suma de la oferta hidráulica restante (de energía y de potencia) de las centrales hidroeléctricas a empuntar incluidas en la misma. La oferta se ubicará sobre la curva de demanda teniendo en cuenta las restricciones de Transporte en su vinculación con el Mercado y sus restricciones operativas e hidráulicas. Este despacho de los paquetes hidroeléctricos de las regiones hidráulicas definirá el predespacho hidráulico.

Dentro de cada Región Hidráulica, las centrales hidroeléctricas a empuntar se ordenarán en orden creciente de acuerdo a la relación que represente su factor de carga (FC), o sea la relación entre su energía empuntable y su potencia de punta restante ofertada. Se entiende por potencia máxima generable en punta de una central hidroeléctrica a empuntar a la potencia disponible de la central salvo que existan restricciones aguas abajo a su variación máxima horaria que no le permitan alcanzar dicha potencia, en cuyo caso está dado por la potencia máxima que puede alcanzar en la hora de punta teniendo en cuenta su restricción de variación horaria.

$$FCk = EPICk / (PPICk \times 24)$$

donde:

EPICk = energía empuntable a despachar en la central hidroeléctrica "k";

PPICk = potencia disponible para empuntar en la central hidroeléctrica "k", o sea a la potencia máxima generable en punta menos la potencia base despachada por requerimientos aguas abajo.

De este modo quedará definido un orden en que se irán despachando las centrales hidroeléctrica a empuntar dentro del despacho de la Región, resultado del predespacho hidráulico. El modelo intentará ubicar la energía de la central a despachar en el pico despachado para la región, reduciendo en consecuencia el pico restante para las centrales hidroeléctricas que faltan despachar.

Para cada central hidroeléctrica a empuntar se despachará su energía hidráulica restante en la demanda restante, o sea la demanda a despachar en la Región descontada la demanda cubierta por las centrales hidroeléctricas ya despachadas en vista del orden definido, partiendo del pico y hacia las demandas menores, teniendo en cuenta sus restricciones operativas por requerimientos aguas abajo y restricciones técnicas definidas por las características de sus máquinas. La central resultará, en consecuencia, más o menos empuntada de acuerdo a su energía y potencia disponible, los requerimientos aguas abajo que limiten sus posibilidades de empuntamiento y al orden en que resulte para ser despachada.

Luego de despachar las centrales hidroeléctricas a empuntar se despacharán la energía hidráulica restante de las centrales hidroeléctricas que no se consideran empuntables.

De este modo se obtendrá el despacho hidráulico de la Región, que podrá diferir parcialmente del predespacho en vista de tenerse en cuenta las restricciones particulares de cada central.

En caso de haber el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho hidráulico, se modelará el despacho horario dentro de la cuenca de la energía diaria asignada al equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos aguas abajo de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. Si las centrales dentro de un equivalente pertenecen a un sólo Generador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá no realizar el despacho particular de cada una sino suministrar como resultado el despacho de cargas del equivalente. En este caso, el Generador podrá por su cuenta definir el despacho más conveniente para determinar el programa de cargas para cada una de sus centrales dentro del equivalente.

En consecuencia, el programa de cargas de un Generador hidráulico es el resultante de las distintas etapas del despacho hidrotérmico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que definen:

- la valorización del agua embalsada, ya sea declarada por el Generador o calculada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED);
- paquetes de energía, para cada tipo de día y total semanal, obtenidos con el programa de despacho hidrotérmico semanal en función de la valorización del agua disponible;
- programas de carga horarios de acuerdo al despacho óptimo diario y sus modificaciones en tiempo real, ubicando la energía hidráulica despachada a lo largo de las horas del día de forma tal de minimizar el costo total de operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dentro de las restricciones vigentes.

El Generador hidráulico resulta despachado con toda su energía disponible salvo:

- restricciones de Transmisión que limiten la capacidad de exportación de su Región;
- excedentes hidráulicos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que obliguen a competir en el despacho su energía ofertada con la ofertada por las otras centrales hidroeléctricas.

Los Generadores de centrales hidroeléctricas deben verificar en el despacho diario realizado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que los caudales que resultan erogados aguas abajo, de sus embalses y/o de los Diques Compensadores según corresponda, cumplan los compromisos establecidos en su Concesión. En caso de verificar que no respeta alguna de sus restricciones, el Generador debe notificar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de las dos horas de recibido el programa de cargas y solicitar la correspondiente reprogramación, justificándolo debidamente.

Si el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) decide no realizar la reprogramación solicitada, debe informar el motivo al Generador.

Toda vez que, como consecuencia del programa de cargas requerido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), el caudal turbinado resultara insuficiente para cumplir con su compromiso de caudal mínimo aguas abajo, el Generador deberá erogar el faltante por sus obras de alivio. En ningún caso estará autorizado a aumentar su carga para cubrir su requerimiento de caudal mínimo con generación en vez de vertido si no es despachado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Si, en cambio, del despacho resulta un caudal aguas abajo superior al máximo permitido, el Generador podrá no respetar el programa de generación indicado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En este caso, podrá limitar su generación para garantizar no vulnerar el caudal máximo, e informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cómo quedará limitado su programa de cargas, debiendo dejar constancia fehaciente de que su comportamiento se origina en que el programa del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) resulta violatorio de su Contrato de Concesión e indicando la restricción que vulnera..

7. POTENCIA OPERADA Y RESERVA ROTANTE

Del despacho diario, resultará para cada hora en las centrales hidroeléctricas despachadas una potencia a generar y una potencia como reserva rotante para regulación de frecuencia, ya sea primaria o secundaria. Si la central no está habilitada para regular o lo está pero se declara indisponible para regular, quedará despachada, desde el punto de vista de la regulación, sin reserva rotante.

El Generador hidráulico deberá realizar el despacho de máquinas dentro de su central teniendo como objetivo cumplir con el despacho de cargas determinado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con la mayor eficiencia posible, o sea maximizando el rendimiento hidráulico de la central. Para ello, para cada potencia despachada deberá buscar tener en servicio el menor número de máquinas posible, o sea cada máquina a la mayor carga posible, dentro de los compromisos de reserva para regulación y requerimiento de número mínimo de máquinas en servicio para la capacidad de Transmisión necesaria.

Cada hora cada Generador hidráulico oferta la potencia rotando en su central, o sea la capacidad máxima de las máquinas que tiene en servicio. Sin embargo, esta oferta sólo puede acceder al Mercado en la medida que la potencia total ofertada (potencia térmica más hidráulica) que resulta para la Región Hidráulica se encuentra dentro del límite dado por la demanda regional y las restricciones de Transmisión.

La potencia despachada en cada central, o sea a generar más reserva para regulación, es un resultado del programa de despacho y, como consecuencia de incluir el modelo las restricciones de Transmisión, la potencia exportada de una Región Hidráulica no supera el límite máximo de Transporte definido. De surgir un excedente en la oferta de potencia de una Región con respecto a la que puede acceder al Mercado, se ubicará entonces en el resto de potencia rotante.

Dentro de la oferta de potencia de cada central se puede discriminar una potencia a generar (PGEN), una reserva regulante (PREG) y una reserva excedente rotante (PROT). Para una central "k" en la hora "i" resulta:

$$\mathbf{POFR^{i}_{k} = PGEN^{i}_{k} + PREG^{i}_{k} + PROT^{i}_{k}}$$

Para cada hora "i", se define como potencia operable de una Región Hidráulica a la potencia máxima que se puede generar en dicha Región dada la capacidad de Transporte disponible en esa hora (MWTRANS) más la demanda prevista para la región (MWDEMREG). La limitación a la potencia máxima transmisible estará dada por el equipamiento en servicio dentro de la red de Transmisión y los equipos de compensación y estabilización asociados.

$$\mathbf{POPER^{i}_{r} = MWDEMREG^{i}_{r} + MWTRANS^{i}_{r}}$$

Para cada hora "i" en que la potencia ofertada en una Región es mayor que potencia operable, existirá un excedente de potencia dentro de la Región hidráulica.

$$PEXC^{i}_{r} = máx\left({}_{k}POFR^{i}_{k} - POPER^{i}_{r}, 0\right)$$

donde "k" son las centrales en la Región Hidráulica.

En caso de excedentes en la oferta de potencia de una Región, se repartirá la limitación entre los excedentes rodantes en las centrales que estén generando. Para la central "k" dentro de la Región "r" en cada hora "i" la potencia vendida será:

$$PVENDE_{k} = PGEN^{i}_{k} + PREG^{i}_{k} + PROT^{i}_{k} \times \left(1 - \frac{PEXC^{i}_{r}}{{}_{q}PROT^{i}_{kr}}\right)$$

donde "kr" son las centrales ubicadas en la Región.

8. RESTRICCIONES OPERATIVAS Y DE TRANSPORTE QUE AFECTAN EL DESPACHO HIDRAULICO

Las restricciones de operación y Transporte fuerzan un límite sobre la máxima generación hidroeléctrica que puede tomar el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Estas restricciones pueden ser:

a) Restricciones Programadas, que en general sólo afectan el despacho hidráulico en algunas horas y en determinadas condiciones;

b) Restricciones Forzadas, que debido a la indisponibilidad imprevista de parte del equipamiento existente, provocan una limitación mayor que las restricciones programadas y afectan al despacho continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a la limitación normal (la programada).

Las restricciones programadas son conocidas e incluidas dentro de los modelos de programación y despacho. En general, producen limitaciones en el despacho horario de potencia hidráulica pero no fuerzan excedentes de energía hidráulica salvo situaciones extremas (años hidrológicos húmedos) ya que, al ser tenidas en cuenta en la programación a mediano y largo plazo, se busca ubicar el agua a lo largo de las semanas evitando vertimiento, o sea tratando de no superar estas limitaciones.

Las restricciones forzadas, en cambio, producen una modificación respecto a la operación programada. Pueden tener una permanencia que provoque, además de excedentes de potencia hidráulica, limitaciones imprevistas en la energía que podrá tomar el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y llevar a una condición de excedentes hidráulicos que fuerce a erogar por vertedero.

En consecuencia, las restricciones forzadas podrán a su vez clasificarse de dos tipos:

a) Restricciones Forzadas Transitorias, con una permanencia menor que 12 horas;

b) Restricciones Forzadas Prolongadas, con una permanencia mayor, pudiendo llegar a varios días.

En la programación y despacho semanal, dentro de un área desvinculada la energía hidráulica estará compitiendo con la oferta térmica del área a través del valor del agua en los embalses y los costos de operación de las centrales térmicas. En caso de restricción a la oferta energética del área, por limitaciones en su acceso al Mercado, el despacho semanal definirá los paquete de energía óptimos hidráulicos y térmicos que resultan.

En el despacho diario, se buscará ubicar el agua dentro de las horas cubriendo la energía más cara vista desde el área desvinculada, o sea teniendo en cuenta el precio local.

8.1. MAXIMA GENERACION HIDROELECTRICA DESPACHABLE

La capacidad de absorber la oferta hidroeléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) podrá estar limitada por:

- la capacidad de la red de Transporte que permite exportar la energía producida en las Regiones Hidráulicas hacia el resto del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM);

- las restricciones operativas que fuerzan máquinas térmicas.

En función de las limitaciones indicadas, cada Región Hidráulica tendrá una generación hidráulica máxima despachable (MAXEHr) función de:

a) la demanda prevista para la región (DEMREG),

b) la capacidad máxima de exportar energía fuera de la Región a través del sistema de Transmisión (MAXRED),

c) la potencia térmica forzada en la Región por requisitos operativos (FORZ).

A su vez, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en conjunto la oferta hidroeléctrica máxima despachable estará definido como el mínimo entre:

- la demanda total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) (DEMMEM) menos la generación térmica forzada por restricciones operativas;
- la suma de la generación máxima admisible en cada Región Hidráulica.

$$\mathbf{MAXEH_{MEM} = mín\left(DEMMEM - FORZ_{MEM}, \sum_r MAXEH_r\right)}$$

8.2. EXCEDENTES DE ENERGIA HIDROELECTRICA

En la programación semanal el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá tener en cuenta las limitaciones operativas y de Transporte para establecer si existen excedentes de energía hidráulica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o en las Regiones Hidráulicas.

A su vez, en el despacho diario podrán resultar en algunas horas activas restricciones operativas o de Transporte que limiten la máxima potencia hidráulica despachable.

8.2.1. MINIMA GENERACION HIDROELECTRICA

Los requerimientos de los usuarios aguas abajo de los embalses, los niveles máximos admisibles en la presa, así como otros compromisos establecidos en el Contrato de Concesión establecerá para cada central hidroeléctrica un caudal y/o volumen mínimo a erogar. Este requerimiento representará una energía mínima, con despacho forzado salvo imposibilidad de ser tomada por el Mercado.

En primer lugar, se analizará para cada región la Generación Hidroeléctrica Mínima Requerida (EHRMINr), calculada como la suma de la energía mínima de cada central hidroeléctrica (EHMINk) y dada por:

a) la energía a turbinar informada por las centrales de la región clasificadas como de pasada;

b) la energía mínima a turbinar de cada una de las restantes centrales hidroeléctricas de la Región definida, según las condiciones en el embalse, por los requerimientos de caudal mínimo aguas abajo, o el caudal mínimo necesario erogar para atenuación de crecida, o el caudal mínimo requerido erogar para no superar la cota máxima permitida en el embalse.

Como consecuencia, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) resultará también una generación hidroeléctrica mínima requerida, dada por la suma de la energía mínima requerida por cada Región Hidráulica.

De resultar la energía mínima requerida mayor que la máxima despachable, surgirá un excedente no turbinable, ya sea a nivel de la Región o de todo el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que forzará vertimiento.

8.2.2. EXCEDENTES DE ENERGIA HIDRAULICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

De resultar de la programación semanal un excedente en la oferta hidráulica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se deberá limitar la energía a generar por las centrales hidroeléctricas. El excedente de energía (EXCMEM), que se deberá descontar de la generación hidroeléctrica, se repartirá entre las Regiones Hidráulicas en forma proporcional a su energía mínima requerida. La generación máxima despachable para cada Región Hidráulica en este caso quedará definida por la energía mínima requerida menos la parte del excedente asignado a la Región.

$$MAXEH_r = EHRMIN_r \times \left(1 - \frac{EXC_{MEM}}{{}_rEHRMIN_r}\right)$$

8.2.3. EXCEDENTES DE ENERGIA EN UNA REGION ELECTRICA

De resultar el requerimiento de energía mínima de una Región Hidráulica superior a la máxima generación despachable, surgirá un excedente dentro de la Región que no se podrá generar, o sea una condición de vertimiento dentro de la Región.

$$EXC_r = máx\left(EHRMIN_r - MAXEH_r, 0\right)$$

En este caso se deberá limitar la energía a turbinar por cada central hidroeléctrica "kh" de la Región "r" a un valor menor que la energía mínima requerida, forzando a la erogación por vertedero del resto no despachado. La reducción en la generación se repartirá entre las centrales en forma proporcional a su energía mínima requerida.

$$GENDESP_k = EHMIN_k \times \left(1 - \frac{EXC_r}{{}_kEHMIN_k}\right)$$

8.3. RESTRICCION DE POTENCIA DESPACHABLE EN UNA REGION HIDRAULICA

Una vez definida la energía a despachar en cada central hidroeléctrica, o sea la resultante del despacho óptimo y los ajustes necesarios en caso de excedentes, el despacho diario definirá su óptima ubicación horaria.

8.3.1. MAXIMA POTENCIA DESPACHABLE EN UNA REGION HIDRAULICA

El resultado del modelo de despacho diario definirá los programas de carga para cada central de forma tal de ubicar la energía hidráulica como potencia horaria sin vulnerar las restricciones de Transporte, teniendo en cuenta la máxima potencia horaria despachable.

La potencia máxima despachable en una Región será la suma la demanda del área más la capacidad de Transmisión. Este valor corresponde a la potencia operada para la Región.

8.3.2. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

De encontrarse una Región Hidráulica en una condición normal, o sea sin restricciones forzadas en su vinculación con el Mercado, se hará el despacho teniendo en cuenta las restricciones programadas de Transporte. Como consecuencia, el despacho determinará las horas en que el área resulta desvinculada del Mercado, o sea las horas en que el requerimiento de potencia a enviar al Mercado según el despacho óptimo libre resulta mayor que la máxima potencia exportable desde la Región. En estos períodos, el despacho de potencia de un Generador hidráulico en el área quedará afectado respecto del óptimo sin restricciones.

8.3.3. RESTRICCIONES FORZADAS

De encontrarse en una condición de emergencia, con restricciones forzadas, el predespacho de la Región ubicará su energía sobre la curva de demanda del área desvinculada más la capacidad máxima de Transporte, o sea ya incluyendo la limitación forzada de Transmisión. Si es una restricción forzada transitoria, se realizará el redespacho de la Región en la parte del día afectada incluyendo la limitación al Transporte debido a la falla. De este modo quedará incluida la restricción a la potencia horaria máxima despachable.

En caso de fallas graves de Transporte, la potencia máxima despachable en una Región Hidráulica podrá quedar limitada muy por debajo de la limitación programada, e incluso resultar inferior a la suma del mínimo técnico normal de una máquina en cada una de las centrales hidroeléctricas a despachar. En consecuencia,

al surgir restricciones forzadas, el Generador del área desvinculada podrá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una modificación transitoria al mínimo técnico en sus máquinas (mínimo técnico extraordinario) a utilizar durante la emergencia, o sea hasta que aumente nuevamente la capacidad de Transmisión.

Para determinar el despacho de cargas real de cada central, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá tener en cuenta las restricciones de mínimo técnico de las máquinas, considerando los mínimos extraordinarios de haberse definido. Dada las características de la curva de demanda a despachar dentro de la Región, la energía ofertada por una central podrá no ser totalmente despachable en el caso que para hacerlo se requiriera vulnerar las restricciones técnicas de las máquinas. En consecuencia, al realizar el despacho de las centrales podrá resultar que parte de la demanda a despachar en la Región no resulte cubierta y una o más centrales resulten con una energía despachada inferior a la ofertada.

En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar el ajuste final del despacho de la Región, distribuyendo entre las centrales la potencia que falta cubrir, teniendo en cuenta la diferencia en cada una de:

- el rendimiento nominal, o sea la relación potencia/caudal;
- la modulación posible con su vertedero y flexibilidad para poder compensar con el mismo los apartamientos entre su generación programada y su generación real.

Como consecuencia, en el despacho ajustado podrán resultar algunas centrales generando por encima de su energía ofertada y las restantes por debajo o, inclusive, no generando en todo el día.

La potencia será remunerada a las centrales en función de la potencia que realmente resulten generando.

9. OPERACION EN TIEMPO REAL

Si de una orden del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), ya sea un redespacho o un requerimiento de operación en tiempo real, resultara para una central hidroeléctrica un caudal aguas abajo inferior al caudal mínimo comprometido, el Generador deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que dicha operación lo obligará a operar vertedero. De no modificar su orden el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), el Generador en ningún caso estará autorizado a aumentar su generación por encima de la potencia despachada para cumplir con su requisito de caudal mínimo sino que deberá erogar el faltante por vertedero. De considerar que la operación de vertedero fue injustificada y que el caudal vertido podría haber sido generado en el despacho del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el Generador podrá presentar su queja el día siguiente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Si de un pedido en la operación o un redespacho resultaría un caudal aguas abajo superior al máximo permitido o se superaría la capacidad del dique compensador para mantener un caudal regulado aguas abajo, el Generador podrá rechazar el pedido o programa de generación indicado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En este caso, podrá limitar su generación para garantizar no vulnerar sus restricciones aguas abajo, e informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cómo quedará limitado su programa de cargas, debiendo dejar constancia de la restricción que vulnera el pedido del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), de considerar la justificación no válida o que la falta de capacidad de compensación se originó en falta de la capacidad mínima de regulación en el dique compensador, podrá elevar su objeción el día siguiente y solicitar la correspondiente penalización a la Secretaría de Energía.

En caso de estar programada una central hidroeléctrica con vertedero abierto por imposibilidad de tomar el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) toda su oferta hidráulica, durante la operación en tiempo real el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá buscar minimizar la energía vertida. En consecuencia, dentro de lo posible, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) tomará los apartamiento que se produzcan en tiempo real que requieran mayor generación aumentando la entrega de dicha central. De ser más de una las centrales erogando excedentes por vertedero, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) buscará repartir los apartamientos entre estas centrales en forma proporcional, tal como se hizo en el despacho, dentro de las posibilidades y restricciones que se presenten en la operación. Sin embargo, como consecuencia de los tiempos involucrados y de la dificultad de prever la permanencia y magnitud exacta de los apartamientos, el resultado final de un día sobre excedentes vertidos entre distintas centrales podrá no corresponder exactamente con las proporciones programadas en el despacho.

10. MODELADO DE LAS CENTRALES Y SUS RESTRICCIONES AGUAS ABAJO

Será responsabilidad del Generador con centrales hidroeléctricas acordar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un modelado adecuado de la cuenca y sus centrales, que represente las restricciones impuestas por los compromisos aguas abajo pero no limite la operación más allá de lo real. Dicho modelado se deberá acordar para los programas de:

- optimización y programación de la operación a mediano y largo plazo,
- despacho hidrotérmico semanal y diario,
- redespacho y operación en tiempo real.

En los plazos previstos para la programación estacional y despacho semanal y diario, las centrales hidroeléctricas deberán informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sus restricciones operativas vigentes tanto en los niveles máximos y mínimos permitidos en los embalses, como los caudales máximos y mínimos erogables. A su vez, deberán informar cualquier norma de operación en uso y cualquier modificación que surja en sus restricciones respecto a lo previsto.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá incluir toda esta información en los modelos de despacho para ajustar la programación al efecto de los requerimientos aguas abajo sobre las posibilidades de despacho de cada central hidroeléctrica.

Será responsabilidad del Concesionario de cada central hidroeléctrica verificar que los resultados de los modelos de programación y despacho se ajusten a sus restricciones aguas abajo. De no ser así, deberá notificar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y solicitar la correspondiente reprogramación.

ANEXO 23: REGULACION DE FRECUENCIA

1. DEFINICIONES

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), como responsable del despacho y la administración de la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), debe en cada instante buscar el equilibrio entre la producción y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites definidos. Para ello, diariamente debe asignar reserva para regulación de frecuencia manteniendo, de existir el excedente de reserva necesario, el nivel de calidad pretendido. En la operación en tiempo real debe realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para, de ser posible, compensar los apartamientos entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF): Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

Reserva Rotante para REGULACIÓN (RR): Margen de potencia rotando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctricos habilitada y disponible para la REGULACIÓN DE FRECUENCIA (RF) y que se puede destinar a la regulación de frecuencia.

Reserva Regulante: Banda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RPF.

Reserva Secundaria: Banda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RSF.

Reserva Regulante Máxima de una máquina térmica o central hidroeléctrica: Porcentaje máximo de su potencia generada con el que está habilitada a participar en el despacho de reserva para RPF.

Área de despacho: Cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de Transporte. Dichas áreas están constituidas por el Mercado y las áreas desvinculadas que resulten.

Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%): Es el requerimiento de reserva para RPF establecido para el Período Estacional, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.1. de LOS PROCEDIMIENTOS.

Porcentaje Optimo para Regulación Primaria (ROR%): Es el porcentaje óptimo para RPF que calcula el OED en la Programación Estacional a partir de una evaluación técnico económica, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.1. de LOS PROCEDIMIENTOS.

Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR): Es el requerimiento para un área de despacho de reserva regulante, correspondiente al Porcentaje Optimo para Regulación Primaria de (ROR%) de la energía necesaria para abastecer la demanda del área.

Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria (RSEST%): Es el requerimiento de reserva para RSF establecido para el Período Estacional. En la Programación Estacional al establecer la reserva rotante operativa que requiere la operatividad y la calidad del sistema eléctrico, el OED debe indicar la parte de dicho requerimiento que corresponde al Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria.

Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria: Valor tope al porcentaje del Precio de Mercado asignable para determinar el precio de la RSF. Lo define la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS en base a las condiciones de competencia que existen en el MEM para brindar el servicio de RSF teniendo en cuenta la cantidad de centrales habilitadas para la RSF y las restricciones de Transporte existentes que puedan limitar su capacidad de aportar a esta regulación.

2. REQUISITOS PARA LA HABILITACION DE MAQUINAS PARA PARTICIPAR EN LA REGULACION DE FRECUENCIA

El OED es el responsable de habilitar máquinas y centrales del MEM para RF. Para ello, debe desarrollar un Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia en que se fijen los requisitos técnicos a cumplir por los equipos de control y de regulación de una máquina y/o central para poder llevar a cabo en forma satisfactoria el servicio de RPF y de RSF, y dónde se indique la información que debe suministrar el Generador para su modelado.

2.1. REQUISITOS PARA LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

Una máquina sólo puede ser habilitada a participar en la RPF si cumple con los requisitos mínimos del sistema de regulación primaria de frecuencia que se establezcan en el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

Todo Generador que quiera participar con una de sus máquinas en la RPF debe elevar al OED una solicitud incluyendo la siguiente información, en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

a) Identificación de la máquina.

b) Los datos técnicos requeridos para RPF de acuerdo al Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

2.2. REQUISITOS PARA LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA.

Para participar en la RSF una central debe cumplir con los siguientes requisitos.

a) Las máquinas de la central con las que participará deben estar habilitadas para la RPF.

b) Contar con un enlace en tiempo real con el OED.

c) Disponer del equipamiento e instrumental definidos para RSF en el Procedimiento Técnico de Regulación de Frecuencia.

Todo Generador que quiera participar con una central en la RSF debe presentar la solicitud ante el OED incluyendo la siguiente información en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

a) Identificación de la central que solicita habilitar para RSF, y de las máquinas que participarán.

b) Descripción de los dispositivos y datos requeridos por el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

c) Gradiente de variación de potencia de las máquinas y rango asociado.

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores, que estén habilitadas para RSF podrá participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado. Los requisitos técnicos para dicha equipamiento estarán definidos en el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

Todo Generador o grupo de Generadores que quiera participar con un grupo de centrales habilitadas para la RSF conjuntamente en dicha regulación debe presentar la solicitud ante el OED incluyendo la siguiente información en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

a) Identificación de el o los Generadores y de las centrales que se solicita habilitar para control conjunto de RSF.

b) Descripción del equipamiento de CCAG e información requerida por el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

2.3. METODOLOGIA PARA LA HABILITACION DE UNA MAQUINA

Ante una solicitud de un Generador para la habilitación a participar en la RPF y/o en la RSF o de uno o más Generadores para la habilitación del control conjunto de RSF, el OED dentro de un plazo de 10 días hábiles debe verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la habilitación indicados en los puntos 2.1. y 2.2. de este anexo.

De cumplir todos los requisitos, el OED debe notificar a el o los Generadores solicitantes y calificar a:

- la máquina como habilitada para RPF de tratarse de una solicitud para participar en la RPF;
- la central como habilitada para RSF, identificando las máquinas correspondientes, de tratarse de una solicitud para participar en la RPF;
- el grupo de centrales como habilitadas para control conjunto de RSF de tratarse de una solicitud para habilitación de un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG).

Esta habilitación entra en vigencia a partir de la siguiente semana e implica el compromiso por parte del Generador cada vez que oferte disponibilidad para regulación de frecuencia de aportar, con los requisitos técnicos informados, la reserva para RPF y/o RSF que le despache el OED.

Una vez habilitada una máquina para RPF, el OED debe incluirla en el despacho como máquina en condiciones de participar en la RPF a partir de la siguiente Programación Semanal.

Una vez habilitada una central para RSF o un grupo de centrales para CCAG, el OED debe incluirla en el despacho como en condiciones de participar en la RSF a partir de la siguiente Programación Semanal.

El Generador debe informar al OED cualquier modificación en sus máquinas o centrales o CCAG habilitadas para regulación de frecuencia que afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación. Si dicha modificación significa que deja de cumplir con cualquiera de los requisitos para la habilitación, el OED debe informar al Generador que pierde su condición de habilitada y el motivo. El Generador podrá presentar posteriormente un nuevo pedido de habilitación cuando cumpla nuevamente con todos los requisitos para la habilitación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe incluir una lista de:

- las máquinas habilitadas para la RPF;
- las centrales habilitadas para la RSF, identificando con qué máquinas cumplirá ese servicio;
- los grupos de centrales habilitadas para el control conjunto de RSF.

Si durante el transcurso de un Período Trimestral se producen modificaciones en las habilitaciones, ya sea por una nueva habilitación o la pérdida de una habilitación, el OED debe notificar a los agentes junto con la información de la siguiente Programación Semanal.

3. PARTICIPACION DE UNA MAQUINA EN LA REGULACION DE FRECUENCIA

El OED sólo puede asignar, en el despacho y la operación, como reserva para RF la Reserva Rotante para Regulación (RR) en las máquinas y centrales del MEM habilitadas y disponibles para ello.

3.1. RESERVA REGULANTE MAXIMA DE UNA MAQUINA.

Si debido a limitaciones externas, la potencia operada de la central resulta menor que la suma de las potencias máximas generables por sus máquinas generando, se considera que esta limitación se reparte dentro de la central restringiendo la reserva disponible de las máquinas en el orden dado por Costo Variable de Producción decreciente. Ante máquinas de igual costo, se considera que la limitación se reparte en forma proporcional a la potencia máxima de cada una de ellas. De este modo, para cada máquina de la central se obtiene su potencia operada resultante de la restricción.

Para el despacho de reserva regulante, en una hora la RR en una máquina habilitada para RPF es la diferencia que surge en el despacho entre su potencia operada y su potencia generada.

Junto con la solicitud de habilitación, el Generador puede presentar ante el OED la Reserva Regulante Máxima que oferta en las máquinas térmicas y centrales hidráulicas que solicita habilitar para RPF, adjuntando la necesaria documentación técnica que lo avale. El OED debe analizar la documentación presentada y, al habilitar la máquina térmica o central hidroeléctrica, asignarle el porcentaje declarado salvo verificar que las características técnicas del equipamiento ofertado son insuficientes para aportar este nivel de reserva a la RPF. En este caso, debe informar al Generador el rechazo de su declaración, junto con el motivo que lo justifica.

Para aquellas máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas habilitadas para RPF que no cuenten con una declaración de Reserva Regulante Máxima habilitada, el OED le debe asignar:

- el 5%, de tratarse de una máquina térmica;
- el 10%, de tratarse de una central hidroeléctrica.

Para una máquina térmica o central hidroeléctrica no habilitada para RPF, debe asignarle como porcentaje cero.

3.2. PARTICIPACION EN LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Cada Generador del MEM asume como compromiso un aporte horario a la reserva para RPF dado por el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR) del área de despacho en se ubica.

Este compromiso lo debe cumplir cada máquina hora por hora, ya sea suministrando por sí misma la reserva regulante correspondiente a dicho requerimiento óptimo o pagando por la reserva requerida que no aporta. Una máquina debe pagar la reserva que no aporta a la RPF si su reserva regulante es menor que la necesaria para cubrir el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria de su área de despacho. Una máquina vende el excedente que aporta a su área de despacho si su reserva regulante despachada para el área es mayor que el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria de dicha área.

Si, de la metodología definida en el punto 2.4.1. de LOS PROCEDIMIENTOS, resulta el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%) mayor que el correspondiente al Porcentaje Optimo para Regulación Primaria (ROR%), el costo de la reserva regulante adicional requerida es pagado por los agentes Distribuidores y Grandes Usuarios. El Generador que aporte a este requerimiento adicional recibe una remuneración por ello pagada por los agentes consumidores.

3.3. PARTICIPACION EN LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA.

Por sus características, en cada hora la RSF se asigna a una sola central o en forma conjunta a un grupo de centrales si las mismas cuentan con un CCAG habilitado. El servicio es remunerado por los agentes Distribuidores y Grandes Usuarios a través del cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

4. CALIDAD DE LA REGULACION DE FRECUENCIA

4.1. REQUERIMIENTO MINIMO DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El OED debe realizar un estudio evaluando el porcentaje de reserva para RPF por debajo del cual se pierde el control de la operabilidad del sistema eléctrico ante la imposibilidad de responder en tiempo y controlar los apartamientos instantáneos normales de la demanda. El OED debe elevar a la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS un informe evaluando dicho requerimiento de reserva regulante mínima, fundado en motivos técnicos y operativos. La SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS analizará el estudio y dentro de los 15 días hábiles responderá al OED en forma escrita ya sea aceptando la propuesta o emitiendo observaciones y/o solicitando modificaciones.

De no recibir observaciones dentro del plazo indicado o de ser notificado de la aprobación, el OED debe considerar el valor propuesto como mínimo requerido para RPF. De solicitar la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS modificaciones, el OED debe realizar un nuevo estudio con los ajustes correspondientes. El valor que así resulte será considerado la reserva mínima necesaria en el MEM para RPF. El OED debe enviar el informe final a la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y a los agentes del MEM.

De verificar cambios que hagan necesarios una revisión de este requerimiento mínimo, el OED debe realizar un nuevo estudio y presentarlo a la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS solicitando el cambio al valor de reserva mínimo vigente, justificando el motivo de la modificación solicitada. El procedimiento para su aprobación es el mismo que para la aprobación del estudio inicial. El nuevo valor entrará en vigencia a partir del Período Estacional posterior a su aprobación.

Junto con la Programación Estacional el OED debe notificar el nivel de reserva mínima para RPF vigente en el MEM.

En condiciones normales, tanto en el despacho como en la operación en tiempo real, el OED debe utilizar todos los recursos disponibles para buscar abastecer la demanda con un nivel de reserva regulante no menor que dicho mínimo, incluso pudiendo para ello forzar máquinas habilitadas para RPF que por despacho económico no resultarían generando.

4.2. REQUISITO DE REPARTIR LA RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

Toda máquina habilitada y ofertada como disponible para RPF que resulte generando en el despacho, incluyendo las máquinas forzadas, debe ser despachada por el OED generando con una reserva para RPF no menor que la correspondiente al Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR) de su área de despacho, salvo condiciones y restricciones que lo impidan como ser:

- su Reserva Regulante Máxima es menor que la reserva óptima requerida;
- existe condición de déficit para cubrir el abastecimiento de la demanda.

4.3. FACTOR DE EFICIENCIA HORARIO

La RSF posee el máximo de efectividad si las componentes lentas de la frecuencia están en todo momento en la frecuencia nominal, ya que en ese caso está siempre disponible el total de la reserva para RPF asignada. Cuando las componentes lentas de la frecuencia, en valores medios, se alejan del valor nominal se produce una disminución de la reserva para RPF.

Dado un nivel de reserva para RPF (RRP) con un estatismo (E), la reserva dispuesta para la RPF se agota para una desviación media de la frecuencia igual a:

$$\mathbf{Dfmxpu} = \left(\mathbf{RRPpu} \times \mathbf{Epu}\right)$$

Cuando se agota la reserva para la RPF, resulta que la eficiencia de la RSF es nula.

En el MEM, para valorizar la eficiencia de la RSF el OED debe calcular el Factor de Eficiencia Instantáneo (FERSI) que mide la porción de la reserva prevista para la RPF efectivamente disponible en cada hora.

$$\mathbf{FERSI} = \mathbf{1} - \left|\mathbf{DfF} / \mathbf{Dfmx}\right|$$

donde:

DfF = desviación filtrada de la frecuencia;

Dfmx = desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF.

Cuando la desviación filtrada de la frecuencia (DfF) iguala la desviación de frecuencia que agota la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (Dfmx), el Factor de Eficiencia Instantáneo (FERSI) es nulo. En cambio, cuando la frecuencia media coincide con la nominal el factor de eficiencia es igual a uno.

En la operación real, el OED debe determinar cada hora el factor de eficiencia horario (FERSH) realizando un promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia.

El OED debe definir e informar junto con la Programación Estacional el valor mínimo estacional para el Factor de Eficiencia Horario para la Regulación Secundaria de Frecuencia (FERSHMIN) y el valor estacional de desviación de frecuencia que agota la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (Dfmx).

4.4. INTERCAMBIOS ENTRE ÁREAS DE RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El compromiso de una máquina es aportar la reserva regulante al área de despacho en que se ubica. De acuerdo a la relación que exista entre RR disponible en el parque generando y el requerimiento correspondiente Porcentaje Estacional para Regulación Primaria de la demanda, puede resultar insuficiente la RR disponible en un área de despacho y existir excedentes en otras áreas de despacho.

En un hora, se denomina importación de reserva regulante en un área de despacho a la compra de reserva regulante de máquinas ubicadas en otras áreas de despacho del MEM, que cuentan con excedentes luego de cubrir el requerimiento correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria de la demanda de su área. Esta importación se logra mediante la reducción de la energía transmitida del área exportadora al área importadora para dejar capacidad libre de Transporte dónde ubicar la reserva regulante.

La reserva regulante que la máquina de un área de despacho aporta a otra área a la que no pertenece es remunerada al precio de la RPF en el área importadora.

Al realizar el despacho de reserva regulante, el OED debe analizar en cada área de despacho para cada hora la relación entre la RR y el requerimiento dado por Porcentaje Estacional para Regulación Primaria.

De ser mayor la oferta de RR que el requerimiento de reserva regulante para la demanda del área de despacho, dicha área cuenta con excedentes exportables a otras áreas de despacho.

De ser insuficiente la oferta de RR en el área de despacho para cubrir el requerimiento de reserva regulante de la demanda, dicha área se encuentra en una condición de riesgo de déficit de regulación. En este caso, con el objetivo de lograr la calidad pretendida asociada a la reserva para RPF, el OED debe habilitar la importación de reserva regulante al área.

La importación de reserva regulante es una reducción en la energía transportada a través de la red que conecta el área de despacho exportadora con el área importadora y en consecuencia modifica el despacho de generación en las áreas de despacho involucradas. La oferta de un Generador de vender reserva regulante a otra área de despacho no puede superar el valor máximo en que se puede reducir su generación.

La oferta total de reserva regulante de un área a otra área queda limitada por la potencia en que se puede incrementar la generación local para cubrir la reducción de los Generadores que ofertan excedentes.

La importación total de reserva regulante a un área queda limitada por la potencia en que se puede incrementar la generación local para cubrir la reducción de la energía inyectada por la red de Transporte.

Al habilitarse la importación de reserva regulante a un área de despacho y existiendo otras áreas con excedentes exportables, el OED debe convocar a los Generadores generando con centrales y/o máquinas habilitadas y disponibles con excedentes de RR en dichas áreas exportadoras a ofertar para cubrir el requerimiento de reserva regulante faltante en el área con riesgo de déficit de regulación.

Cada Generador convocado debe informar al OED su oferta, indicando el valor en que está dispuesto a reducir su generación para dejar capacidad libre en el vínculo de Transporte y vender reserva regulante a través de capacidad de Transporte.

Si el Generador no está dispuesto a reducir su generación debe ofertar cero. Si un Generador no responde, el OED debe considerar que su oferta es cero.

5. DESPACHO DE LA RESERVA REGULANTE

El despacho de reserva regulante consiste en asignar la RR disponible al cubrimiento del requerimiento de energía regulante para el servicio de RPF para la demanda.

Diariamente, el OED realiza el predespacho de generación y obtiene como resultado la carga prevista en el parque, las áreas de despacho, y la RR disponible en el parque previsto generando. Con esta información, debe realizar el predespacho de reserva regulante, que debe incluir todas las restricciones operativas, de Transporte y de abastecimiento que pueden limitar la RR.

Este predespacho sirve de base para la operación en tiempo real y establece la reserva regulante despachada en cada máquina térmica y central hidroeléctricos y los precios que se deben utilizar para las transacciones económicas por RPF. Los porcentajes asignados y los precios resultantes sólo pueden ser modificados por un redespacho de la reserva regulante.

5.1. OFERTA DISPONIBLE

Para el Mercado sólo se consideran como oferta:

a) las máquinas habilitadas y disponibles que no se encuentren en áreas desvinculadas;

b) en caso de haber habilitado el OED importación de reserva regulante ante una condición de riesgo de déficit de regulación, las máquinas habilitadas y disponibles en áreas desvinculadas con excedentes regulantes exportables que ofertan aportar al Mercado, con una reserva disponible igual a la reducción ofertada en su programa de generación.

Para cada área desvinculada la oferta está formada por:

a) las máquinas habilitadas y disponibles que se encuentren en dicha área;

b) en caso de haber habilitado el OED la importación de reserva regulante ante una condición de riesgo de déficit de regulación, las máquinas habilitadas y disponibles en otras áreas de despacho que cuentan con excedentes regulantes exportables y ofertan exportación de reserva regulante al área.

Como resultado del despacho de reserva regulante, cada máquina térmica y cada central hidroeléctrica tiene asignado un porcentaje de su RR disponible para RPF. Se considera que cada máquina generando dentro de una central hidroeléctrica está aportando el porcentaje de reserva asignado a la central en su conjunto, o sea que la reserva regulante se reparte entre todas sus máquinas generando.

5.2. REQUERIMIENTO DE ENERGÍA REGULANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Para cada hora "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RPF (ER) de acuerdo a la demanda a abastecer y el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%).

En un área de despacho “a”, la energía regulante necesaria cada hora para cubrir el requerimiento definido en la Programación Estacional corresponde al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%) de la energía requerida para abastecer la demanda en el área de despacho (DEMAB) en dicha hora, o sea la demanda más las pérdidas.

$$\mathbf{ERha = RP\% \times DEMABha}$$

siendo ERh a el Requerimiento de Energía Regulante para RPF en el área “a” en la hora "h" de correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria.

Análogamente, el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria en el área “a” en la hora "h" se calcula con el Porcentaje Optimo para Regulación Primaria (ROR%).

$$\mathbf{RORha = ROR\% \times DEMABha}$$

Para una hora “h”, el porcentaje de reserva regulante (RPFEST%) para cada máquina térmica y central hidroeléctrica para cubrir el requerimiento de su área de despacho correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria está dado:

a) en el Mercado y en cada área desvinculada importadora “a”, por el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%);

$$\mathbf{RPFEST\%ha = RP\%}$$

b) en cada área desvinculada exportadora “a”, el porcentaje resultante de la relación entre el Requerimiento de Energía Regulante para RPF (ER) y la generación del área (GENER).

$$\mathbf{RPFEST\%ha = ERha / GENERha}$$

Para una hora “h”, el porcentaje de reserva regulante óptima (RPFOPT%) de cada máquina térmica y central hidroeléctrica del área correspondiente a su compromiso de aportar al Requerimiento Optimo para Regulación Primaria está dado por:

a) en el Mercado y cada área desvinculada importadora “a”, el Porcentaje Optimo para Regulación Primaria (ROR%);

$$\mathbf{RPFOPT\%ha = ROR\%}$$

b) para cada área desvinculada exportadora “a”, el porcentaje resultante de la relación entre el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR) y la generación del área (GENERL).

$$RPFOPT\%ha = RORha / GENERLha$$

5.3. MODELADO DE LA OFERTA REGULANTE EN UN ÁREA.

Para el despacho de reserva regulante, una máquina térmica central hidroeléctrica habilitada y disponible para RPF en una hora oferta a su área de despacho una RR igual a la diferencia entre su potencia operada y su potencia generada prevista en el despacho de generación, salvo que dicha reserva represente un porcentaje de la potencia generada prevista superior a su Reserva Regulante Máxima, en cuyo caso su reserva ofertada corresponde al producto de la Reserva Máxima por la potencia prevista generada.

Para las centrales hidroeléctricas, si el mantenimiento de esta reserva significaría vertimiento, o sea que la central se vería forzada a verter la energía no despachada, el OED debe limitar la RR al valor máximo posible que no fuerce vertimiento, salvo que el Generador notifique al OED su autorización a aportar un nivel de reserva mayor. En este caso el OED debe considerar como reserva ofertada la autorizada por el Generador.

En caso de habilitarse importación de reserva regulante, para las transacciones económicas de RPF se considera como si cada máquina que vende reserva a un área de despacho a la que no pertenece se divide en varias submáquinas.

a) Una máquina que genera y vende generación y reserva regulante dentro de su área de despacho al precio correspondiente (precio de la energía y precio de la RPF en su área de despacho).

b) Una máquina por área de despacho que toma como importación su oferta, que vende sólo reserva regulante y que se ubica en dicha área. Se modela en el área importadora como “máquina reserva regulante importación” y se ubica en la capacidad libre de Transporte. Vende sólo reserva regulante al precio de la RPF en el área importadora.

5.4. DESPACHO DE LA IMPORTACIÓN DE RESERVA REGULANTE.

Para cada área de despacho con riesgo de déficit de regulación, el OED debe asignar la reserva faltante entre las importaciones ofertadas, tomando las ofertas en el orden dado por costo de generación decreciente.

Una vez definida la importación de reserva regulante y la reducción correspondiente en la generación de las máquinas y centrales cuyas ofertas fueron aceptadas, el OED debe ajustar el predespacho de generación del MEM para incorporar el modelado de la importación de reserva regulante asignada.

- Se limita la potencia máxima generable a las máquinas cuya reducción de generación fue aceptada para vender reserva regulante a otra área, de forma tal que en el despacho de generación resulten con la potencia correspondiente a la reducción aceptada.
- Se limita la capacidad de Transporte en los vínculos en que se ubica reserva regulante, para que del despacho de generación resulte esa capacidad libre. No se considera que se modifica la característica de vínculo saturado, y se mantienen por lo tanto las mismas áreas desvinculadas.

El OED debe realizar el despacho de reserva regulante incorporando las ofertas aceptadas de reserva regulante de otras áreas y limitando en correspondencia la capacidad de Transporte para dejar la necesaria reserva libre en el vínculo.

El Transporte debe ser modelado descontando de su capacidad la reserva regulante aceptada como importación, ya que la capacidad restante a dejar libre se encuentra modelada a través de las máquinas reserva regulante importación.

5.5. DESPACHO DE LA RESERVA REGULANTE.

El OED debe realizar el predespacho de la reserva regulante asignando en primer lugar a cada máquina habilitada y disponible para RPF del área el porcentaje de reserva regulante para RPF correspondiente al requerimiento definido para el Período Estacional (RPFEST%), salvo que su Reserva Regulante Máxima sea menor que este valor en cuyo caso debe asignar el porcentaje tope dado por la Reserva Regulante

Máxima habilitada. De estar habilitada la importación de reserva regulante, a cada “máquinas reserva regulante importación” le debe asignar la oferta de importación aceptada.

Con la reserva asignada a cada máquina del área, que se denomina asignación inicial de reserva regulante, más la importación de reserva regulante aceptada, que puede ser cero de no existir condición de riesgo de déficit para regulación, el OED debe totalizar la energía regulante asignada. Si es menor que el Requerimiento de Energía Regulante para Regulación Primaria (ER), el OED debe realizar el predespacho de la reserva regulante faltante.

El OED debe calcular para cada máquina térmica y central hidroeléctrica habilitada y disponible del área, la reserva regulante restante como la diferencia entre su oferta de RR y la asignación inicial de reserva regulante.

El OED debe asignar una reserva regulante adicional a cada máquina térmica y central hidroeléctrica del área repartiendo el requerimiento de reserva regulante faltante en forma proporcional a la participación de la reserva regulante restante de la máquina o central dentro de la reserva restante total del área.

Como resultado cada central y máquina habilitada y disponible del área resulta despachada con una reserva regulante igual a la suma de la asignación inicial más la reserva regulante adicional. De haberse habilitado la importación de reserva regulante, cada máquina térmica y central hidroeléctrica de otras áreas cuya oferta fue aceptada resulta con una reserva asignada como aporte al áreas de despacho importadora.

5.6. DÉFICIT DE REGULACIÓN OPTIMA EN EL AREA.

Para un área de despacho de ser la reserva regulante despachada, en las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del área más la aceptada como importación, insuficiente para cubrir el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR) se considera que el área resulta con un Déficit de Regulación Primaria Optima.

5.7. PRECIO DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El precio de la RPF queda definido horariamente en el despacho de reserva regulante.

Cada hora, en un área de despacho el precio de la RPF refleja la relación entre la demanda, dada por el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR), y la oferta dada por la reserva regulante disponible para el área, a través de reserva regulante en máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del área y reserva regulante en capacidad libre de Transporte. Cuando surge un Déficit de Regulación Primaria Optima, se incrementa el riesgo de cortes por encima del óptimo económico por falta de reserva regulante para cubrir apartamientos, y se considera que la reserva óptima faltante la aporta la máquina falla.

Para un área de despacho en una hora, de no existir en el despacho de reserva regulante Déficit de Regulación Primaria Optima, el Precio de la Energía para Regulación Primaria (PRP) está dado por el precio Spot de la energía en el área de despacho (PSPOT), o sea el Precio de Mercado o el Precio Local que corresponda, resultante de la generación y condiciones previstas en el despacho de reserva regulante.

Sin Déficit de Regulación Primaria Óptima,

$$\mathbf{PRPha = PSPOTha}$$

Si por el contrario surge Déficit de Regulación Primaria Optima, el Precio de la Energía para Regulación Primaria (PRP) está dado por el promedio entre el precio Spot de la energía en el área de despacho, ponderado por la reserva regulante asignada, y el precio de la primera máquina falla, o sea el costo asignado al primer escalón de falla, ponderado con la reserva regulante faltante y un factor de impacto.

Con Déficit de Regulación Primaria Óptima,

$$\mathbf{PRPha} = \frac{\mathbf{PSPOTha \times RESDESPha + PFALLA \times KI \times (RORha - RESDESPha)}}{\mathbf{RORha}}$$

siendo:

h = Hora

a = Área de despacho

PSPOTha = Precio Spot de la energía en la hora “h” en el área “a” que resulta en el despacho de reserva regulante.

PFALLA = Costo asignado al primer escalón de falla.

KI = Factor de Impacto, que representa el impacto sobre el riesgo de falla de la falta de RPF y que es definido por la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS como un valor entre 0.3 y 1.0

RESDESPha = Energía regulante asignada en el despacho de reserva regulante.

Si este precio resulta menor que el precio Spot de la energía previsto, el Precio de la Energía para Regulación Primaria se considera igual al precio Spot de la energía en el área de despacho.

5.8. RESULTADO DEL DESPACHO DE RESERVA REGULANTE.

Con el despacho de la reserva regulante el OED obtiene para cada hora:

- el porcentaje de reserva para RPF asignada a cada máquina térmica y cada central hidroeléctrica para su área de despacho;
- la reserva para RPF asignada a cada máquina térmica y central hidroeléctrica de un área de despacho como exportación a otra área.

Resulta así en cada máquina térmica y central hidroeléctrica y para cada hora una potencia prevista generar, y una reserva regulante (cero si no participen en la regulación) aceptada como compromiso de RPF.

Junto con los resultados del despacho diario, el OED debe informar a los Generadores los porcentajes de reserva regulantes horarios despachados en sus máquinas y el precio horario, discriminando por área de despacho a la que se aporta esta reserva regulante.

5.9. REDESPACHO DE LA RESERVA REGULANTE.

En la operación real, la reserva regulante se irá utilizando en función de los apartamientos que surjan en la oferta y la demanda.

Sólo en el caso de modificarse la oferta de reserva regulante ante entradas y/o salidas no previstas de máquinas habilitadas o inconvenientes informados por el Generador que limitan su capacidad de regulación o modificación en las restricciones previstas de Transporte, el OED debe realizar un redespacho de la reserva regulante.

Para las transacciones de RPF el OED debe utilizar los porcentajes y precios de la RPF resultantes del despacho de reserva regulante vigente.

6. DESPACHO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA.

A lo largo del día pueden resultar asignadas distintas centrales a la RSF.

6.1. LISTA DE MERITO PARA REGULACIÓN SECUNDARIA

Junto con los datos para la Programación Semanal de la primera semana de un mes, los Generadores deben informar para cada central hidroeléctrica habilitada y disponible para RSF su oferta de precio para dicho servicio durante las semanas consideradas pertenecientes al mes, expresado como un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado.

Para toda central habilitada y disponible para RSF que no oferte o que oferte un valor superior al Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria, el OED debe considerar como porcentaje requerido el tope dado por el Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria.

El OED debe ordenar según una Lista de Mérito las centrales habilitadas y disponibles para RSF.

a) Centrales Hidráulicas: Se las coloca en el primer lugar de la lista de mérito, ordenadas de menor a mayor de acuerdo al porcentaje del precio Spot de la energía requerido como precio de la reserva para RSF. Ante dos centrales de igual porcentaje, se las ordena de mayor a menor de acuerdo a su gradiente de variación de potencia.

b) Centrales Térmicas: Se las considera a continuación de las centrales hidroeléctricas. Se ordenan de mayor a menor de acuerdo a su costo marginal en el Mercado (CMMcComb), calculado como el promedio ponderado de los costos marginales en el Mercado de las máquinas de la central habilitadas y disponibles resultado de sus Costo Variable de Producción, los combustibles previstos consumir y el factor de nodo asociado a la central.

6.2. REQUERIMIENTO DE ENERGIA REGULANTE.

Para cada hora "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RSF (ES) de acuerdo a la demanda a abastecer en el MEM (DEMABMEM) y el Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria (RSEST%).

$$ESh = RSEST\% \times DEMABMEMh$$

siendo ESh la energía regulante requerida para RSF en la hora "h".

6.3. DESPACHO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA.

En una condición de déficit con cortes programados en el Mercado, el OED no debe realizar despacho de RSF.

En condiciones sin cortes programados, el OED debe realizar el despacho de RSF analizando en cada central habilitada generando la reserva restante disponible para RSF. Esta reserva se calcula restando de su potencia operada la generación prevista y la reserva regulante asignada para RPF.

Para cada hora, el OED debe en primer lugar buscar asignar la RSF a una central hidroeléctrica. Para ello debe tomar la primera central hidroeléctrica, de acuerdo al orden dado por la lista de mérito, que cuente con oferta de reserva restante disponible para RSF mayor o igual que el Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si se finaliza la lista sin encontrar ninguna central hidroeléctrica con la reserva necesaria, el OED debe buscar asignar a un grupo de centrales hidroeléctricas que cuente con CCAG habilitado. Para ello debe tomar el conjunto de centrales que cuente con reserva restante disponible para RSF mayor o igual que el Requerimiento de Energía Regulante para RSF. Si hay más de un grupo, debe tomar el que totalice mayor reserva restante disponible para RSF.

Si se finaliza la lista sin encontrar ninguna central hidroeléctrica o grupo de centrales hidroeléctricas con la reserva necesaria, el OED debe buscar asignar la RSF a una central térmica. Para ello debe tomar la primera central térmica, de acuerdo al orden dado por la lista de mérito, que cuente con reserva restante disponible para RSF suficiente para cubrir Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si ninguna central hidroeléctrica, o conjunto de centrales hidroeléctricas o central térmica tiene la reserva necesaria, el OED debe requerir a cada central hidroeléctrica en el orden dado por la lista de mérito, disminuir su programa de generación para contar con más reserva y poder cumplir con la RSF. A la primera central que acepte, el OED le debe modificar su despacho de generación y asignar la reserva para RSF.

Si ninguna central hidroeléctrica acepta el requerimiento, el OED debe requerir los grupos de centrales hidroeléctricas con CCAG disminuir su programa de generación para contar con más reserva y poder cumplir con la RSF. Entre las ofertas recibidas, el OED debe asignar la RSF al grupo de centrales que represente la menor reducción en su generación. En este caso, el OED informará a cada central involucrada la parte de la reducción aceptada para el grupo entre cada una de las centrales.

Si no se reciben ofertas de reducir la generación, el OED debe establecer un valor de reserva menor y asignar la RSF a la central hidroeléctrica o conjunto de centrales hidroeléctricas con CCAG con mayor reserva restante disponible. En este caso, surgirá un déficit de regulación secundaria.

Del despacho resulta una Reserva Rotante para Regulación Secundaria (RRS) asignada igual al Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria (RSEST%) salvo una condición de déficit de regulación secundaria en que resultará un valor menor.

6.4. PRECIO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.

Para una hora el Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS) está dado por un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado que resulta en la operación diaria.

En las horas en que la RSF se asigna a una central hidroeléctrica sin necesidad de recurrir a reducir su despacho, el porcentaje está dado por el requerido por dicha central para realizar la RSF. En todos los otros casos, el porcentaje está dado por el Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria.

6.5. RESULTADO DEL DESPACHO.

Con el despacho de RSF el OED obtiene la o las centrales a las que se asigna el servicio y la reserva despachada para ello.

Junto con los resultados del despacho diario, el OED debe informar a los agentes Generadores la asignación de la central o grupo de centrales responsable por períodos de tres o más horas, la reserva asignada y el porcentaje del Precio de Mercado a utilizar para el cálculo del precio de la RSF.

En una hora, para el cálculo de la remuneración de la RSF el OED debe utilizar los porcentajes y precios de la energía resultantes del despacho de generación vigente.

6.6. REDESPACHO DE LA REGULACION SECUNDARIA.

En la operación real, de modificarse significativamente la oferta de reserva para RSF, el OED debe realizar un redespacho de la RSF.

7. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

En la operación en tiempo real, toda central y/o máquina que participa en la regulación de frecuencia que tenga una disminución en su potencia máxima generable debe informar inmediatamente el nuevo valor al OED, quien debe realizar un redespacho de reserva regulante con la nueva restricción. De afectar también a una central asignada a la RSF, debe también realizar el redespacho de RSF.

Si durante la operación una máquina y/o central queda imposibilitada de seguir participando en la regulación de frecuencia, debe notificarlo inmediatamente al OED quien debe considerar que a partir de ese momento su aporte a la reserva regulante es nula. El OED debe realizar un redespacho de reserva regulante para la nueva condición. De afectar también a una central asignada a la RSF, debe también realizar el redespacho de RSF.

8. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EFICIENCIA HORARIO DE LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Para determinar el factor de eficiencia horario de la RSF el OED debe seguir el siguiente procedimiento.

a) Adquirir la señal de frecuencia cada 10 segundos.

b) Filtrar la desviación de la frecuencia con un filtro pasabajos de promedio móvil de 6 minutos.

c) Realizar el promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia (DfF h).

d) Calcular el factor de eficiencia para una hora "h" con la siguiente fórmula.

$$FERSHh = 1 - |DfFh / Dfmxa|$$

donde Dfmxa es la desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF, y que es establecida en la Programación Estacional.

El OED debe contar en su Centro de Control con el equipamiento de medición necesario para la determinación de este factor.

9. TRANSACCIONES DE RESERVA REGULANTE

En la operación en tiempo real, la reserva regulante tomará los apartamientos de la oferta y la demanda respecto de los valores previstos.

Las transacciones de reserva regulante corresponden al compromiso asumido en el despacho de participar en la RPF con una determinada reserva, y no respecto de la reserva real que resulte en la operación real. En consecuencia, se realizan con el despacho de reserva regulante vigente, tanto en lo que hace a los porcentajes asignados como el precio.

9.1. TRANSACCIONES PARA LOS GENERADORES

En el despacho económico, el OED tiene en cuenta la reserva regulante en cada máquina habilitada y disponible para RPF como una reducción en su capacidad máxima generable. Esta restricción adicional que se fuerza afecta el despacho económico del MEM, y en consecuencia el precio Spot de la energía incluye la reserva regulante.

Las transacciones por RPF tienen por objeto que quede reflejado en los ingresos de los Generadores la participación de cada uno en la RPF, reduciendo su remuneración por energía en la medida en que aporte por debajo del porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso (RPFOPT%) en cada una de sus máquinas, e incrementándola si aporta por encima.

La remuneración por energía de una máquina "q" teniendo en cuenta su reserva regulante para una hora "h" resulta:

$$\mathbf{REMhq = REMSRFhq + REMRPFhq + \sum b(EXPRPFhq,b)}$$

donde:

REMSRFhq = Remuneración de la energía vendida al Mercado Spot. No tiene en cuenta su aporte a la RPF.

REMRPFhq = Ajuste por RPF, o sea la reserva regulante que aporta al área de despacho “a” en que se ubica.

EXPRPFhq,b = Remuneración por excedentes de reserva regulante aportados como exportación a otra área de despacho “b”.

Para cada hora "h" en cada máquina "q", el OED debe calcular el ajuste por RPF en base al porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en la máquina para aportar a su área de despacho (RPFDESP) y su relación con el compromiso que tienen los Generadores de dicha área (RPFOPT%).

$$\mathbf{REMRPFhq = PRPha \times PDESPhq \times (RPFDESPhq - RPFOPT\%ha)}$$

donde:

PDESPhq = Generación prevista en el despacho regulante vigente.

PRPha = Precio de la RPF en el área de despacho “a”.

RPFOPT% ha = Porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso los Generadores del área de despacho “a” en la hora “h”.

RPFDESPhq = Porcentaje de reserva regulante asignado a su área de despacho “a” a la máquina en el despacho vigente de reserva regulante.

Estando el área en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el OED debe considerar que no existen transacciones de RPF y que el ajuste por RPF (REMRPF) es cero para todas las máquinas del área.

Cuando la máquina “q” en una hora “h” resulta en un área de despacho “a” y exporta excedentes regulantes para la demanda de otras áreas “b” le corresponde una remuneración por el aporte adicional de reserva valorizado al Precio de la Regulación Primaria en el área importadora.

$$EXPRPFhq,b = \sum b(PRPhb \times IMPDESPhq,b)$$

donde:

IMPDESPhq, b = Reserva regulante despachada como aporte de la máquina “q” al área “b” (importación de reserva regulante).

PRPh b = Precio de la Regulación Primaria en el área importadora “b“.

9.2. SALDO DEL SERVICIO DE REGULACIÓN PRIMARIA EN UN ÁREA.

El OED debe calcular para cada hora “h” en cada área de despacho “a” el Precio Horario del Servicio de Regulación Primaria (PHRPF) totalizando el ajuste por Regulación Primaria (REMRPF) de todas las máquinas del área y la remuneración horaria (EXPRPF) de todas las máquinas que vendieron reserva regulante como exportación al área, dividido por la demanda del área.

$$PHPRFha(\$/MWh) = \left(\sum q(a) REMRPFhq(a) + \sum q(b) EXPRPFjq(b)a\right) / DEMAREAha$$

donde:

q(a) = Máquinas en el área “a” en la hora “h”.

q(b) = Máquinas del área “b” que exportan reserva regulante al área “a” en la hora “h”.

REMRPFh q(a) = Ajuste por RPF de la máquina “q” del área “a”.

EXPRPFhq(b),a = Remuneración por reserva regulante de máquinas en el área “b” aportados al área “a”.

Al finalizar cada mes “m” el OED debe calcular en cada área de despacho “a”, o sea el Mercado y cada área que haya resultado desvinculada durante el mes, el Saldo del Servicio de Regulación Primaria (SALRPF) totalizando los montos horarios que resultan de multiplicar el Precio Horario del Servicio de Regulación Primaria (PHRPF) del área por la demanda del área (DEMAREA).

$$SALRPFma(\$) = \sum h(PHRPFha(h) \times DEMAREAha)$$

siendo “h” las horas del mes “m”.

10. TRANSACCIONES DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Las transacciones de RSF corresponden al aporte de reserva entregado cada hora. En consecuencia, se realizan con el despacho de generación vigente, y los datos de generación y reserva real.

10.1. REMUNERACIÓN POR APORTE A LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Para cada hora "h", el OED debe calcular la reserva restante real disponible en la central o grupo de centrales asignadas a la RSF por el despacho de regulación secundaria vigente. La reserva de energía secundaria total a remunerar (RESRSF) está dada por la correspondiente a la Reserva Rotante para Regulación Secundaria (RRS) despachada salvo que la reserva restante real disponible sea menor en cuyo caso está dado por la reserva restante real disponible para RSF.

La reserva secundaria a remunerar (RSFCEN) en una central que participa en la RSF se calcula de acuerdo a su modo de participación.

- Si del despacho resulta una única central asignada a la RSF, su reserva secundaria a remunerar es igual a la reserva secundaria total a remunerar (RESRSF).
- Si un grupo de centrales hidroeléctricas resulta asignado al control conjunto de RSF, la reserva secundaria a remunerar en cada una de ellas se calcula repartiendo la reserva secundaria total a remunerar (RESRSF) proporcionalmente a la reserva restante real disponible para RSF en la central dentro de la reserva restante real disponible para RSF total del grupo de centrales.

- A las centrales que no se les asigna el servicio de RSF, su reserva secundaria a remunerar es cero.

La remuneración por RSF de la central "c" asignada teniendo en cuenta su reserva secundaria a remunerar resulta:

$$\mathbf{RRSFhc = PRSh \times RSFCENhc \times FERSHPh}$$

donde:

RSFCENhc = Reserva a remunerar aportada por la central para RSF.

PRSh = Precio de la RSF que resulta del despacho de generación vigente.

FERSHPh = máx (FERSHh, FERSHmin)

10.2. SALDO DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA.

Los agentes consumidores del MEM deben pagar por el servicio de RSF.

Al finalizar cada mes “m” el OED debe calcular el monto total a pagar por RSF, denominado Saldo del Servicio de Regulación Secundaria (SALRSF), integrando la remuneración horaria (RRSF) de todas las horas del mes.

$$\mathbf{SALRSFm(\$) = \sum h \sum c(h)(RRSFhc(h))}$$

siendo:

h: Las horas del mes “m”.

c(h): La central o las centrales que tienen asignado el servicio de RSF en la hora “h”.

11. SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA

Es responsabilidad de los Generadores informar al OED cualquier cambio en su capacidad de regulación.

Por su parte, el OED debe realizar registros de frecuencia para monitorear que la calidad de la frecuencia es consistente con la reserva regulante disponible. En caso de detectar apartamientos, podrá auditar la respuesta de una máquina habilitada y disponible para regulación, solicitando que entregue la potencia máxima declarada, en el tiempo mínimo establecido para la máxima velocidad de toma de carga indicada en los datos entregados por el Generador y realizando las mediciones pertinentes.

Asimismo, el OED podrá emplear un algoritmo que permita detectar el bloqueo de la regulación de velocidad de unidades generadoras, utilizando para ello las mediciones en tiempo real con que cuenta y con mediciones en campo. De considerar que un Generador no responde a lo declarado, el OED podrá instalar registradores para verificar su respuesta.

12. PENALIZACIONES

El OED debe informar a la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y al resto de los Generadores del MEM el incumplimiento por parte de algún Generador de los compromisos de reserva regulante.

12.1. REGULACIÓN PRIMARIA

En el caso que el OED detecte que una unidad generadora no cumple con su aporte comprometido a la RPF, debe considerar para el cálculo de su remuneración por energía que no aportó a la RPF durante todo el correspondiente mes, o sea como si hubiera sido despachada sin reserva regulante.

De detectar dentro de los siguientes 6 meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de Regulación Primaria, el OED debe considerar para el cálculo de su remuneración por energía que no aportó a la RPF durante dicho mes y suspender la habilitación de la máquina para RPF por un período de 6 meses.

12.2. REGULACIÓN SECUNDARIA

De verificar el OED que la central despachada para la RSF no cumple con el compromiso asumido, debe considerar para el cálculo de su remuneración que no aportó a la RSF durante todo el correspondiente mes y suspender su habilitación para participar en la RSF durante los siguientes 3 meses.

De detectarse dentro de los siguientes 6 meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de regulación, el OED debe considerar para el cálculo de su remuneración que no aportó a la RSF durante todo el correspondiente mes y suspender su habilitación para participar en la RSF durante los siguientes 6 meses.

ANEXO 24: SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD)

1. SISTEMA DE MEDICIONES DE CARÁCTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC)

1.1. INTRODUCCIÓN

Las transacciones comerciales en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) requieren la medición de energía activa en los nodos del MEM, en los cuales se vinculan los Agentes.

La información medida será concentrada en Centros de Recolección (CR) dispuestos en el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, quienes la pondrán a disposición del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a las partes interesadas.

Además las vías de comunicación permitirán al OED el acceso remoto directo a los registradores de todos los nodos a los fines de auditar la medición.

El sistema de medición, registro y adquisición de datos tendrá tres componentes:

- Un sistema de medición de energía activa en los nodos: comprende los transformadores de corriente y tensión y los medidores de energía.
- Un sistema integrado de registro y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que integran y almacenan los valores de energía de los nodos, procedentes del instrumental de medición, y un equipamiento de adquisición y procesamiento de datos provenientes de estos registradores.
- Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada, pública o privada, para el acceso remoto a los registradores desde los CR y el OED.

1.2. SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

1.2.1. CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICIÓN

La clase requerida de los aparatos destinados a medición de energía activa para facturación, será la indicada en el siguiente cuadro:

INSTALACIÓN	TI (*)	TV	MEDIDOR PRINCIPAL	MEDIDOR CONTROL
Nodos de interconexión en tensiones 132 kV Interconexiones Internacionales Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta 20 MW	0,2s	0,2	0,2s	0,2s
Nodos de interconexión entre Empresas de Transporte o en Funciones de Transporte	0,5s	0,5	0,5s	NO OBLIGATORIO
Nodos de interconexión en tensiones < 132 kV Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta < 20 MW. Servicios Auxiliares de generación. Generación propia de Autogeneradores	0,5s	0,5	0,5s	NO OBLIGATORIO

TV: Transformador de Tensión. TI: Transformador de corriente. (*) Ver 2.1.1.g

1.2.1.1. REQUERIMIENTOS GENERALES

a) Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, con emisores de impulsos a dos o tres hilos, libres de potencial, podrán incluir registro de acumulación de energía en períodos programables y dispondrán de indicador numérico de energía medida. Si dicho indicador es electrónico, estará dotado de memoria no volátil. Para energía activa responderán a la clase definida en el punto 2.1. Todo instrumento que se incorpore al Sistema de Medición de Carácter Comercial (SMEC) deberá contar con ensayo de tipo vigente, correspondiente al modelo a instalar, realizado en el INTI u otra entidad de jerarquía internacional equivalente, reconocida por el OED, sobre muestra de igual modelo y características al propuesto. Cualquier cambio de modelo o características por parte del fabricante, respecto al equipo ensayado oportunamente, implicará la presentación del ensayo de tipo correspondiente al nuevo modelo o versión del instrumento.

b) Los medidores deberán ser de tipo estático, normalizados según norma IEC-687. Los equipos ya ensayados, que sufran modificaciones, también deberán ser normalizados según norma IEC-687.

c) El medidor de control, será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a éste en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta manera la continuidad de la medición y registro.

d) La frecuencia de los emisores de impulsos será seleccionada para asegurar una óptima relación kWh por impulso, no debiendo superarse en régimen de máxima carga el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a TREINTA (30) milisegundos. En medidores bidireccionales se dispondrá de DOS (2) generadores de impulsos independientes, uno por cada sentido.

e) Los transformadores de medición de tensión y corriente dispondrán de secundarios afectados al Sistema de medición SMEC. Dichos secundarios sólo podrán ser compartidos por el Sistema de Operación en Tiempo Real, Desconexión Automática de Generación (DAG), instrumental estático permanente para medir Calidad de Servicio, este último deberá tener la homologación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), las impedancias compensadoras de la carga de los transformadores (en caso que sea necesarios instalarlas) y los detectores de falta de tensión de medición. La posibilidad de compartir secundarios mencionada precedentemente, estará limitada a que no se supere la potencia de exactitud de los transformadores y sea posible la precintabilidad de todos los elementos incorporados a la cadena.

f) El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a coseno j = 0,9 (factor de potencia de la carga), introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%).
Será obligatorio presentar un cálculo del error mencionado, basado en valores comprobables mediante ensayos. Si no se pudiera lograr lo establecido anteriormente, se deberá optar por alguna de las soluciones siguientes:

   1) En los casos en que sea técnicamente factible, aumentar la sección de los cables y/o disminuir la distancia entre los medidores y transformadores.

   2) Compensar el error mediante algún método confiable, sujeto a la aprobación del OED.

   3) Reemplazar los medidores (responsables de la caída de tensión en los cables) por otros de mejor prestación (por ej. medidores electrónicos) para lograr que el error sea menor que el establecido.

g) Los transformadores de corriente en media tensión serán con secundario de 5 (cinco) Amper y responderán a las clases definidas en la tabla del punto 2.1 (0,2s y 0,5s). Solamente se aceptarán transformadores de corriente con secundario de 1 (uno) Amper y clase 0,2 en tensiones mayores o iguales a 132kv. En este caso su uso debe estar justificado y las excepciones deben ser presentadas para su análisis y aprobación al OED.

h) Para los transformadores y medidores deberá compatibilizarse la corriente nominal del TI con la corriente básica y la corriente máxima del medidor.

i) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de Corriente (TI) y Tensión (TV) destinados a medición comercial, deberá estar comprendida entre el VEINTICINCO POR CIENTO (25%) y el CIEN POR CIENTO (100%) de la potencia de exactitud correspondiente. Se recomienda para el caso particular de los TI, que el estado de carga secundario debido al equipamiento de medición sea superior al SETENTA POR CIENTO (70%) de la potencia de exactitud, a los efectos de evitar situaciones de riesgo para el instrumental, ante cortocircuitos primarios. De ser necesario, se ajustará dicha carga secundaria, agregando impedancias de calidad, disipación y magnitud adecuadas.

j) Se deberá dimensionar la corriente primaria de los de los transformadores de corriente de tal manera que la corriente máxima circulante por los mismos supere el 60% de su corriente nominal. Cuando disminuya la potencia contratada de manera que la corriente máxima circulante no supere el 30% de la corriente nominal del TI, se deberá modificar la relación de transformación en un plazo máximo de 30 días, o cambiar el transformador con los siguientes plazos: Transformadores de tensiones de 66 kV o superiores el plazo para realizar este cambio será de 150 días. Para tensiones menores a 66 kV el plazo será de 90 días. Ambos plazos contados a partir de la efectivización de la recontratación.

k) Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios, que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio para su verificación in situ (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.

l) Se preverá la precintabilidad de todos y cada uno de los componentes de la cadena de medición SMEC, mediante la incorporación de los dispositivos que se requieran a este fin. El precintado será efectuado por el OED.

m) Serán de aplicación las siguientes normas:

Para todo lo concerniente a transformadores de medición:

de corriente:	IRAM 2275 - IEC60044-1/96
de tensión:	IRAM 2271 - IEC186/87 con su modificaciones Nº 1 y 2
ambos	IRAM 2274

Para medidores de energía:

estáticos, clase 0,2S y 0,5S:	IEC 687

Para el caso de los TV capacitivos de clase CERO COMA DOS (0,2), no contemplados por la norma IRAM 2271, la aprobación de su uso quedará a cargo del OED.

1.2.1.2. ESQUEMA DE RESPALDO DE LA MEDICIÓN

Los agentes MEM responsables de la medición indicados en 5.- deberán definir un esquema de respaldo de la medición en cada punto, independiente del SMEC, el que será puesto a consideración del OED. El mismo deberá permitir recomponer la información que eventualmente se pierda por fallas o por actuaciones del agente responsable o la auditoría del SMEC en la cadena de medición principal y de control. Este es un esquema para ser usado excepcionalmente en casos de emergencia. El envío de datos al OED, en estos casos, es responsabilidad del titular de la medición principal que reemplaza.

El esquema de respaldo podrá ser resuelto con la medición del agente contraparte del nodo, cuando el agente responsable así lo defina. Es responsabilidad de este último la de suministrar la información a partir de dicho respaldo, al OED, en tiempo y forma, debiendo suministrar dicha información con los formatos y procedimientos definidos por éste para la recolección de datos SMEC en emergencia.

1.2.1.3. DISPOSICIONES PARA EL EQUIPAMIENTO EXISTENTE

Para el instrumental de medición existente e instalado al momento de ingresar como nuevo Agente al Mercado Eléctrico Mayorista, que presente apartamientos o lo requerido en el punto 2.1. , se admiten, con carácter de excepción, las exigencias de clase previstas en el cuatro siguiente:

INSTALACIÓN	TI	TV
Interconexiones 132 kV	0,5	0,5
Interconexiones entre Transportistas	0,5	0,5
Interconexiones < 132 kV	1	1
Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta 20 MW	0,5	0,5
Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta < 20 MW Servicios Auxiliares Generación propia de Autogeneradores	1	1

TV: Transformador de tensión.

TI: Transformador de corriente.

Los medidores afectados al SMEC habilitados en calidad de equipamiento existente y por tanto con carácter transitorio, deberán ser reemplazados en la fecha que fije a tal efecto la Secretaría de Energía.

En el caso de los TI y TV, deberán ser reemplazados cuando sea necesario hacerlo por deterioro o pérdida de clase. En tal caso, los Agentes involucrados deberán presentar, para su aprobación, el proyecto al OED, el cual deberá verificar, adicionalmente, que los plazos previstos sean los mínimos posibles.

Los equipos SMEC que comparten bobinados de transformadores de medición con otros equipamientos y que fueran oportunamente así habilitados comercialmente, cuando dichos transformadores sean reemplazados, deberán contar con núcleo exclusivo para el SMEC y responder a los parámetros definidos en el presente Anexo.

1.2.2. APROBACION DEL PROYECTO Y HABILITACION DEL INSTRUMENTAL

El OED definirá la estructura, condiciones y demás aspectos a que deberán responder los proyectos e instalaciones afectadas al SMEC, en un Procedimiento Técnico específico.

Los proyectos de instalación del instrumental de medición serán sometidos a la aprobación del OED, quien se expedirá en un plazo máximo de TREINTA (30) días. Durante el proceso de construcción y/o montaje, el OED estará habilitado para efectuar los controles que considere necesarios.

La habilitación de los medidores e instalaciones relacionadas (T1, TV, y circuitos de corriente y tensión), se concederá una vez verificados los requerimientos precedentes, presentada la INFORMACION REQUERIDA para su incorporación al Registro Oficial de Instalaciones de Medición del MEM y aprobada la HABILITACION COMERCIAL, conforme al Procedimiento Técnico Operativo que el OED defina al efecto.

Las empresas poseedoras de los equipos de medición, deberán proveer al OED la INFORMACION REQUERIDA relativa a cada punto de medición, de equipos que se afecten al SMEC, satisfaciendo como mínimo la información que se detalla a continuación:

Esquema unifilar integral de la instalación de potencia en la que se identifique la salida correspondiente al nodo SMEC, mostrando la conexión de los equipos de medición. En el caso del GUMA, el alimentador de ingreso deberá estar identificado, como así también indicado el nombre de la estación del distribuidor, transportista o generador al que está conectado eléctricamente.

- Esquema trifilar de la instalación mostrando la conexión de los equipos de medición.
- Transformadores de corriente.

  Corriente primaria/Corriente secundaria
  Clase
  Potencia de exactitud
  Corriente/s nominal/es y relación de transformación normal de uso
- Transformadores de tensión:

  Tensión primaria (kV)/Tensión secundaria (V)
  Clase
  Potencia de exactitud.
- Medidor de energía principal

  Marca.
  Tipo
  Número
  Electrónico
  Uni o Bidireccional
  Clase
  Constante del medidor
  Factor de multiplicación
  Tipo de emisor de impulsos
  Constante del emisor (kWh/impulso)
- Medición de energía de control

Cuando exista, se deberán indicar los mismos datos del sistema principal.

Acompañar copia de la documentación técnica original de los equipos.

En base a esta información, el OED llevará una ficha de cada punto de medición en el registro respectivo, donde se asentarán las novedades, último protocolo de ensayos y verificaciones realizados. Si se trata de un equipo nuevo, los protocolos de los ensayos de recepción ejecutados en el INTI, en el laboratorio del fabricante o el laboratorio habilitado por el OED.

De ser necesario, con el objeto de asegurar la calidad de la instalación, el OED podrá requerir información adicional a la detallada.

Las empresas deberán notificar al OED toda novedad, modificación en las instalaciones afectadas al SMEC, o relacionadas a sus circuitos, incluida la violación de precintos, reprogramación de equipos, puesta en hora, etc., de acuerdo a lo definido por el OED en los Procedimientos Técnicos que emita al efecto.

1.2.3. ENSAYOS Y MANTENIMIENTO

El responsable del instrumental deberá realizar el control rutinario, calibración, reprogramación y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los parámetros y condiciones emergentes de la presente norma.

El responsable del instrumental deberá asegurar la sincronización horaria de los registradores procediendo a la puesta en hora de los mismos, como mínimo, cuando se superen las cotas definidas en el Procedimiento Técnico emitido por el OED al efecto, en caso contrario, el OED procederá a hacerlo, con cargo al agente responsable.

Cuando el OED, en sus verificaciones rutinarias y/o de auditoría, detecte que alguno de los equipos componentes de la cadena de medición no cumpla satisfactoriamente alguno de los ensayos de verificación que realice, el responsable de la instalación deberá realizar las tareas correspondientes para que el mismo funcione adecuadamente. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, será sometido a las verificaciones pertinentes cuando se proceda a su reinstalación de acuerdo al Procedimiento Técnico que el OED emita al efecto.

Toda intervención a realizar sea preventiva o de emergencia sobre componentes de la cadena de medición, incluida la violación de precintos, requerirá la autorización del OED y a las partes interesadas según el procedimientos confeccionado por el OED al efecto.

Todos los componentes de la cadena de medición serán precintados, según los alcances del procedimiento Técnico que el OED emite al efecto.

1.3. SISTEMA DE REGISTRO Y TRANSMISION DE DATOS

1.3.1. GENERALIDADES

Todos los medidores deberán disponer de registradores en los nodos, que obtendrán y almacenarán los valores de energía, los que serán extraídos diariamente en forma remota y/o, eventualmente en forma local en caso de ser necesario, con destino a el OED y las partes interesadas.

Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables conforme a los requerimientos de la metodología de comercialización del MEM, prevista para los distintos operadores del sector eléctrico, considerando la transacción de energía y potencia.

Se dispondrá de registradores independientes para los medidores, principal y de control, a fin de disponer de una redundancia adecuada y posibilidad de verificación permanente.

El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de red telefónica conmutada privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem adecuado al vínculo telefónico elegido y la velocidad de transferencia utilizada y dotado de la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá la posibilidad de extracción local.

Como referencia de tiempo los registradores utilizarán indistintamente la frecuencia de red o la base de tiempo propia, previéndose la disponibilidad de sincronización externa, o la puesta en hora remota de los mismos. Si la frecuencia de red se usa como referencia, el registrador hará uso de la base de tiempo propia, a fin de mantener la hora y los datos almacenados, durante el período de interrupción del suministro de la red.

La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria no volátil o alimentación asegurada, palabra clave de acceso (password) y protocolos de transmisión con detección de errores, corrección de los mismos y/o repetición de bloques de datos defectuosos.

El equipo de registro podrá ser independiente del instrumento de medición o integrado a este. En el primer caso cada registrador tendrá la posibilidad de atender a varios medidores simultáneamente.

1.3.2. CARACTERISTICAS DE LOS REGISTRADORES

Los registradores o el dispositivo de registro de los medidores con esta función (memoria de masa), se ajustarán a las siguientes características:

a) Cuando se trate de un equipo independiente del medidor, tendrá capacidad para registrar como mínimo tantos canales de entrada de pulsos, como medidores y/o parámetros eléctricos se requiera registrar.

b) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de UN (1) minuto hasta UNA (1) hora de intervalos que contemplen todos los submúltiplos de SESENTA (60) minutos.

c) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria circular de TREINTA Y CINCO (35) días como mínimo, con los canales activos requeridos por la instalación y un período de integración fijado en QUINCE (15) minutos.

d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas.

e) Interfase para la lectura de los datos almacenados. El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de una puerta de acceso (por ejemplo de tipo óptico o RS232), y lectura remota a través de un canal telefónico, para lo que deberá incluir el correspondiente módem interno o en su defecto, interfase digital adecuada y módem externo, compatible con ésta. En todo caso el módem será adecuado al vínculo telefónico elegido para su lectura remota.

f) Los registradores podrán ser capaces de compartir una línea telefónica con otros equipos del SMEC o aparatos telefónicos. Esta última opción deberá limitarse a los casos estrictamente indispensables, dado que por razones de servicio, disponibilidad de datos y diagnóstico en caso de problemas, es aconsejable la utilización de vínculos exclusivos, que permiten el acceso a los registradores las VEINTICUATRO (24) horas al día.

g) La información podrá estar protegida contra lecturas por parte de personas no autorizadas. A tal fin el acceso se habilitará mediante claves de identificación o palabra clave de lectura.

h) Los equipos admitirán la reprogramación en forma local y remota, a través de sus interfases, con las correspondientes protecciones, preferentemente mediante palabra clave distinta de la de lectura y/o dispositivo hardware, para evitar el acceso a personas no habilitadas. Esta operación será realizada con participación del OED, quien administrará las claves y dispositivos de protección.

i) El OED deberá ser provisto gratuitamente por los Agentes, de los programas y elementos de hardware (interfases, cables, etc.) requeridos para la programación del instrumental, y adquisición de datos de los registradores, cuando éste no los disponga, para poder hacer efectiva su función de auditoría sobre las mediciones.

j) Cumplimiento con las normas IEC 225-4, IEC 68-2-38 y IEC 801.

k) Los Agentes que instalen instrumental de registro cuyo software de lectura no está disponible en el CR al que reportará, deberán hacerse cargo de la adecuación del mismo, suministrando el software y hardware requerido para implementar la lectura y conformación de archivos, en forma automática, con frecuencia diaria y en el formato predefinido y la adecuación a la red LAN existente en el CR.

Cuando se instalen equipos y software de recolección diferentes a los existentes en los CR, los mismos tendrán un período de prueba de 90 días, contados a partir de la puesta en marcha del mismo a fin que el Transportista responsable del CR y el agente que lo instala verifiquen su correcto funcionamiento. A partir de ese plazo el nuevo equipamiento quedará a cargo del responsable del CR.

1.3.3. CENTROS DE RECOLECCION

La adquisición primaria de la información procedente de los registradores del SMEC, será realizada en Centros de Recolección (CR), distribuidos geográficamente, asignando el OED a cada nodo el CR correspondiente.

Estos centros estarán dispuestos en los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL y el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION.

Los Centros Recolectores, pondrán a disposición del OED, según formato y protoclo normalizado, toda la información recolectada, según éste le indique, y a los Agentes Interesados del nodo (los alcances de la expresión Agentes Interesados se señalan en el Procedimiento Técnico que el OED defina al efecto).

La información a transferir entre los CR y el OED se realizará mediante el protocolo de comunicaciones Kermit. En caso que se defina un nuevo protocolo de comunicaciones, el software relativo al mismo deberá ser puesto a disposición de los agentes y normalizado por parte del OED.

Habrá un período de prueba de 3 meses por parte del agente transportista responsable del CR para la aceptación del mismo, plazo a partir del cual asumirá la responsabilidad de la operación y mantenimiento del software.

El procedimiento de cambio de formato, cuando se requiera, será realizado mediante un programa compilado, que integrará la programación del equipamiento de los Centros Recolectores.

1.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA RECOLECCION DE LA INFORMACION.

La lectura periódica de los registradores será realizada mediante el acceso remoto vía módems, utilizando para ello facilidades de vínculos telefónicos, preferentemente de las redes de telefonía privada con que cuentan las empresas del sector eléctrico y en su defecto líneas del servicio público tradicional o celular.

Para la información asignada a los CR del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, éstos deberán poner a disposición sus redes de comunicaciones hasta la frontera de sus instalaciones. La vinculación entre estos puntos y el instrumental de medición y registro, será responsabilidad de los usuarios.

Cada una de las microcomputadoras de recolección instaladas en los CR y afectadas a la lectura de registradores, dispondrá como mínimo de una línea exclusiva de cada tipo de las utilizadas (privada, pública tradicional y/o celular) para enlazarse exitosamente con los registradores que reportan a dicha máquina.

Cada una de las microcomputadoras de comunicaciones, afectadas a la puesta a disposición de los datos leídos, para el OED y los Agentes, deberá disponer de al menos una línea pública exclusiva.

Podrá disponerse una central telefónica que optimice una redundancia prevista y la disponibilidad de vínculos de prestador público alternativo a los utilizados normalmente, para salvar colapsos en el sistema de un prestador.

1.4.1. DATOS DE LA RED TELEFONICA

A los efectos de identificar las vías de acceso a los medidores, el OED tendrá un registro donde conste la información referente a los medios de comunicación para acceder a los nodos, cuyos datos serán provistos y actualizados por las empresas. Para la constitución de este registro se enviarán los siguientes datos y esquemas:

- Líneas telefónicas de red privada y pública en el lugar.
- Localización y características de la central telefónica a la que se vincula cada línea.
- Vinculación de las centrales telefónicas privadas, tengan o no relación directa con los puntos en cuestión, que puedan servir de vía de acceso indirecto por selección múltiple.
- Vinculación de estas centrales con las de otras empresas del sector.
- Posibilidad de instalación de abonados de centrales telefónicas propias o de otras empresas del sector para cubrir puntos que no cuentan con servicio actualmente.
- Vínculos del servicio público alternativos.
- Esquemas de las vinculaciones requeridas precedentemente.

1.5. RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS.

Cada Agente del MEM separadamente será responsable por el cumplimiento de la presente norma de medición en todos sus nodos.

La asignación específica de responsabilidades del SMEC se detalla a continuación.

1.5.1. INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO

Las responsabilidades inherentes a la instalación del instrumental, verificación, calibración y mantenimiento, de acuerdo a la presente Norma, corresponden a:

Los GENERADORES y COGENERADORES en sus nodos, al momento de su puesta en servicio, debiendo medir la energía activa neta por unidad generadora, entregada en el ámbito del MEM. La obtención de la energía neta admite dos modalidades:

a) medición de la generación bruta y el consumo de servicios auxiliares por unidad, las alimentaciones independientes a los servicios comunes de la central y consideración de las pérdidas de transformación.

b) medición de la energía neta suministrada por unidad y las alimentaciones independientes a los servicios comunes de central.

El esquema adoptado deberá posibilitar, junto con los ensayos que se requieran, la remuneración a costo operativo de cada unidad.

En todos aquellos casos en que en barras de generadores se alimenten consumos de otros usuarios, la responsabilidad del generador por el instrumental de medición y registro, se hará extensiva a dichos alimentadores, con cargo a los usuarios.

El esquema de medición será definido y convenido en cada caso con el OED, en función de características de cada central.

El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION en sus fronteras con excepción de las interconexiones con generadores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Cogeneradores, debiendo medir la energía activa en sus nodos. El costo de la instalación del instrumental de medición será cargado a los Agentes del MEM usuarios del mismo.

Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus fronteras, con excepción de las interconexiones con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y/o Generadores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Cogeneradores, debiendo medir la energía activa en sus nodos. El costo de la instalación del instrumental de medición será cargado a los Agentes del MEM usuarios del mismo.

Los Transportistas de alta tensión y por Distribución Troncal u otros Agentes con instalaciones PAFTT, que sirvan a Interconexiones Internacionales, en los nodos frontera correspondiente a las mismas, siendo responsable de la instrumentación, operación y mantenimiento del equipamiento de medición, conforme a las características técnicas y procedimientos establecidos por la presente norma. El costo de la instalación del instrumental será cargado al Iniciador de la Interconexión (dentro del canon).

Los DISTRIBUIDORES en las interconexiones con otros DISTRIBUIDORES, debiendo medir la energía activa intercambiada entre ellos. La medición y la responsabilidad de la instrumentación, operación y mantenimiento del equipamiento de medición estará a cargo del agente propietario de la barra ubicada en el punto frontera de interconexión, conforme a las características técnicas y procedimientos establecidos por la presente norma.

Los AUTOGENERADORES en los nodos de intercambio, debiendo medir la energía activa que demanden y suministren al MEM, es decir medición y registro bidireccional; deberán también medir la generación propia, todas estas mediciones conforme a los parámetros y obligaciones previstos para equipamiento SMEC en el presente anexo.

Los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA) en los nodos de consumo, debiendo medir la energía activa que demanden al MEM. Cuentan con un plazo de SESENTA (60) días para instalaciones en Media Tensión y CIENTO VEINTE (120) días para instalaciones de AT, a partir de su ingreso al MEM para implementar el Sistema de Medición SMEC.

Durante esta etapa transitoria deberán contar con instrumental de medición que le permita conformar los datos cada QUINCE MINUTOS (15’), y enviarlos al OED en el formato definido por éste en el Procedimiento Técnico correspondiente.

De no contar con el instrumental adecuado el Agente podrá definir como dato a utilizar por el OED, el de la medición de la contraparte en el nodo frontera, en caso de existir. Tal decisión debe ser notificada fehacientemente al OED, con identificación de a quién deberá este último reclamar la información de la medición, en caso de no recibirse la misma.

En este caso, el agente responsable, deberá convenir con dicha contraparte la modalidad operativa para proveer al OED la medición extraída del instrumental, de acuerdo a lo previsto en párrafo precedente, dado que mantiene la responsabilidad, por el suministro del dato en tiempo, forma y calidad.

La medición SMEC debe ser instalada en el punto de frontera correspondiente al nodo, de acuerdo a lo indicado en la Introducción del presente Anexo.

En aquellos casos en que razones técnicoeconómicas determinen la localización de la medición en un punto no coincidente con el de frontera correspondiente al nodo, las empresas afectadas deberán acordar la ubicación del sistema de medición. Posteriormente, al presentarse el Proyecto de Medición, el OED verificará lo actuado por aquéllas. El acuerdo contemplará las compensaciones necesarias en el software y/o hardware del equipo o por medio de ajustes en el software en el OED para ajustar el valor de la medición al nodo de frontera.

Cuando se instale equipamiento de medición de un nuevo nodo, y en el caso de no realizarse en el predio del responsable del mismo, los agentes concurrentes podrán acordar instalarlo en el predio existente del otro agente concurrente. En ese caso el agente responsable del mismo deberá permitir sin costo o cargo alguno la instalación del equipamiento en su E.T., cabina de Media Tensión, Central, etc. y otorgará libre, permanente y gratuito acceso a las instalaciones para permitir el control del equipamiento del cual el otro agente es responsable.

El incumplimiento del libre permiso de acceso fehacientemente demostrado, hará incurrir al agente que lo impida en una penalización equivalente a indisponibilidad de medición en cuestión (ver 7.2. del presente Anexo) durante el período de inaccesibilidad de la misma.

1.5.2. CENTROS DE RECOLECCION

El servicio de operación de los centros recolectores será responsabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL. La localización de los CR que recolectarán la información registrada, será definido por el OED e instalado con cargo a los usuarios.

Las responsabilidades por la operación y mantenimiento, del equipamiento informático de recolección, de acuerdo a la presente norma, corresponde a:

El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, debiendo adquirir la información procedente de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes y toda otra medición no adyacente de los nodos no previstos en los CR de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y a las empresas interesadas con igual frecuencia.

Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus CR, debiendo adquirir toda la información de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes, más toda otra que se encuentre en su región.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y a las empresas interesadas con igual frecuencia.

Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus CR, debiendo adquirir toda la información de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes, más toda otra que se encuentre en su región.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y de las impresa interesadas con igual frecuencia.

Cuando, debido a incompatibilidad con el sistema existente, fuese necesario instalar nuevo hardware y/o software y vincularlo a la red local existente en un CR a los efectos de realizar la recolección automática, dicha instalación será por cuenta y cargo del agente cuya incorporación al SMEC obligue a las modificaciones antes mencionadas.

Esta adecuación será realizada bajo la supervisión del transportista responsable del CR quien no podrá oponerse a las modificaciones requeridas a menos que éstas afecten el funcionamiento del sistema existente.

Las modificaciones realizadas tendrán un período de prueba de 90 días contados a partir de la puesta en marcha del equipamiento y/o software agregado a fin de que el transportista y el agente que realiza la instalación verifiquen su correcto funcionamiento. Finalizado dicho plazo el sistema agregado quedará a cargo del transportista responsable del CR.

El OED podrá proponer las mejoras necesarias en los CR, con cargo a los usuarios, para dar cumplimiento a la presente y a toda la normativa del MEM.

1.5.3. RED DE COMUNICACIONES

La recolección de las mediciones se realizará por medio de enlaces de datos utilizando la red conmutada, siendo factible utilizar otros vínculos que la superen en prestación y sea compatible con los medios con que cuente cada CR.

Cuando se utilicen sistemas privados de las empresas, éstas tendrán la responsabilidad de estructurar sus sistemas de comunicaciones con la finalidad de:

El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL: acceder desde los CR a los nodos de su frontera.

Habilitar vías de comunicación, entre el OED y los Centros Recolectores bajo su responsabilidad.

Distribuidores, Generadores, Autogeneradores Cogeneradores y Grandes Usuarios: disponer los medios para permitir el tránsito desde los registradores hasta las fronteras del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION o los de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, desde donde serán recogidos y transportados al CR correspondiente.

En caso de que el Transportista en Alta Tensión o por Distribución Troncal no disponga en dicha frontera de los medios suficientes, los Agentes mencionados deberán instalar líneas públicas que permitan el acceso a sus respectivos registradores durante las VEINTICUATRO (24) horas.

Los Transportistas en Alta Tensión o por Distribución Troncal, responsables de los CR, deberán disponer en los mismos de los medios de comunicación suficientes para recolectar las mediciones en los tiempos y forma definidos por el OED.

El OED podrá proponer las mejoras necesarias en el sistema de comunicaciones, con cargo a los usuarios, para dar cumplimiento a la presente y a toda la normativa del MEM.

1.5.4. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

EL OED supervisará la operación y procesamiento de la información de cada uno de los componentes del SMEC, a los efectos de la resolución de las transacciones comerciales entre los Agentes del MEM.

Deberá realizar la auditoría del sistema a los efectos de verificar la disponibilidad, calidad y correspondencia temporal de los períodos de integración con respecto a la hora oficial, de la información recolectada a partir del SMEC.

El OED deberá disponer los medios necesarios para determinar:

1. Los desvíos en la medición.
2. Las indisponibilidades del instrumental SMEC.
3. a falta, indisponibilidad o falencia del vínculo telefónico entre el Nodo SMEC y el CR atribuibles al Agente responsable del medidor.
4. Deficiencias en la recolección en los CR y/o falta de atención de los mismos.
5. Incumplimiento de los plazos y acciones previstos en el presente Anexo.
6. Alteraciones presumiblemente provocadas intencionalmente en las instalaciones.
7. Modificaciones en instalaciones SMEC y/o violación de precintos sin notificación fehaciente al OED.

Mensualmente, el OED remitirá al ENRE la recopilación de todas las anormalidades reseñadas, para que éste aplique las penalidades que pudieran corresponder a los Agentes responsables. Para el caso de los transportistas la recopilación estará incluida en el DCSTP.

Independientemente de la notificación que el OED haga al ENRE señalada en el párrafo anterior, en todos los casos que el equipo SMEC presente desvíos, el OED ajustará los valores medidos y procederá a su facturación según los procedimientos vigentes. Asimismo, el OED facturará a los Agentes responsables del equipamiento, los mayores costos en que se incurra ante demoras o denegación de acceso a instalaciones SMEC de acuerdo a lo estipulado en el punto 8 del presente Anexo.

1.6. AUDITORIA

El OED realizará los ensayos y verificaciones en el sistema de medición y adquisición de los valores con motivo de la Auditoría de SMEC, con los alcances, metodologías y procedimientos dispuestos en el Procedimiento Técnico que el OED emita al efecto.

Cuando el Agente envíe sus mediciones por los sistemas de emergencia, en forma reiterada, el OED podrá realizar a costo del Agente lecturas de auditoría de dichas mediciones, con los alcances de los Procedimientos Técnicos realizados a tal fin.

Para la realización de las verificaciones y ensayos, el responsable de las instalaciones permitirá el acceso del OED o quien éste disponga para la realización de las tareas in situ sobre el equipamiento de medición (T1, TV, medidores, registradores, cableado, módems y sistema de comunicaciones según corresponda).

De detectarse anormalidades en los equipos o instalaciones analizados, será de aplicación por parte del ENRE, el régimen de penalizaciones previsto en la presente norma.

Ante un pedido expreso con una observación fundada del/los Agente/s interesado/s en un nodo sobre fallas en la medición del sistema SMEC del cual otro Agente es responsable, el OED programará la realización de una auditoría sobre las mediciones involucradas.

Los costos incurridos en las tareas serán solventados:

- Por el Agente responsable de la medición en el caso de detectarse inconvenientes en su medición SMEC.
- Por el Agente que presentara la observación si en la auditoría no se encontraran inconvenientes. De ser varios Agentes se prorrateará en partes iguales a cada uno.
- El OED si se observara que se debió a causas que no involucran a las partes.

1.7. PENALIZACIONES

Las penalizaciones se aplicarán a los responsables enunciados en el punto 5.1. INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO, del presente Anexo.

1.7.1. POR DESVIO DE LA MEDICION:

Se definen las siguientes expresiones:

a) Desvío de la Medición Principal de un nodo SMEC:

DXX = DT1 + DTV + DMed

DTI = máx. (DTIa, DTIb, DTIc)

DTV = máx. (DTVa, DTVb, DTVc)

y

1. DTIa = ERTIa - (1,1 x CLTI)
2. DT1b = ERT1b - (1,1 x CLT1)
3. DT1c = ERTIc - (1,1 x CLTI)
4. DTVa = ERTVa - (1,1 x CLTV)
5. DTVb = ERTVb - (1,1 x CLTV)
6. DTVc = ERTVc - (1,1 x CLTV)
7. DMed = EMed - (1,1 x CLMed)

donde:

DXX: Sumatoria de los Desvíos de la medición de toda la cadena de un nodo SMEC.

DTI: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición de los transformadores de corriente en consideración.

DTV: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición de los transformadores de tensión en consideración.

DMed: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición del medidor en consideración

y

DT1a; DT1b; DT1c: Desvíos en POR CIENTO (%) de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de corriente (TI).

DTVa; DTVb; DTVc: Desvíos en POR CIENTO (%) de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de tensión (TV).

ERT1a; ERT1b; ERT1c: Valores absolutos en POR CIENTO (%) del error de relación de las fases a, b y c del transformador de corriente (TI) (medidos).

ERTVa; ERTVb; ERTVc: Valores absolutos en POR CIENTO (%) del error de relación del transformador de tensión (TV) (medido)

EMed: Error (en %) del medidor de energía (medido).

CLT1: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del transformador de corriente según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.1)

CLTV: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del transformador de tensión según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.2)

CLMed: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del medidor según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.3)

Se considerará que existe desvío en la medición si en cualquiera de los desvíos definidos en las expresiones 1 a 7 el primer término es mayor que el segundo.

Forma de determinar los errores:

a.1) Transformador de corriente:

Los errores de las expresiones 1.- 2.- y 3.- deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores en DOS (2) estados de carga: al CINCO POR CIENTO (5%) y al CIEN POR CIENTO (100%) de la corriente nominal del TI.

En ambas pruebas con una carga secundaria del T1 de cos fi = 0,85 inductivo y CIEN POR CIENTO (100%) de su potencia de exactitud.

Se considerará que el equipo de ensayo de transformadores tiene un error igual a CERO (0).

Para definir DT1a y/o DT1b y/o DT1c, se tomará el mayor de los dos ensayos realizados a cada uno del/los Transformador/es.

a.2) Transformador de tensión:

Los errores de las expresiones 4.- 5.- y 6.- deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores a su tensión nominal, con una carga secundaria del TV de cos fi = 0,85 inductivo y CIEN POR CIENTO (100%) de su potencia de exactitud.

Se considerará que el equipo de ensayo de transformadores tiene un error igual a CERO (0).

a.3) Medidor de energía:

El error de la expresión 7.- debe ser evaluado ensayando en su lugar de montaje a los medidores en DOS (2) estados de carga: al CINCO POR CIENTO (5%) y al CIEN POR CIENTO (100%) de la corriente nominal del medidor con tensión nominal y cos fi = 1.

Se considerará que el equipo de ensayo de medidores tiene un error igual a CERO (0).

Para definir Dmed se tomará el mayor de los DOS (2) ensayos realizados al medidor.

b) Monto de las penalizaciones debidos a desvíos en la medición:

b.1) El monto de la penalización por cualquiera de los desvíos de la medición será:

$ PDM = DXX x $ECP (1)

donde:

$ PDM: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Desvío de la Medición.

DXX: Sumatoria de los Desvíos de la medición de un nodo SMEC.

$ECP: Valor monetario del monto de la Energía Circulante por el nodo al Precio de Mercado horario, durante el Período con la medición con desvío/s. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por el desvío.

Esta expresión se usará tanto en el caso de que se realice sólo alguno, como si se realizaron la totalidad de los ensayos indicados.

El valor máximo a aplicar de DXX es CUATRO (4) %.

b.2) En aquellos nodos con medición de control, y en caso de que la misma no tenga desvío, ésta se utilizará para la facturación hasta solucionarse el inconveniente. En este caso se aplicará a los efectos de la penalización la siguiente expresión:

$PDM = 0,5 DXX x $ECP (2)

donde las denominaciones y valor máximo a aplicar son iguales a las de la expresión (1)

Igual situación se aplicará si se detectó desvío en la medición de control y no en la principal.

El valor máximo a aplicar de DXX es CUATRO (4) %.

b. 3) No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejores clases que las requeridas pasando a ser en ese nodo el límite de error permitido el de la clase instalada.

En caso que se instalen mediciones de mejor clase de las requeridas para este tipo de nodo de acuerdo a lo definido en 2.1 del presente Anexo, se aceptarán como límites superiores de error los correspondientes a los requeridos para la clase del medidor instalado, por ejemplo si se instaló clase CERO COMA DOS (0,2) y el nodo requiere clase CERO COMA CINCO (0,5), sólo se aceptará un desvío hasta el límite de clase CERO COMA DOS (0,2). Este desvío no generará penalización si es corregido dentro de los 30 días de observado si es inferior al de la clase CERO COMA CINCO (0,5s).

b4) Desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente y cualquiera sea su origen, serán penalizados utilizando la ecuación:

$PDM = DYY x $ECP (3)

donde:

DYY: Sumatoria de los Desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente.

Las restantes términos son iguales a los definidos para la ecuación (1).

El valor máximo a aplicar de DYY es CUATRO (4) %

c) Desvío de la medición debido a defectos en los circuitos:

Frente a los siguientes casos:

1. Falta total o parcial de una o más fases de tensión

2. Caída de tensión en los circuitos de tensión superiores al CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%), medido desde la caja formadora (o conjunción) del TV hasta los bornes del Instrumento.

3. No correspondencia entre fases de corriente y tensión.

4. Derivación total o parcial en una o más fases de corriente.

En todos estos casos el OED calculará el error producido (ECM: Error debido a los Circuitos de Medición).

c1) Monto de las penalizaciones debidos a defectos en los circuitos:

El monto de la penalización por cualquiera de los casos indicados en c) será:

$PDC = ECM x $ECP (4)

donde:

$PDC: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Defectos en los Circuitos.

ECM: Sumatoria de los Errores debidos a los Circuitos de Medición de cualquiera de las formas señaladas en c)

$ECP: ídem punto b)

El valor máximo a usar de ECM es CUATRO (4) %.

1.7.2. POR INDISPONIBILIDAD DEL INSTRUMENTAL DEL SMEC

a) La indisponibilidad (inexistencia o falla del equipo) del instrumental Principal y de Control del SMEC o de cualquiera de los transformadores de medición a los cuales están conectados dichos instrumentos (aun cuando haya medición de respaldo en funcionamiento correcto), será penalizada utilizando la expresión:

$PI = 0.04 x $EUT (5)

donde:

$PI: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Indisponibilidad del instrumental SMEC.

$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada para realizar la Transacción comercial del período durante el cual el equipo estuvo indisponible, valorizada al Precio de Mercado horario en su nodo.

b) En los nodos instrumentados con medición de Control, la falta de una de las mediciones (Principal o Control) será penalizada a través de la expresión:

$P1 = 0.02 x $EUT (6)

donde las definiciones de los términos son iguales a los del parágrafo a) del presente punto.

La falta, indisponibilidad, deficiencia del esquema de respaldo o comprobación de que el mismo no responde a los requerimientos del esquema aprobado con acuerdo del OED según lo establecido en el punto 2.1.2. (aun cuando haya medición Principal y/o Control), será penalizada con la misma expresión (6) indicada en este parágrafo b).

c) Independientemente de la penalización aplicada, el OED corregirá la facturación de los agentes afectados utilizándose la información disponible.

d) La instalación de equipos de clases peores de las definidas en 2.1. CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICION y/o 2.3 de corresponder, será penalizada aplicándose la expresión (5) del presente punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

e) La falta de habilitación comercial de un nodo, aunque el mismo tenga instalado y funcionando el equipamiento de medición será penalizada aplicándose la expresión señalada en la ecuación (5) del presente punto 7.2 asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

f) El incumplimiento, luego de vencido el plazo acordado, de las observaciones realizadas por el OED durante las habilitaciones comerciales de nodos, anteriores a la presente norma o por auditorías de los nodos o en oportunidad de cualquier otro control, será penalizada aplicándose la expresión (5) del presente punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

A partir de la fecha de la puesta en vigencia de la presente norma los agentes tendrán 180 días para solucionar las observaciones señaladas en las habilitaciones comerciales anteriores a la presente.

Luego de vencido ese plazo no se habilitarán nodos con observaciones.

1.7.3. POR FALTA, INDISPONIBILIDAD O FALENCIA DEL VINCULO TELEFONICO ENTRE EL NODO SMEC Y EL CR ATRIBUIBLES AL AGENTE RESPONSABLE DEL MEDIDOR

Se dará como habilitado el nodo SMEC cuando habiéndose instalado todo el equipamiento y concluidas con éxito las verificaciones señaladas en los procedimientos definidos por el OED, se realicen como mínimo y en forma correcta TRES (3) lecturas automáticas del registrador desde el Centro Recolector en un período

de CINCO (5) días corridos y la correspondiente puesta a disposición del OED y a su satisfacción de los archivos generados por los registradores.

En caso de que lo dicho no se cumpla y estén vencidos los plazos de instrumentación del nodo, se aplicará al agente una penalización con la siguiente expresión:

$PT = 0.02 x $EUT (7)

Donde:

$PT: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por falencia o indisponibilidad del vínculo Telefónico.

$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada para realizar la Transacción Comercial del período durante el cual los equipos de comunicación tuvieron falencias y/o indisponibilidad.

De persistir dicha situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

En el caso de tratarse de un nodo habilitado, cuando el vínculo no corresponda a los parámetros mencionados de conexiones exitosas, TRES (3) lecturas automáticas del registrador desde el Centro

Recolector en un período de CINCO (5) días corridos, y la situación no se corrija en el término de TREINTA (30) días, será de aplicación el mismo tratamiento de penalización.

Adicionalmente a la aplicación de penalidad, el OED procederá a realizar las lecturas en campo previstas en el punto 6.- AUDITORIA aun cuando el agente remita las mediciones por los mecanismos previstos para Recolección en Emergencia.

Cuando las empresas no implementen la vinculación telefónica requerida, la implementen en forma incompleta, u obstaculicen el tránsito por sus instalaciones, el OED podrá arbitrar los medios para obtener el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquéllas.

1.7.4. POR DEFICIENCIAS EN LA RECOLECCION EN LOS CR Y/O FALTA DE ATENCION DE LOS MISMOS.

Las empresas de transporte deben implementar la recolección de información de los medidores asignados de tal modo que como máximo a las 04:00 hs. estén disponibles para ser leídos desde el OED los archivos de generación y a las 06:30 hs para ser leídos los archivos de demanda.

Si el transportista responsable del CR no suministra los medios necesarios (líneas de comunicación, equipos, personal etc.) a fin de dar cumplimiento a lo anterior el OED podrá arbitrar los medios para viabilizar el acceso a los datos por cuenta y cargo del transportista.

Los atrasos en la recepción de los datos debidos a fallas en las microcomputadoras de los Centros Recolectores será penalizado con un valor determinado según la siguiente expresión:

$PCR = 0.01 x $ECR (8)

donde:

$PCR: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por fallas del Centro Recolector.

$ECR: Valor monetario del monto de la Energía que debió ser medida por el Centro Recolector y, por deficiencias en la recolección del CR o falta de atención del mismo, hubo de ser recolectada por medios alternativos, valorizada al Precio de Mercado horario, durante el Período con problemas.

1.7.5. POR INCUMPLIMIENTO DE LOS PLAZOS Y ACCIONES PREVISTOS EN EL PRESENTE ANEXO

El incumplimiento en tiempo y forma de cualquiera de las obligaciones que emanan de la presente norma, y de los Procedimientos Técnicos referidos al SMEC que emita el OED, hará incurrir al Agente responsable de las penalizaciones enumeradas en los puntos 7.1. a 7.4. del presente Anexo, durante el período en que haya incumplido el plazo. El OED informará al ENRE, para que ésta disponga la sanción correspondiente pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

Cuando el Agente no envíe la información al OED en forma diaria para el caso de los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores y para el resto de los Agentes por un término de SIETE (7) días corridos

a partir de su obligación de suministro de información en situaciones de emergencia y etapa transitoria prevista para GUMAS; contemplando el caso particular del cierre mensual el envío en el primer día del mes próximo al del cierre, será penalizada aplicándose la expresión (5) del punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

Independientemente de ello el OED utilizará la mejor información disponible para el cierre de la transacción.

1.7.6. POR ALTERACIONES EN LAS INSTALACIONES

En el caso de comprobarse alteraciones provocadas intencionalmente en las instalaciones de medición en el nodo SMEC, se aplicará la siguiente expresión:

$PD = 0,12 x ($ECP) (9)

donde:

$PD: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable del instrumental.

$ECP: Valor monetario del monto de la Energía Circulante por el nodo al Precio de Mercado horario, durante el Período con la medición con alteraciones en las instalaciones. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por la alteración.

Adicionalmente cuando el OED presuma actos de esta naturaleza, notificará al ENRE para que realice las actuaciones correspondientes y defina si corresponde aplicar la penalidad por alteración intencional de las instalaciones, e informará a la SECRETARIA DE ENERGIA.

1.7.7. MODIFICACION EN INSTALACIONES SMEC Y/O VIOLACION DE PRECINTOS SIN NOTIFICACION FEHACIENTE

La violación de un precinto, o modificación de una instalación, sin la correspondiente notificación fehaciente por nota a el OED en los términos previstos en los Procedimientos Técnicos que el OED emita al efecto, será causal de penalización independientemente de las que correspondan de detectarse anormalidades previstas en los restantes puntos del presente capítulo 7. Penalidades.

La penalización a aplicar será:

$PP = 0.01 x $EUT (10)

donde:

$PP: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a el OED.

$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada, que surge de la Transacción Comercial del mes en el cual se produjo la rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma al OED.

1.7.8. PERIODO DE APLICACION DE LAS PENALIZACIONES:

Las penalizaciones señaladas en 7.1, 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6 del presente Anexo, se aplicarán durante el período que hayan ocurrido los hechos que las motivaron.

Las penalizaciones señaladas en 7.2 del presente Anexo, se aplicarán mientras se mantenga la indisponibilidad del equipo, (no por desvío de su curva de error, contemplados en 7.1) con las excepciones siguientes cuando los mismos hayan fallado estando instalados y habilitados comercialmente:

- Medidores: luego de 45 días de detección de la falla.
- Transformadores de medida de Media Tensión: luego de 45 días de detección de la falla.
- Transformadores de medida de Alta Tensión: luego de 90 días de detección de la falla.

En caso de desconocerse la fecha de comienzo de la situación se aplicará con retroactividad a la última verificación exitosa fehacientemente realizada e informada al OED, en la cual los equipos funcionaban correctamente. El período máximo de aplicación no excederá los CUATRO (4) meses previos a la detección.

1.8. DEMORA O DENEGACION DE ACCESO A INSTALACIONES SMEC

En el caso que el Agente denegara el acceso al OED y/o a quien ésta disponga, dentro de las condiciones y plazos dispuestos en el Procedimiento Técnico que defina el OED, con motivo de la Auditoría Externa del SMEC, se le cobrarán los mayores costos en que incurre el OED, los cuales se consideran como el equivalente a TRES (3) veces el costo de actuación del contratista en el nodo en cuestión, incluido viáticos y movilidad, conforme a los valores contractuales, al momento de producirse el evento. El OED facturará los mismos al Agente responsable del equipamiento.

1.9. PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE LA INFORMACION DEL SMEC

En los nodos en que el registrador disponga de un método de lectura solamente (read only), se habilitará a las partes interesadas para el acceso, a los datos registrados en forma remota vía módem cuando los vínculos de comunicación usados por el registrador sean de uso público. Si los vínculos son privados el propietario de los mismos podrá habilitar su uso para dicha lectura remota.

La recolección de la información será realizada diariamente por los CR, donde se convertirá al formato normalizado, y será puesta a disposición de el OED y de los Agentes según lo establecido en punto 3.3 CENTROS DE RECOLECCION.

Diariamente el OED suministrará a los Generadores los valores resultantes del Parte de Control Post Operativo Diario para su conocimiento y control. Pasadas las VEINTICUATRO (24) horas, de no existir discrepancias, dichos resultados pasarán a tomarse como definitivos para el cierre mensual.

Semanalmente el OED suministrará a las partes los valores resultantes del Parte Semanal para su conocimiento y control. Pasadas las CUARENTA Y OCHO (48) horas, de no existir discrepancias, dichos resultados pasarán a tomarse como definitivos para el cierre mensual.

A los fines prácticos de cumplir con los tiempos previstos para el cierre de la facturación mensual, las observaciones sobre los datos recibidos a fin de mes deberán ser comunicadas al OED como máximo el segundo día del mes siguiente.

El sistema contará con un mecanismo de validación y control, que permita verificar la coherencia de la información ingresada y la detección de situaciones anómalas en el contenido y consistencia de la información. Con este fin, el OED definirá los criterios y procedimientos a utilizar.

En caso de la observación de diferencias en el cierre de la información diaria, semanal y/o mensual, debidas a causas no detectadas en el proceso anterior, tales diferencias serán resueltas en el ámbito del OED con las partes interesadas.

La detección temprana por cualquiera de las partes intervinientes de una anormalidad, debe ser comunicada de inmediato a las restantes, y tomadas las acciones para normalizar la falla de acuerdo a las responsabilidades asignadas en la presente norma.

En caso de falta o defecto notorio de la información primaria procedente del SMEC, el OED empleará para la transacción comercial la mejor información disponible a su criterio, ya sea la resultante del esquema de respaldo (enviada por el Agente responsable del nodo), la del sistema de tiempo real (si existiera), o información estimada en función de datos estadísticos y/o curvas de carga declaradas, en este orden de prelación.

En caso de fallas en el equipamiento y/o sistema de comunicación que impidan contar con los datos del SMEC en tiempo y forma, el Agente deberá enviar la información faltante con las metodologías y procedimientos dictados a tal fin, a partir del equipamiento SMEC o utilizando el sistema de medición de respaldo.

2. SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR)

2.1. ALCANCE DE ESTA NORMA

La operación técnica y económica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo establecido en los Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) en su ANEXO 25, requiere que su administrador, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuente con toda la información en tiempo real necesaria para el desarrollo de esta función. Para ello es necesario contar con los medios informáticos y de

comunicaciones que vinculen el Centro de Control de Operaciones del MEM (COC) con los Centros de Control de Operaciones de los agentes cuyas instalaciones pertenecen al MEM, los que genéricamente se denominarán Centros de Control Empresarios (CCE).

Asimismo, para aquellas situaciones especiales definidas en la citada norma, o para aquellas en que no sea factible la comunicación con el OED, el Centro de Control del Área correspondiente que asumirá la coordinación de su operación hasta que el OED vuelva a hacerse cargo de tal coordinación, también necesita contar con la información requerida para el cumplimiento de esta función delegada por expresa instrucción del OED.

Los equipamientos que los agentes afecten a la operación en tiempo real del MEM, tanto en condiciones de operación normal como de emergencia, constituyen el SOTR y deberán responder a las especificaciones técnico-funcionales que establece la presente norma.

Los enlaces de datos y de voz del Sistema de Comunicaciones (SCOM), responderán a los requerimientos del SOTR y de la operación en tiempo real del SADI.

2.2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

La operación del MEM, cuya coordinación estará a cargo del OED, se realizará a través de los Centros de Control de Operaciones que se establecen en el ANEXO 25 de los PROCEDIMIENTOS, a saber:

- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL MEM (COC), el que estará a cargo del OED.
- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION (COT), a cargo de la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA EN ALTA TENSION TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER SA).
- CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL (COTDT).
- CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS DISTRIBUIDORES (COD).
- Los distribuidores participan del SOTR, en la medida que presten servicio de transporte a generadores y a otros distribuidores que utilicen sus redes para su vinculación con el MEM.
- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS GENERADORES (COG).

2.2.1. RESPONSABILIDAD DEL OED

El OED dispondrá en su Centro de Control (COC), un equipamiento que permita:

- la vinculación en tiempo real con los equipamientos de los Centros de Control definidos precedentemente para el intercambio de datos.
- el procesamiento de los datos recibidos y a transmitir, para cumplir las funciones que le son propias.
- la puesta a disposición a los agentes del MEM de la información del Sistema de Transporte en su área de influencia.
- la puesta a disposición a los agentes y a los Organismos de Control de reportes que permitan conocer el funcionamiento y desempeño del MEM y de cada agente, tanto en condiciones normales y de emergencia.

2.2.2. RESPONSABILIDAD DE LOS AGENTES

Los agentes del MEM, titulares de los Centros de Control arriba enunciados, deberán contar con enlaces de datos bidireccionales con el Centro de Control del OED (COC), necesarios a los efectos de proveer la información en tiempo real que se indica en la presente norma. Estos enlaces se denominarán genéricamente ENLACES DE DATOS CON EL OED.

El mismo vínculo deberá ser apto para el envío de información en sentido inverso (envío de órdenes, planes de operación, novedades, información imprescindible de instalaciones de otros agentes, etc), desde el OED a los agentes, cuando así lo requiera la operación del sistema.

A su vez, los agentes deberán estar en condiciones de suministrar la información que más adelante se detalla, mediante enlaces de datos en tiempo real, al Centro de Control de la Empresa qué, para aquellas situaciones especiales definidas en el ANEXO 25, deba asumir la operación de un área por delegación del

OED. Estos enlaces se denominarán ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS y los Centros de Control que tengan asignadas tales funciones, se denominarán Centros de Control de Area (CCA). En el Subanexo A se indica con que CCA debe establecer cada agente el correspondiente ENLACE DE DATOS SECUNDARIO.

En el mismo subanexo, se indica qué agentes tienen asignada la responsabilidad de la operación de un área en las situaciones definidas en el párrafo anterior. Estos agentes deberán instrumentar la infraestructura de control necesaria para llevar a cabo tal función y poder recibir la información que le envíen los agentes ubicados en su área mediante los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS.

A todo nuevo agente que se incorpore al MEM, junto con la autorización para operar en dicho mercado, expedida por la SECRETARIA DE ENERGIA, le será notificado la empresa con la cual debe establecer el ENLACE DE DATOS SECUNDARIO.

La instrumentación de los precitados enlaces, podrá ser realizada con equipamiento propio o por medio de servicios contratados a otro agente. Las vinculaciones físicas requeridas para acceder desde los puntos de emisión de la información hasta los de recepción, deberán ajustarse a las normas del Sistema de Comunicaciones (SCOM).

2.3. DISPONIBILIDAD DE LOS ENLACES

Los equipamientos de los agentes, afectados a los ENLACES DE DATOS CON EL OED y a los ENLACES SECUNDARIOS, deberán asegurar una disponibilidad de la información en el COC y en los CCA respectivamente, del 99,5 % medida en tiempo, incluyéndose en su cómputo los canales de comunicación. La evaluación se realizará cada mes utilizando la metodología indicada en el Subanexo B.

La calidad de la información y el mantenimiento de la cadena de medición y adquisición de datos, responderá a los requerimientos previstos en el punto 6.

2.4. PROCEDIMIENTOS DE TRANSMISIÓN DE DATOS

Los enlaces de datos definidos en la presente, se deberán ajustar a las características y procedimientos establecidos en la norma que regula el funcionamiento del Sistema de Comunicaciones (SCOM).

2.5. INFORMACIÓN QUE INTEGRA EL ENLACE DE DATOS CON EL OED

A continuación se indican las reglas generales para determinar los datos que los agentes del MEM deberán enviar en tiempo real al Centro de Control del OED (COC). El conjunto de datos se deberá ajustar a las características particulares de cada instalación y su definición puntual será determinada por el OED.

Las mediciones del sistema eléctrico para entregar al OED deberán contemplar un nivel de redundancia que permita verificar la certidumbre mediante estimadores de estado y configurar una base de datos consistente para el funcionamiento de los programas de aplicación.

2.5.1. TRANSPORTE

2.5.1.1. VALORES DE MEDICIÓN

a) En las salidas de líneas y en las salidas a transformadores (lado de mayor tensión):

En tensiones mayores a 132 kV.:

- Potencia activa (P)
- Potencia reactiva (Q)
- Tensión (V)
- Corriente (I)

Dependiendo del tipo de estación, las mediciones de tensión podrán disponerse en barras en lugar de las salidas de líneas o a transformadores.

En tensiones iguales o menores a 132 kV.: por excepción, a determinar por el OED.

b) En barras de 132 kV. o menores

- Tensión (V)

c) En secundarios y terciarios de transformadores
   - Potencia activa (P)
   - Potencia reactiva (Q)
   - Tensión (V)

d) Compensadores sincrónicos y estáticos
   - Potencia reactiva (Q)
   - Tensión (V)

e) Acoplamientos de barras
   - Corriente (I)

f) En interconexiones internacionales
   - Potencia activa (P)
   - Potencia reactiva (Q)
   - Tensión (V)

2.5.1.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA

Se requerirá el estado de todos los elementos de maniobra de la red eléctrica afectada a la actividad de transporte con niveles de tensión superiores a 132 kV. Para niveles de tensión de 132 kV. y menores, el OED definirá en cada caso las instalaciones de las cuales requiere contar con información topológica.

a) Posición (conectado-desconectado) de Interruptores y Seccionadores de:
   - líneas
   - transformadores
   - elementos de compensación: reactores, capacitores y compensadores activos
   - acoplamiento de barras

b) Posición de los conmutadores bajo carga de transformadores. Se admitirá la codificación tanto como valor de medida o como estado de posición.

2.5.1.3. ALARMAS

Los equipos de los cuales se requiere contar con información sobre la actuación de elementos de protección, son los siguientes:

- Líneas
- Interruptores
- Transformadores
- Capacitores y Reactores
- Compensadores sincrónicos y estáticos
- Alarmas de servicios auxiliares y generales de la estación

La selección de las alarmas debe asegurar el cumplimiento de los siguientes objetivos:

Proporcionar a los operadores y organismos de control, información clara y precisa del origen, responsabilidad e importancia del problema revelado por la alarma.

Reducir al mínimo imprescindible la cantidad de alarmas a enviar al COC.

Obtener un conjunto de alarmas que sirva para confeccionar una estadística de fallas.

La selección de las alarmas y los agrupamientos a realizar para su transmisión al COC serán definidos entre el OED y el transportista, de acuerdo a las características particulares de los equipamientos de protección.

2.5.1.4. ENERGÍAS

Se medirán las energías necesarias para que el COC pueda supervisar el cumplimiento de pautas operativas en los puntos de interconexión con centrales binacionales.

2.5.1.5. INFORMACIÓN DESTINADA A LA PROGRAMACIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN

Los Transportistas enviarán, en el momento que se produzcan, las novedades de sus instalaciones (por ejemplo limitaciones en equipos, salidas de servicio, etc.). Para sistematizar el manejo de esta información y simplificar su envío a través de los enlaces de datos en tiempo real el OED determinará mediante Orden de Servicio la terminología o codificación a emplear.

2.5.2. GENERADORES

2.5.2.1. VALORES DE MEDICIÓN

- Frecuencia en barras de generación (en los casos que se determine).
- Potencia activa bruta por generador. Para las unidades turbo vapor se requerirá adicionalmente la potencia activa neta. De no disponerse de alguna de estas mediciones, se requerirá el consumo de los servicios auxiliares y de central, a fin de obtenerla por cálculo.
- Potencia activa consumida en el caso de centrales de bombeo.
- Potencia reactiva consumida/entregada.
- Posición de los conmutadores de relación de transformación si se trata como valor de medición.
- Tensión en el lado de mayor tensión del transformador de bloque.
- Cotas de embalses en el caso de Centrales Hidráulicas.

2.5.2.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA

- Interruptores y Seccionadores que determinan el estado de conexión de los generadores y alimentaciones principales de los sistemas de servicios auxiliares.
- Posición de los conmutadores de relación de transformación si se tratan como estados.

2.5.2.3. ALARMAS

Las alarmas, dependiendo del tipo de central, se agruparán de manera que los operadores del Centro de Control del OED puedan identificar el origen e importancia de un problema.

El agrupamiento se realizará de manera que permita identificar con el mínimo número de alarmas, el grado en que una falla afecta la disponibilidad de una central o grupo generador. La selección de alarmas y su agrupamiento se acordará entre el OED y los propietarios de cada central luego de un estudio de sus características particulares.

2.5.2.4. ENERGÍAS

Se medirán las energías que se requieran para que el COC pueda supervisar el cumplimiento de pautas operativas en centrales binacionales y en centrales hidráulicas.

2.5.2.5. INFORMACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN

Las centrales generadoras proporcionarán a través de los enlaces en tiempo real la siguiente información:

- Novedades de las instalaciones (por ejemplo limitaciones de equipos, cambios de combustibles, etc.). A este fin se utilizará el diccionario de codificación definido por el OED. Esta información se transmitirá cuando se produzca.
- Caudales de aportes, turbinados y vertidos (información diaria).
- Reserva de energía en embalses (información diaria).
- Porcentaje de quemado de combustible por unidad (información horaria).

2.5.3. DISTRIBUIDORES

La información que cada Distribuidor deberá suministrar al OED por aquellos equipamientos por intermedio de los cuales preste servicios de función técnica de transporte de energía eléctrica a Generadores y otros Distribuidores será la misma que la correspondiente a cualquier otro equipamiento del sistema de transporte.

El OED podrá solicitar el envío de toda otra información no descripta específicamente en los puntos anteriores, que sea necesaria en el COC para la operación del MEM.

2.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS DATOS REQUERIDOS

La organización y estructura de los datos a transmitir al COC, se ajustarán a lo establecido en el Subanexo A, "Especificación para los procedimientos de transmisión de datos", de la norma que regula el Sistema de Comunicaciones para la Operación del MEM (SCOM) y a los siguientes requerimientos.

2.6.1. VALORES DE MEDICIÓN

La transmisión al OED se hará en forma cíclica, con un ciclo de 10 segundos, dicha información no tendrá una antigüedad mayor de 20 segundos.

CLASE DE MEDICIÓN

En el siguiente cuadro se establecen los requerimientos mínimos de clase de los equipos que intervienen en la captación de los valores de medición.

INSTALACIÓN	TI	TV Trans	P Trans	Q, I Trans	V
Redes de 220 kV. ó más.	0,5	0,5	0,5	1	0,5
Redes de 132 kV. ó menos	0,5	0,5	0,5	1	1
Grupos de 20 MW ó más	0,5	0,5	0,5	1	0,5
Grupos de menos de 20 MW	1	1	1	1	1

Trans. = Transductores.

Los Transductores de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0,01 Hz.

Transitoriamente se admitirán transformadores de medida instalados cuya clase sea como máximo el doble de la requerida en el cuadro precedente. Estos transformadores serán reemplazados antes del 31-10-98 en caso de que el OED fundadamente lo requiera.

CODIFICACIÓN

El error de codificación de las mediciones analógicas en digitales no deberá ser mayor del 0,1 %.

2.6.2. ESTADO DE ELEMENTOS DE MANIOBRA

El estado de cada elemento de maniobra, Seccionadores e Interruptores, se transmitirá cada vez que cambie, en el ciclo inmediato siguiente a la ocurrencia. Asimismo se deberán transmitir a pedido del OED.

La posición de los conmutadores de relación de transformación se podrá suministrar tanto al ocurrir un cambio como en forma cíclica como los valores de medición.

2.6.3. SECUENCIACIÓN TEMPORAL

La información consignada en los puntos 5.1.2., 5.1.3., 5.2.2. y 5.2.3. precedentes, deberá ser incorporada al ENLACE CON EL OED con su tiempo real de ocurrencia, vale decir que deberán ser transmitida con la hora verdadera en la que ocurrió el evento. Se admite un error de 5 milisegundos en más o en menos con respecto al Tiempo Universal Coordinado referido a la hora oficial argentina.

Para los ENLACES DE DATOS CON EL OED este requisito deberá cumplimentarse antes del 31-12-98.

2.7. INFORMACIÓN QUE INTEGRA LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS

Los datos de los agentes requeridos para los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS, serán seleccionados con iguales criterios que los indicados en los puntos 5. y cumplir con las especificaciones indicadas en los puntos 6.1 y 6.2 precedentes.

2.8. ENVIÓ DE INFORMACIÓN DESDE EL OED

Los equipamientos que componen el SOTR deberán ser aptos para recibir información a través del ENLACE DE DATOS CON EL OED.

Al margen de las nuevas informaciones que se definan en el futuro, los agentes deberán estar en condiciones de recibir desde el COC la siguiente información:

- despacho de generación prevista, hora por hora, discriminado por máquina: diariamente y cada vez que se realicen redespachos.
- valores de consigna de potencia activa para los generadores: estos valores podrán ser individuales para cada unidad generadora o para el conjunto de una central.
- valores de consigna de potencia reactiva o tensión para los generadores: estos valores podrán ser individuales para cada unidad generadora o para el conjunto de la central.

2.9. PENALIZACIONES

El OED y los CCA deberán disponer los medios necesarios para determinar la disponibilidad de los ENLACES DE DATOS CON EL OED y de los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS respectivamente.

Cuando detecten incumplimiento por parte de alguno de los agentes, ya sea en la disponibilidad o en la calidad de la información, lo comunicarán al ENRE, acompañando toda la información técnica necesaria para la determinación de las sanciones que pudieran corresponder.

SUBANEXO A - CENTROS DE CONTROL DE ÁREA CON LOS QUE LOS AGENTES DEBEN ESTABLECER LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS

1 CENTRALES TURBOVAPOR/TURBOGAS

CENTRAL TV/TG	CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA)
Costanera	SACME
Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A.	SACME
P. Nuevo	SACME
P. de Mendoza	SACME
N. Puerto	SACME
Dock Sud	SACME
Dique	EDELAP
Necochea	ESEBA
Villa Gesell	ESEBA
Pehuajó	ESEBA
Bragado	ESEBA
Junín	ESEBA
Mar de Ajó	ESEBA
Pilar	EPEC

CENTRAL TV/TG	CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA)
V. María	EPEC
Levalle	EPEC
Suroeste	EPEC
Rio Cuarto	EPEC
San Francisco	EPEC
Central Térmica Villa Mercedes	EPEC
Central Eléctrica CEBAN	TRANSENER
B. Blanca	TRANSENER
Mar del Plata	TRANSENER
Central Térmica Ciclo Combinado S.Nicolás	TRANSENER
S. Nicolás 5	TRANSENER
S.Nicolás 1,2,3,4	EPE SANTA FE
Sorrento	EPE SANTA FE
Calchines	EPE SANTA FE
Paraná	EPE SANTA FE
S.Fé Oeste	EPE SANTA FE
L.de Cuyo	DISTRO CUYO
C.de Piedra	DISTRO CUYO
Sarmiento (Cuyo)	DISTRO CUYO
Independencia	TRANSNOA
Güemes	TRANSNOA
Sarmiento (NOA)	TRANSNOA
La Banda	TRANSNOA
Frías	TRANSNOA
Catamarca	TRANSNOA
Palpalá	TRANSNOA
S. Pedro	TRANSNOA
Salta	TRANSNOA
La Rioja	TRANSNOA
Barranqueras	TRANSNEA
Corrientes	TRANSNEA
Sta.Catalina	TRANSNEA
Goya	TRANSNEA
Formosa	TRANSNEA
Clorinda	TRANSNEA
Alto Valle	COTDT COMAHUE
Agua del Cajón	COTDT COMAHUE
Filo Morado	COTDT COMAHUE
L.de la Lata	COTDT COMAHUE

CENTRAL TV/TG	CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA)
Puerto Madryn	TRANSPA
Comodoro Rivadavia	TRANSPA
Sierra Grande	TRANSPA
Pico Truncado I	TRANSPA
Pico Truncado II	TRANSPA
Central Térmica Patagonia	TRANSPA

2 CENTRALES NUCLEARES

CENTRAL NUCLEAR	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
Atucha	TRANSENER
C.N.Embalse	TRANSENER

3 AUTOGENERADORES

CENTRAL AUTOGENERADOR	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
Siderar	EPE SANTA FE
Ledesma	TRANSNOA
Zapla	TRANSNOA
C. T.Chiuido - Puesto Hernández	COTDT COMAHUE

4 COGENERADORES

CENTRAL COGENERADOR	CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA)
Ex-Argener	TRANSENER (CC Rosario)

5 CENTRALES HIDRÁULICAS

CENTRAL HIDRÁULICA	CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA)
La Viña	EPEC
Molinos	EPEC
Calera	EPEC
Cruz del Eje	EPEC
Fitz Simon	EPEC
Cassafouth	EPEC
Reolín	EPEC
San Roque	EPEC
Reyunos	DISTRO CUYO
A. del Toro	DISTRO CUYO
Nihuil	DISTRO CUYO
Ullúm	DISTRO CUYO

CENTRAL HIDRÁULICA	CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA)
El Tigre	DISTRO CUYO
Cadillal	TRANSNOA
Escaba	TRANSNOA
Pueblo Viejo	TRANSNOA
Río Hondo	TRANSNOA
Cabra Corral	TRANSNOA
Río Grande	TRANSENER
Salto Grande	TRANSENER
Alicurá	TRANSENER
El Chocón	TRANSENER
P. Banderita	TRANSENER
P. del Águila	TRANSENER
Yacyretá	TRANSENER
Arroyito	COTDT COMAHUE
Central Hidroeléctrica CASA de PIEDRA	COTDT COMAHUE
Futaleufú	TRANSPA
F. Ameghino	TRANSPA

SUBANEXO B - METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA DISPONIBILIDAD EN EL SOTR

1 CONDICIONES GENERALES

El COC evaluará la disponibilidad de los ENLACES DE DATOS CON EL OED y cada Centro de Control encargado de la operación de un área en las situaciones previstas en Los Procedimientos, aquí denominado Centro de Control de Area (CCA), evaluará la disponibilidad de los ENLACES SECUNDARIOS que les correspondan.

A tal fin, el COC y los CCA deberán implantar sistemas que permitan el cómputo automático y permanente de los tiempos de indisponibilidad. Antes de su puesta en operación deberán hacer pública, en el ámbito del MEM, una memoria técnica de los mecanismos y recursos a emplear para ese cometido.

La indisponibilidad de cada enlace se evaluará mensualmente, sobre un período de observación anual, el que comprenderá el mes en que se realiza la evaluación y los once precedentes. Se la cuantificará en horas de "INDISPONIBILIDAD ANUAL MOVIL (IAM)".

Los agentes responsables de los enlaces de datos, con el OED o secundarios, que excedan una IAM del 0,5 % de las horas del año (43,8 hs), serán pasibles de sanciones, de acuerdo con la normativa vigente.

El COC y los CCA deberán informar al ENRE sobre los enlaces de datos que superen la IAM permitida, proporcionando en cada caso los tipos y tiempos de indisponibilidad computados. El ENRE podrá requerir al COC, al CCA y al agente, la información complementaria que considere necesaria para producir un dictamen.

2 TIPOS DE INDISPONIBILIDAD

Se definen los siguientes tipos y/o causas de indisponibilidad:

2.1 ENLACE CORTADO.

Se pierde el vínculo con el CCE, computándose como tiempo de indisponibilidad todo lo que dure esta situación por causa imputable al CCE.

El COC, y aquellos CCA que empleen un procedimiento en el que les corresponda la iniciativa para restablecer el enlace, deberán intentarlo cada 2 minutos o menos.

2.2 PERDIDA PARCIAL DE INFORMACION.

La indisponibilidad se cuantificará en proporción a la cantidad de información indisponible por alguna de las siguientes causas:

Pérdida de una Unidad Remota (UR). No se recibe ningún dato de una UR, ya sea por indisponibilidad de la UR o de su vínculo con el CCE.

Información no actualizada. Se reciben valores sin actualizar, sin que se haya producido la pérdida de la UR a la que pertenece.

Información incorrecta. Información que se recibe actualizada pero que se determina como incorrecta por medio de un programa de validación (Por ejemplo estimador de estado). Los estados se considerarán incorrectos cuando no sean congruentes con el estado del sistema eléctrico y las mediciones cuando el valor recibido se aparte del estimado en un 50 % de la cota de error admitida para la respectiva cadena de medición.

3 CALCULO DE LA INDISPONIBILIDAD

A cada tipo de información se asigna un valor en Unidades de información (UI):

1 medición (U, I, P, Q, F) o energía	1 UI
4 estados bipolares sin hora	1 UI
8 alarmas sin hora	1 UI
1 estado o alarma con indicación de hora	1 UI
1 posición de conmutador de transformación	1 UI
1 novedad, etc. (Norma SOTR, 5.15 y 5.2.5)	5 UI

Se define Volumen de información pactado, de una UR o de un CCE, a la cantidad de unidades de información que suman todos los datos que se pueden transmitir desde la UR o desde el CCE.

Se evaluarán los siguientes tiempos:

Tc Tiempo en horas correspondiente a la condición de enlace cortado.

Tr Pérdida parcial de información por indisponibilidad de una UR del CCE. Computable mientras no esté dada la condición de enlace cortado.

Tr= TUR * VIUR/VI

TUR = Tiempo en horas durante el que la UR estuvo indisponible

VIUR = Volumen de información pactado de la UR

VI = Volumen de información pactado del CCE

Ta Pérdida parcial de datos por información no actualizada. Computable mientras no esté dada la condición de enlace cortado o de indisponibilidad de la UR a la que pertenece la información.

Ta= TACT * VIACT/VI

TACT = Tiempo durante el que la información no se actualizó.

VIACT = Volumen de información no actualizada.

Ti Pérdida parcial de información por datos incorrectos. Computable mientras no esté dada la condición de enlace cortado o de indisponibilidad de la UR a la que pertenece la información o de no actualización de la información.

Ti= TEST * VIEST/VI

TEST = Tiempo durante el que la información se estimó incorrecta.

VIEST = Volumen de información con error

El tiempo de indisponibilidad en un mes (IM), de un enlace con un CCE, es la suma del tiempo total de enlace cortado (Tc) y de todos los tiempos calculados para indisponibilidad de remotas (Tr), datos no actualizados (Ta) y datos incorrectos (Ti).

Cada mes, la Indisponibilidad anual móvil (IAM), se calculará como la suma de las horas de indisponibilidad (IM) de ese mes y de los 11 meses previos. Durante los primeros once meses de aplicación de la metodología se sumarán los meses evaluados.

SUBANEXO C - PEQUEÑOS GENERADORES

1 GENERADORES - ENCUADRAMIENTO

1.1.- Los Agentes Generadores con plantas de generación que no encuadren en las condiciones definidas en los Puntos 1.2 y 1.3 siguientes cumplirán los requisitos establecidos en el Anexo 24 integrante de LOS PROCEDIMIENTOS, exceptuando lo establecido en este Subanexo C.

1.2.- Los Agentes Generadores con plantas de generación con potencia total instalada menor o igual a UN MEGAVATIO (1 MW) no están obligados a instalar el equipamiento y el suministro de información establecidos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

1.3.- Los Agentes Generadores que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) plantas de generación utilizando fuentes de energía renovables y no contaminantes, cuya potencia instalada sea menor o igual a CINCO MEGAVATIOS (5 MW), podrán optar por el sistema simplificado cuyas condiciones y características se establecen en el Punto 2 del presente Subanexo C, o bien cumplir con lo establecido en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS para el suministro de la información completa.

Al efecto el Agente Generador interesado deberá solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) autorización para ejercer la opción, autorización que será otorgada en la medida que dicho Organismo evalúe que contar con la información provista con el sistema simplificado no habrá de producir restricciones en el transporte o en el despacho de cargas.

2 SISTEMA SIMPLIFICADO

2.1.- Los Agentes Generadores que opten por este sistema, deberán acordar con su CENTRO DE CONTROL DE ÁREA (CCA) la prestación del servicio de suministro de transmisión de datos en tiempo real al OED, de los valores de Potencia Activa y Reactiva como asimismo el estado de conectividad en el o los puntos de vinculación con la red.

La información para la planificación y control de la operación, sean novedades referidas a limitaciones de equipos o cambios de combustibles, también deberá ser provista en tiempo real al CCA, por el medio más conveniente que acuerde el Agente con dicho CCA.

Las características de la información señalada en el párrafo anterior deberán responder a las especificadas en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

2.2.- Los CCA enviarán al OED en tiempo real, la información mencionada en el Punto 2.1 conjuntamente con la correspondiente a sus propias instalaciones.

2.3.- En los casos que la vinculación de la planta de generación al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) se realice en una Estación Transformadora o parque de interconexión supervisado por un CCA, el Agente Generador que haya optado por el sistema simplificado, es decir el envío de la información según el Punto 2.1 de este Subanexo C, deberá incorporarla a la Unidad Remota de Adquisición de Datos (RTU) existente en el lugar, quedando a cargo del mencionado Agente Generador los costos del cableado y conexionado a la citada Unidad Remota de Adquisición de Datos (RTU), como así también los referidos a los elementos adicionales requeridos en la instalación y puesta en marcha.

2.4.- En los casos que la vinculación de la planta de generación al SADI no presente las características señaladas en el Punto 2.3 anterior, estará a cargo del Agente Generador la adquisición, instalación y puesta en marcha de la Unidad Remota de Adquisición de Datos (RTU) y los elementos que fueran necesarios para acceder al sistema de comunicaciones del CCA respectivo.

2.5.- El Agente Generador que opte por el sistema simplificado de transmisión de datos de acuerdo a este Subanexo C, mantendrá íntegramente su responsabilidad frente a las obligaciones establecidas en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS, es decir de hacer llegar la información al OED no obstante haber puesto la

misma a disposición del respectivo CCA y acordado con éste último su mantenimiento, procesamiento y posterior transmisión.

3. SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA OPERACIÓN DEL MEM (SCOM)

3.1. INTRODUCCIÓN

La presente norma trata sobre los medios de telecomunicaciones, que vinculando a los Agentes del MEM con el OED y a los Agentes del MEM entre ellos, deben dar el soporte de comunicaciones necesario para la operación en tiempo real del MEM de acuerdo con los "Procedimientos Operativos del SADI" - Anexo Nº 25 de Los Procedimientos. Adicionalmente se incluyen los medios necesarios para cubrir las necesidades de comunicación emergentes del Sistema de Medición Comercial (SMEC) normado en el Anexo Nº24 de Los Procedimientos.

Para satisfacer dichos requerimientos de comunicaciones, los Agentes deberán disponer de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

S1) Transmisión de datos del SOTR.

S2) Comunicaciones de Voz operativas.

S3) Transmisión de datos para el SMEC.

Dichos servicios podrán ser satisfechos en forma individual o agrupándose con otros Agentes del MEM mediante recursos que les sean propios, o también mediante la libre contratación total o parcial de los mismos a prestadores de servicios de telecomunicaciones, o una combinación de estas modalidades.

Los Agentes del MEM con obligaciones emergentes de la presente norma serán los únicos responsables del correcto funcionamiento de los vínculos que deban establecer y del cumplimiento de las pautas de disponibilidad y calidad establecidas para ellos.

El incumplimiento de las obligaciones aludidas, cualquiera fuere su causa dará lugar a la aplicación de los criterios de penalizaciones de acuerdo a lo establecido en la norma del SOTR y la presente.

Será responsabilidad de los Agentes cumplir con la legislación y las reglamentaciones vigentes en el territorio de la República Argentina en materia de comunicaciones.

3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS

3.2.1. S1 - TRANSMISIÓN DE DATOS DEL SOTR

Son los vínculos bidireccionales que los Agentes deberán disponer destinados a establecer los enlaces de datos de los equipamientos informáticos de tiempo real de sus Centros de Control de Operaciones de los Agentes con el Centro de Control de Operaciones del OED (COC) y con el Centro de Control de Área (CCA) que correspondiese. Estos son los denominados ENLACES de DATOS con el OED y ENLACES de DATOS SECUNDARIOS respectivamente por la Norma del SOTR.

Los procedimientos adoptados se definen en el Subanexo A de la presente norma: “Especificación para los procedimientos de Transmisión de datos”.

3.2.2. S2 - COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS

Son los vínculos telefónicos de uso exclusivo para operación en tiempo real que los Agentes deberán disponer destinados a establecer las comunicaciones de voz entre sus Centros de Control de Operaciones y el Centro de Control de Operaciones del OED y con aquellos Centros de Control de Operaciones que se hallen comprendidos en aquellas situaciones especiales contempladas en el Anexo Nº 25 de Los Procedimientos o cuando exista una relación funcional de tipo operativo entre ellos.

Los agentes asegurarán la disponibilidad permanente de esta vinculación, utilizando los medios alternativos que se requieran.

3.2.3. S3 - TRANSMISIÓN DE DATOS PARA EL SMEC

Son los vínculos que los Agentes deberán disponer destinados a cumplir con lo estipulado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992 en su punto 6.3. En todos los casos el acceso a los medidores para su interrogación desde los Centros Recolectores (CR) del SMEC deberá ser

mediante telefonía automática con selección por discado directo, es decir, sin intervención de operador alguno. Adicionalmente los Centros Recolectores deberán contar con una línea del servicio público telefónico para su uso exclusivo destinada a la recolección de los datos de los nodos dependientes, al envío de datos al OED y a la recolección de datos por parte de los Agentes cuyos nodos de medición dependan de dicho CR. La instalación, operación y mantenimiento de la misma serán a costo y cargo del Transportista operador del CR.

3.3. CALIDAD DE LOS VÍNCULOS DE COMUNICACIÓN.

En correspondencia con el medio que utilicen, el servicio al que se afecten y las velocidades de Transmisión asignadas, los canales de comunicación deberán ajustarse a las normas emitidas por el UIT-T (ex CCITT), UIT-R (ex CCIR) y el IEC.

Para los vínculos de datos se exigirá una tasa de error (BER), menor a 1 en 10.000.000. El ancho de banda de los canales se calculará de manera que el grado de ocupación promedio sea inferior al 50 %.

Para los vínculos de voz la relación señal/ruido debe ser como mínimo de 45 dB.

3.4. RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES

Los Agentes tienen, en su totalidad, la responsabilidad por la disponibilidad y calidad de todos los vínculos de comunicaciones que deban establecer de acuerdo con la presente norma, con independencia de la participación de terceros y/o agrupamientos motivados en la utilización de un medio común de comunicaciones.

3.4.1. RESPONSABILIDAD CON RESPECTO A LOS SERVICIOS S1 Y S2

Los Transportistas, Generadores y Distribuidores serán responsables, a su costo y cargo, de la instrumentación, operación y mantenimiento de los servicios S1 (Datos SOTR) y S2 (Voz Operativa).

Dicha responsabilidad se extiende hasta la sede del OED en Pérez, Pcia. de Santa Fe, y la sede del CCA con el que tuvieran que vincularse.

Los equipos de comunicaciones necesarios para establecer los vínculos correspondientes a los servicios S1 y S2 estarán dotados en el extremo correspondiente al OED de los elementos de prueba y supervisión que sean necesarios para realizar la supervisión automática del correcto funcionamiento de los vínculos y del estado de los equipos por parte del OED.

Los sistemas de alimentación de los equipos de comunicaciones deberán dar una autonomía de funcionamiento de 10 horas frente a un corte de la alimentación primaria de energía. El OED y los CCA podrán acordar con los Agentes un sistema de alimentación asegurada de uso conjunto si ello fuera conveniente para las partes involucradas.

El OED y los CCA instalarán los equipos necesarios para ofrecer acceso digital a los enlaces de datos, individuales o colectivos, que surjan de esta norma, en cuyos puertos de entrada se fija la frontera entre sus responsabilidades y las de los Agentes con respecto al servicio S1.

El OED y los CCA instalarán centrales telefónicas dimensionadas para la cantidad de vínculos que surjan de esta norma, previendo en cada una de ellas un tablero de cruzadas, en cuyo lado externo se fija la frontera entre sus responsabilidades y las de los Agentes con respecto al servicio S2.

Cada agente será responsable de la instalación, operación y mantenimiento a su costo y cargo de los equipos de comunicaciones requeridos para cada uno de sus vínculos hasta las fronteras de responsabilidad definidas precedentemente.

El OED y los CCA serán responsables de la disponibilidad, operación y mantenimiento a su costo y cargo de las instalaciones propias. Adicionalmente el OED y los CCA ofrecerán un espacio físico, dentro de las posibilidades que brinden sus instalaciones, para que los Agentes puedan instalar sus equipos de comunicaciones y suministrarán la energía primaria (no asegurada) para el funcionamiento de los mismos. Los cargos por dichas prestaciones estarán a cargo de los Agentes responsables de los vínculos.

El OED se equipará con el instrumental necesario para la supervisión y la auditoría de los sistemas de comunicaciones emergentes de la presente normativa.

Los Agentes que se incorporen en el futuro, se deberán hacer cargo de las ampliaciones de instalaciones que sean necesarias.

Las responsabilidades aquí establecidas son las únicas válidas para la aplicación de las sanciones establecidas en la Norma del SOTR y la presente.

Los Grandes Usuarios Mayores, estarán exentos de responsabilidad con respecto al servicio S1 mientras no tengan o adquieran modalidades operativas que influyan en la Operación en Tiempo Real del SADI, pero deberán cumplir con el servicio S2, disponiendo como mínimo de un vínculo seguro con la red del servicio público telefónico.

3.4.2. RESPONSABILIDAD CON RESPECTO AL SERVICIO S3 (SMEC)

Para el servicio S3, Transmisión de datos del SMEC, la responsabilidad de los TRANSPORTISTAS abarcará los requerimientos previstos en la norma del SMEC contenida en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS y los incorporados por la presente, en lo que respecta a los vínculos del Centro Recolector (CR) con el OED, con los nodos propios y con los de otros Agentes.

Los Agentes que según dicha norma sean responsables de la instrumentación de las mediciones,serán responsables de disponer de los vínculos de comunicaciones requeridos para acceder a los registradores de los nodos MEM propios, hasta la frontera con el Transportista operador del CR asignado. La operación y el mantenimiento de dichos vínculos desde sus respectivos nodos hasta tales fronteras serán a su cargo y costo. Desde la frontera hasta el CR la instrumentación de los vínculos será responsabilidad del Transportista. La operación y el mantenimiento desde la frontera hasta el CR serán a cargo y costo del Transportista. No obstante la responsabilidad por el buen funcionamiento de los vínculos compartidos desde los nodos hasta el CR será mancomunada entre los Agentes involucrados.

En el caso en que un vínculo con el CR sea compartido entre nodos pertenecientes a distintos Agentes, los costos de instalación, operación y mantenimiento serán compartidos. La responsabilidad por el buen funcionamiento de tal vínculo será mancomunada.

3.5. PENALIZACIONES

3.5.1. S1 - TRANSMISIÓN DE DATOS DEL SOTR

El incumplimiento de la disponibilidad de los vínculos para los enlaces de datos del SOTR, redundará en el incumplimiento de la disponibilidad de los datos. Dicho incumplimiento será penalizado de acuerdo a lo establecido en la norma del SOTR.

3.5.2. S2 - COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVA

El tiempo de indisponibilidad de un vínculo se computará a partir del momento en que ésta se detecte y hasta que se verifique su restablecimiento a pedido del agente responsable del mismo.

Cuando el OED y/o los CCA detectaran el incumplimiento de la disponibilidad o de la calidad de los vínculos exigidas por la presente norma informarán al ENRE del incumplimiento para la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder.

3.5.3. S3 - TRANSMISIÓN DE DATOS PARA EL SMEC

Los Agentes responsables del incumplimiento de la disponibilidad de los vínculos para los enlaces de datos del SMEC, deberán asumir a su cargo y costo la recolección y el envío al OED de los datos que no llegan al CR por la falla del vínculo. Todo incumplimiento respecto a lo dispuesto será informado al ENRE para la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder.

SUBANEXO A - ESPECIFICACIÓN PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE TRANSMISIÓN DE DATOS

1. CAMPO DE APLICACIÓN

Los ENLACES DE DATOS CON el OED responderán a estas especificaciones.

Los ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS podrán utilizar otro procedimiento, sólo si así lo convienen las partes involucradas.

2. TIPOS DE ENLACES

Se definen tres tipos de enlaces de datos con el OED.

TIPO	USO	Procedimientos bajo nivel	Procedimientos alto nivel
0	Enlaces actuales	MSV-2	DNC
1	Enlaces futuros	X.25	ELCOM 90
2	Enlaces futuros	X.25	Procedimiento simplificado

2.1. Enlaces actuales

Los enlaces tipo 0 son los únicos en servicio actualmente. Los CCE con los que están instrumentados son los siguientes:

- TRANSENER (Norte y Sur)
- SACME
- CTM Salto Grande

Los Agentes deberán sustituirlos por enlaces tipo 1 ó 2, según corresponda, antes del 31 de diciembre de 1998.

2.2. Enlaces futuros

Tipo 1

Los enlaces de tipo 1 se aplican a los vínculos que corresponden a los siguientes CCE:

- Centros de Control de TRANSENER
- Centros de Control de Area (CCA).
- Otros Centros de Control que quieran instrumentar enlaces tipo 1.

Tipo 2

Los enlaces tipo 2 se conciben como un subconjunto de los de tipo 1, y se aplicarán en los siguientes casos:

- Centros de Control de Generación
- Centros de Control de redes de Transporte o Distribución que no asuman el papel de Centros de Control de Área.

3. PROCEDIMIENTO TIPO 0

Las especificaciones de los enlaces tipo 0 no se incluyen en esta norma por cuanto ese procedimiento no se empleará en los futuros enlaces con el OED.

No obstante, el OED las pondrá a disposición de aquellos Agentes que deseen evaluarlas o utilizarlas para otros enlaces.

4. PROCEDIMIENTO TIPO 1

4.1. Procedimiento adoptado

Se adopta para los enlaces de tipo 1 el procedimiento ELCOM-90.

En los enlaces con el OED no se utilizará la facilidad de control (comandos y señales para regulación) que proporciona ese procedimiento.

4.2. Naturaleza del ELCOM

ELCOM es un procedimiento concebido para satisfacer las necesidades de intercambio de información entre diversos centros de control de sistemas eléctricos o, dentro de una misma empresa, entre el centro de

control y otros sistemas de procesamiento. Se originó en el Instituto de Investigaciones Eléctricas de Noruega (EFI), quien lideró un proyecto en el que participaron también importantes proveedores de sistemas de control. El procedimiento ELCOM lleva varios años de uso en los países del norte de Europa en la comunicación entre los Centros de Control de sus empresas de electricidad y entre países. Al presente, ya sea en su primera versión, ELCOM-83, como en la segunda versión ampliada, ELCOM-90, se encuentra en operación o en vías de instalación en 18 países. Por tal motivo puede considerarse como un "estándar de facto".

De acuerdo con la estrategia del Comité Técnico Nro. 57 del IEC (International Electrotechnical Commission), presentada en la Norma IEC 870-6-1, ELCOM-90 se tomará como base para el primer Elemento de Servicio para Aplicaciones de Telecontrol (TASE.1 - Telecontrol Application Service Element) a convertir en norma internacional. Actualmente se encuentra en proceso de votación, estando planeada la distribución de un borrador de norma internacional para fines de 1994.

Las especificaciones del procedimiento ELCOM-90 se pueden utilizar libremente sin involucrar ningún tipo de costo en carácter de licencias o derechos de autoría.

4.3. Documentación técnica del procedimiento

La siguiente es la lista de documentación, producida por el EFI, que define el procedimiento.

EFI TR 3701.01 ELCOM-90	Application Programming Interface Specification
EFI TR 3702.01 ELCOM-90	Application Service Element. Service Definition
EFI TR 3703.01 ELCOM-90	Application Service Element. Protocol Specification
EFI TR 3704.01 ELCOM-90	Presentation Programming Interface Specification
EFI TR 3705.01 ELCOM-90	Presentation Service Definition
EFI TR 3706.01 ELCOM-90	Presentation Protocol Specification
EFI TR 3825.01 ELCOM-90	User Element Conventios

De estos documentos técnicos, los referidos a protocolos, así como las convenciones que definen formatos de datos, deben cumplirse estrictamente, ya que involucran los dos centros de control de un enlace. En cambio, las definiciones de servicios y las especificaciones de interfaces, que establecen reglas para el flujo de información entre las capas de modelo OSI en un extremo de un enlace, se consideran de alcance local, por lo que tienen el carácter de recomendaciones.

El conjunto de esta documentación constituye una especificación completa para basar en ella el desarrollo de programas que soporten el procedimiento ELCOM-90

La documentación indicada, se pueden solicitar al EFI, a un costo que comprende sólo gastos de impresión, administrativos y de envío.

EFI

Norwegian Electric Power Research Institute

N-7034 Trondheim, Norway

FAX 47-73 597250

Tel. 47-73 597200

5. PROCEDIMIENTO TIPO 2

5.1. Naturaleza del procedimiento tipo 2

El procedimiento tipo 2 se concibe como un subconjunto del procedimiento tipo 1. Para su definición se describen las diferencias entre el procedimiento tipo 1 y el procedimiento tipo 2. Teniendo en cuenta tales diferencias, es de aplicación la documentación técnica referida en el punto anterior.

5.2. Facilidades

La siguiente tabla resume las facilidades que provee cada tipo de procedimiento.

FACILIDAD	DESCRIPCIÓN	Tipo 1	Tipo 2
Conexión	Inicio de un enlace	si	si
Desconexión	Fin de un enlace	si	si
Administración de Grupos	Crear, modificar, eliminar grupos de datos en línea	si	no
Transferencia de datos	Transferencia a pedido	si	no
	Transferencia espontánea	si	si
	Comandos y Regulación	no	no
Test	Probar el enlace	si	no

5.3. Grupos de datos

Los datos se transmiten como objetos pertenecientes a un "grupo". Tales grupos tienen las siguientes características:

- Un grupo contiene datos de un mismo tipo.
- Un grupo se identifica por un número y el tipo de datos que lo integra.
- A cada grupo se asigna una prioridad de transmisión.
- Un mismo dato puede pertenecer a más de un grupo.
- Cada dato se identifica dentro de un grupo por medio de un índice.

En los enlaces tipo 1 se cuenta con la facilidad de administración de grupos, la que permite su creación, modificación o eliminación en forma dinámica durante la comunicación. Las partes acuerdan previamente el conjunto total de datos que cada una pone a disposición de la otra. Los grupos serán subconjuntos de esos datos.

En los enlaces tipo 2, si bien el concepto de grupos es el mismo, no se cuenta con esa facilidad. La constitución de los grupos y sus características es fija, acordándose entre las partes para cada enlace.

5.4. Tipos de datos

El procedimiento ELCOM-90 tiene capacidad para definir hasta 256 tipos de datos. Cada tipo de dato se identifica con un número, habiéndose reservado los números menores a 100 para tipos predefinidos e incorporados a la norma ELCOM y los restantes para tipos de datos convenidos entre usuarios.

Los tipos de datos predefinidos aplicables a los enlaces con el OED son los indicados en la siguiente tabla.

Tipo Nro.	Nombre	Uso típico	Formato
1	Mediciones	Potencias, tensión, etc	Real, 32 bits
2	Estados	Posición de interruptores y seccionadores	Binario, 2 bits
3	Valores discretos	Posición conmut. de transf.	Entero, 16 bits
8	Textos	Mensajes cortos	Secuencia de caracteres ASCII

Cada dato se acompañan con un código de calidad, que informa sobre su validez y forma en que se originó. En el punto 7 se describe la estructura de cada uno de estos tipos de datos.

5.5. Identificación de los datos

Los datos se identifican por el grupo al que pertenecen y un índice que indica su ubicación dentro del grupo. Tal ubicación no cambia una vez definido el grupo. Este índice es irrelevante en el caso de los mensajes de texto.

5.6. Modalidades de transmisión

Los datos se pueden transmitir con distinta modalidad, según se haya definido el grupo al que pertenecen. Para los enlaces de tipo 2 se utilizarán sólo algunas de estas modalidades, sin embargo, cualquiera de las otras se pueden implementar por acuerdos particulares entre las partes.

5.6.1. Transmisión a pedido

Un Centro de Control transmite sólo los datos que le solicita el otro Centro de Control. Para cada envío de datos debe existir el correspondiente pedido.

No implementado en los enlaces tipo 2.

5.6.2. Transmisión espontánea

Cuando un Centro de Control recibe un mensaje pidiendo el inicio de la transmisión espontánea de los datos pertenecientes a un grupo, comienza su transmisión por iniciativa propia, según la modalidad definida para ese grupo. Esta transmisión cesa cuando se recibe el correspondiente mensaje de finalización.

Las modalidades de transmisión son las siguientes:

Por cambio de valor

- Cada dato se transmite inmediatamente cuando experimenta un cambio de valor.
- Esta modalidad se adopta para los estados y para las alarmas y se hace extensiva a los mensajes de texto, que se transmiten cuando son generados por un operador.
- También se podrá adoptar esta modalidad para transmitir mediciones.
- En la primera transmisión después de recibir un mensaje de inicio de la transmisión espontánea, se deben transmitir todos los datos que tengan asignada la modalidad de transmisión por cambio de valor.

Por cambio de valor con almacenamiento intermedio

Los datos cuyo valor cambia, se almacenan en un buffer. Cuando éste buffer se llena, o expira un tiempo predeterminado contado a a partir de la transmisión anterior, se transmiten los datos almacenados en el buffer.

No implementado en los enlaces tipo 2.

Cíclica

Los datos se transmiten a intervalos regulares, hayan o no cambiado su valor.

A cada grupo de datos se asigna un ciclo de transmisión. En los enlaces tipo 1 esta asignación es dinámica, en tanto que en los enlaces tipo 2 se acuerda previamente junto con la constitución de los grupos de datos. Esta modalidad se adopta para las mediciones.

En la transmisión espontánea se distinguen dos formas de construir los mensajes de datos:

Mensaje de datos uniforme.

El mensaje sólo puede contener datos de un mismo grupo y de número de índice sucesivos. En el encabezamiento se indica el número de grupo y los índices correspondientes al primero y último dato transmitidos

Mensaje de datos mixto

SCADA / EMS Protocolo A	Aplicación	**SCADA / EMS Protocolo A**
Protocolo P	Presentación	Protocolo P
-	Sesión	
-	Transporte	TCP o ISO nivel 4
X.25	Red / Enlace / Física	X.25/IP
Estructura básica		Variante con capa de transporte

Se mezclan en el mensaje datos de distintos grupos, exceptuando los de tipo texto. En el campo de datos del mensaje se utiliza una estructura particular para identificar los datos.

5.7. Prioridades

Cuando se produce la concurrencia de datos de dos o más grupos para ser transmitidos, el procedimiento ELCOM determina el órden de transmisión de acuerdo a un número de prioridad asignado a cada grupo.

Los enlaces tipo 2 no soportan prioridades.

5.8. Capas cubiertas por los procedimientos

Ambos procedimientos cubren las dos capas superiores del modelo OSI (Aplicación y Presentación).

La capa de presentación es igual en ambos tipos.

Las diferencias están en la capa de aplicación, dónde efectivamente los enlaces tipo 2 se definen como un subcunjunto o simplificación de los enlaces tipo 1.

La capa de presentación se instrumenta para proporcionar una vinculación ordenada del procedimiento de alto nivel con los niveles bajos.

El ELCOM-90 admite tres variantes para el nivel bajo:

X.25

TCP/IP

ISO nivel 4/X.25

De ellas se adopta la primera, dejando para futuros acuerdo de partes, el empleo de las otras dos.

6. SERVICIOS REQUERIDOS DE LAS CAPAS INFERIORES

(Enlaces tipo 1 y tipo 2)

6.1. X.25

Se recomienda contar con los siguientes servicios de la capa de red.

Nombre simbólico	Nombre del servicio	Tipo de servicio
N-CONECTAR	Establecimiento de la conexión	Confirmado
N-DESC	Desconexión y Aborto iniciado por el proveedor de servicios.	No confirmado / Iniciado por el prov.
N-DATOS	Transferencia de datos	No confirmado
N-RESET	Reset de la conexión	Confirmado
N-INIC-ESPERA (N-START-LISTEN)	Iniciar la espera una indicación N-CONECTAR	Local
N-FIN-ESPERA (N-STOP-LISTEN)	Dejar de esperar una indicación N-CONECTAR	Local

No se soporta el empleo de circuitos virtuales permanentes.

6.2. TCP/IP

Se recomienda contar con los siguientes servicios de la capa de transporte.

Nombre simbólico	Nombre del servicio	Tipo de servicio
T-CONECTAR	Establecimiento de la conexión	Confirmado
T-DESC	Desconexión y Aborto iniciado por el proveedor de servicios	No confirmado / Iniciado por el prov.

T-DATO	Transferencia de datos	No confirmado
T-INIC-ESPERA (T-START-LISTEN)	Iniciar la espera una indicación T-CONECTAR	Local
T-FIN-ESPERA (T-STOP-LISTEN)	Dejar de esperar una indicación T-CONECTAR	Local

Se hace la salvedad que el empleo de TCP/IP queda librado a futuros acuerdos de partes.

7. FORMATO DE LOS DATOS

(Enlaces tipo 1 y tipo 2)

7.1. Generalidades.

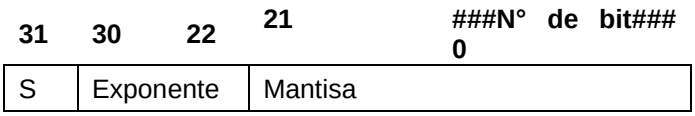
La unidad mínima de información transmisible es un octeto (un byte)

En las representaciones gráficas, siempre los bit menos significativos van a la derecha.

Los bits no utilizados o definidos se colocan en cero.

7.2. Mediciones

Real, 32 bits punto flotante.



Nro. de bit	Significado
31	Signo del número. 0 = positivo; 1 = negativo
30-22	Exponente con signo. (Desplazado 8 bits). Su valor es el número binario menos 100h
21-0	Mantisa normalizada al mayor valor menor que 1. No se incluye el bit más significativo.

Observaciones:

El valor de la mantisa, salvo que sea 0, resulta siempre un valor mayor o igual a 0,5 y menor que 1. En tal caso, el bit más significativo es siempre 1, por lo cual no hace falta incluirlo.

El número cero se representa mediante los 32 bits en cero. El rango cubierto por ésta codificación es aproximadamente: -1076 a 1076

7.3. Estados de elementos de maniobra

Este formato se aplica a los interruptores y seccionadores. Se emplea un byte. indicando la posición mediante los dos bits menos significativos.

0	0	0	0	0	0	b1	b2

Los bits b7-b2 se utilizan para calificar la información, como se indica en el punto 7.6.

El significado de los bits de información es el siguiente:

b1	b0	Estado
0	0	no permitido
0	1	Desconectado

1	0	Conectado
1	1	no permitido

7.4. Alarmas

Se emplea un byte, indicando el estado de la alarma mediante el bit menos significativo.

0	0	0	0	0	0	0	b0

Los bits b7-b2 se utilizan para calificar la información, como se indica en el punto 7.6.

Para las alarmas estáticas el significado es el siguiente:

0 = estado normal

1 = estado anormal

Para las alarmas dinámicas el bit b0 se coloca en uno para indicar que ha actuado la protección que representa.

7.5. Fechado de estados y alarmas

Los estados y alarmas estáticas se transmiten cuando cambian. Las alarmas dinámicas se transmiten cuando se producen.

Ambos tipos de información se transmitirán acompañados de la hora del suceso con la exactitud especificada por la reglamentación del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR). Esta reglamentación concede un plazo para el cumplimiento de este requisito. Entre tanto, los Centros de Control transmitirán esta información con la hora con que ellos la procesan.

7.6. Calificadores

Todos los valores transmitidos, excepto los de tipo texto, se acompañan de información que indica la calidad y el origen del valor.

b7	**b6**	**b2**	**b1**	**b0**
C	Origen		0	0

C: indicador de calidad (válido/inválido).

b1 y b0 no se utilizan como calificadores (son 0).

En la siguiente tabla se describe el formato del byte de calificadores.

Bits	**Nombre**	**Significado**
X 00000 00	Medido	El dato proviene del sistema de adquisición de datos. Es la situación más común.
X 00001 00	Manual	El dato fue ingresado por un operador.
X 00010 00	Estimado	El dato es resultado de un estimador de estado
X 00011 00	Calculado	El dato ha sido calculado a partir de mediciones, valores manuales, estimados y/o calculados.
X 00100 00	No actualizado	El dato no está actualizado. Se transmite el último valor actualizado.
1 XXXXX 00	Inválido	El dato debe desecharse.
0 XXXXX 00	Válido	El dato es correcto. Puede ser medido, manual, estimado o calculado.

Calificadores para estados

A cada byte de estado o alarma se aplica la operación lógica "OR" con el octeto de calificadores. El resultado de esta operación es lo que se transmite.

Calificadores

----V----

Información de estado

Calificadores para mediciones

Precediendo los 4 bytes de cada medición se transmite el byte de calificadores.

ANEXO 25: PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS PARA EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN

1. NOCIONES GENERALES

La operación del Sistema Eléctrico Argentino, cuya coordinación estará a cargo de CAMMESA, se realizará a través de los siguientes Centros de Control de Operaciones:

a) CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO (COC), el que estará a cargo de CAMMESA;

b) CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (COT), el que estará a cargo de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER SA).

c) CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (COTDT);

d) CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS DISTRIBUIDORES (COD) y

e) CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS GENERADORES (COG).

Cada distribuidor deberá identificar aquellos equipamientos de su sistema que tengan asignadas, técnicamente, funciones de transporte, los que estarán sujetos a los mismos derechos y obligaciones que cualquier otro equipamiento del sistema de transporte, en lo que a los aspectos operativos se refiere. De no haber acuerdo con tal identificación la SECRETARIA DE ENERGÍA los definirá de acuerdo a los criterios de determinación aplicables a los equipamientos del sistema de transporte.

En situaciones especiales definidas en la presente norma, o en aquellas en que no es posible la comunicación con CAMMESA, el Centro de Control del Área correspondiente asumirá la coordinación de la operación hasta que se logre transferir tal coordinación a CAMMESA, entendiéndose en tales casos que tal coordinación se asume por expresa instrucción de CAMMESA.

2. FUNCIONES DE LOS CENTROS DE OPERACIONES

2.1. CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO.

El CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO (COC) es la Máxima Jerarquía Operativa en cualquier estado del sistema. Sus funciones son:

a) Controlar que se cumpla el programa de cargas y vigilar que su aplicación, en tiempo real, no viole las restricciones operativas (hidráulicas, eléctricas, de combustible).

b) Realizar un redespacho cuando por cualquier circunstancia no se pueda cumplir el programa previsto.

c) Suministrar el programa de cargas diariamente a cada generador, y supervisar el programa de maniobras de las transportistas para cumplir con dicho programa de cargas.

d) Informar el orden de prioridad de las unidades generadoras para subir y/o bajar generación en emergencia, que eventualmente requieran los centros de operación de los transportistas.

e) Coordinar la operación de todo el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), especialmente en aquellas maniobras que involucran diferentes centros de operaciones.

f) Controlar la regulación de frecuencia del SADI.

g) Ordenar y/o autorizar la conexión o desconexión de un generador al sistema.

h) Autorizar toda maniobra, ensayo o energización que se realice en el SADI.

i) Coordinar la sincronización de sistemas a posteriori de un colapso total o parcial.

j) Adoptar medidas extremas tales como cortes de carga y/o desconexión de generación en salvaguarda del sistema.

k) Otorgar autonomía en emergencia a Centros de Operación jerárquicamente dependientes cuando las circunstancias lo justifiquen.

l) Validar y/o corregir los estudios que definan límites de operación, restricciones operativas, y criterios operativos presentados por cualquier otro Centro de Operaciones.

m) Coordinar investigaciones conjuntas de contingencias que involucren a más de un Centro de Operaciones.

n) Elaborar informes oficiales de las contingencias que se producen en el SADI, consensuando con los informes recepcionados de los respectivos Centros de Operaciones.

o) Supervisar y validar los ajustes propuestos para las protecciones y sistemas de control que involucren a más de un agente del MEM, y/o a transportistas con un agente.

p) Ordenar en forma directa a cada Centro de Operaciones las maniobras o consignas de operación a respetar.

2.2. CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE.

Se entiende por CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (COTDT) a aquél que correspondiere a:

- un Transportista por Distribución Troncal.
- un Distribuidor que preste la FTT a otros agentes del MEM, en cuanto a aquel sector de su red afectado, total o parcialmente a dicha prestación.

El CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (COT), y los CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (COTDT) recibirán instrucciones del COC y, en condiciones normales, deberán realizar las maniobras necesarias sobre sus propios sistemas para cumplir con el Programa de Cargas dado por CAMMESA. Asimismo, los COT y los COTDT deberán cumplir las siguientes funciones:

a) Coordinar, supervisar, controlar, ordenar o autorizar maniobras de sus propias instalaciones;

b) Realizar la supervisión y control del estado de su propio sistema para verificar que las potencias, tensiones, intercambios, etc. se ubiquen dentro de sus límites admisibles y cumplan con las condiciones estipuladas en los respectivos convenios de conexión.

c) Informar al COC del estado de su red en condiciones normales, a fin de que se lo considere en eventuales redespachos.

d) Informar rápidamente al COC de las fallas y/o salidas de servicio forzadas de su equipamiento.

e) Solicitar a los COG las condiciones de suministro de potencia reactiva necesaria para el Control de Tensión, de acuerdo a las pautas establecidas por el COC.

f) Requerir a CAMMESA o sus Usuarios información del sistema y previsión de evolución en Tiempo Real.

g) Maniobrar el equipamiento de conexión de un usuario, ante pedido de éste, por emergencia propia del usuario, en las condiciones que se pactaran en el respectivo convenio de conexión.

h) Coordinar el Mantenimiento Programado de su equipamiento con el COC.

i) Notificar a los Centros de Operaciones que corresponda sobre maniobras que afecten los sistemas por ellos operados.

j) Notificar, fehacientemente y en forma previa, a sus usuarios de toda maniobra que tenga efectos no deseados sobre sus sistemas.

k) Coordinar y supervisar los ensayos de equipamiento propio y de los usuarios, en particular lo referente a condiciones de seguridad para el resto de la red.

l) Elaborar informes de contingencias en su sistema de acuerdo a las normas que se establezcan de contenido mínimo y tiempos de presentación.

m) Elaborar y presentar al COC los estudios que avalen sus restricciones operativas, sus límites de operación, y criterios operativos generales de su propio sistema.

n) Analizar las posibles configuraciones de red anormales o de emergencia para planificación de la operación en esas condiciones y presentar sus resultados al COC para su validación.

o) Asumir las funciones delegadas por el COC en condiciones anormales y/o de emergencia.

2.3. CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE GENERADORES.

Es el lugar físico desde el cual se coordina la operación de una o más unidades de generación. Este lugar deberá ser declarado por cada generador ante CAMMESA, indicando todos los medios de comunicación disponibles para acceder a él.

Los CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE GENERADORES (COG) tienen las siguientes funciones:

a) Cumplir con su despacho de generación horario.

b) Supervisar sus valores de tensiones, potencia reactiva y cargas en barras.

c) Cumplir con las consignas operativas de CAMMESA.

d) Maniobrar su propio equipamiento según las instrucciones que recibe del COT y/o del COTDT.

e) Maniobrar durante emergencias de acuerdo a procedimientos previstos con autorización u orden del COT y/o del COTDT.

f) Maniobrar durante el restablecimiento del sistema según lo indicado por el COT y/o el COTDT.

g) nformar al COC y al COT-COTDT de valores de variables fuera de límites, alarmas, desenganches, estado de instalaciones etc.

h) Informar al COC y al COT/COTDT toda situación imprevista en sus instalaciones de generación.

i) Establecer indisponibilidades de elementos propios.

j) Elaborar y comunicar al COC y al COT y/o al COTDT los planes tentativos de mantenimiento programado.

k) Solicitar al COT y/o al COTDT la conexión o desconexión de sus instalaciones al Sistema de Transporte.

2.4. CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE DISTRIBUIDORES.

Los CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE DISTRIBUIDORES (COD) debe cumplir con las siguientes funciones:

a) Supervisar las tensiones, potencia reactiva y potencia activa en las barras de conexión, conforme se estipula en los respectivos convenios de conexión.

b) Cumplir las consignas operativas de CAMMESA..

c) Maniobrar su equipamiento de conexión según las instrucciones que recibe del COT y/o del COTDT cuando tal equipamiento pueda afectar al sistema de transporte.

d) Maniobrar durante emergencias de acuerdo a los procedimientos previstos con autorización u orden del COT y/o del COTDT.

e) Maniobrar durante el restablecimiento del sistema según lo indicado por el COT y/o por el COTDT.

f) Informar al COT y/o al COTDT los valores de variables fuera de límites, desenganches, estado de instalaciones que afectan el comportamiento del sistema, etc.

g) Elaborar y presentar al COC los criterios operativos generales de su propio sistema, las restricciones operativas y los límites de operación requeridos para la fijación de las componentes “Firme” y “No Firme” en los términos de los Anexos 27 y 28, incluyendo los estudios que los avalen.

h) Elaborar y comunicar al COC y al COT y al COTDT los planes tentativos de mantenimiento programado de equipamiento que afectaren al sistema de transporte.

i) Solicitar al COT y/o al COTDT la conexión o desconexión de sus instalaciones al Sistema de Transporte.

Todas las enumeraciones precedentes no tienen carácter taxativo y CAMMESA podrá determinar funciones adicionales a las previstas.

3. ESTADO DE LA OPERACIÓN

Para determinar las obligaciones de los Centros de Control de Operaciones deberá tenerse en cuenta el estado de operación, de acuerdo a la siguiente clasificación:

a) Condiciones Normales,

b) Condiciones Particulares Programadas,

c) Condiciones Anormales y

d) Condiciones de Emergencia.

3.1. OPERACION EN CONDICIONES NORMALES.

Se considera operación en condiciones normales a toda acción que se ejecuta diariamente sobre el sistema de generación y transporte para mantener su tensión, frecuencia y carga dentro de valores preestablecidos. Las acciones a tomar a tal efecto son las siguientes:

a) **CONTROL DE TENSIONES:** El Centro de Operaciones del Transportista (COT, COTDT) fijará al COG la tensión a mantener en barras de alta tensión (132, 220, 330 o 500 kV según corresponda), de acuerdo a los criterios aprobados por el COC para ese estado. El COG cumplirá la consigna y en caso de existir limitaciones para cumplir (por ejemplo violación de la Curva de Capabilidad), debe comunicarla al COT/ COTDT. De existir diferencias en la aplicación definirá el COC.

b) **CONTROL DE POTENCIA REACTIVA:** El COT/ COTDT podrá solicitar variaciones en la potencia reactiva absorbida o entregada a su red por un generador o un distribuidor al COG o COD respectivo, según los criterios aprobados por el COC.

c) **VARIACIÓN DE CARGA ACTIVA EN GENERADORES:** la variación de carga se hará de acuerdo al despacho económico horario de CAMMESA que conocerán tanto el COT-COTDT como el COG. Cuando un sistema funcione aislado del Sistema Interconectado el COT/ COTDT podrá solicitar la modificación de la carga activa para controlar la frecuencia.

d) **CONTROL DE FRECUENCIA:** El COC coordinará el control de la frecuencia, excepto que opere en red aislada, donde la asumirá el COT o COTDT correspondiente. En ambos casos será delegada en un COG, para la operación en tiempo real.

3.2. OPERACIÓN EN CONDICIONES PARTICULARES PROGRAMADAS

Se considera operación en condiciones particulares programadas a las siguientes acciones relacionadas con el mantenimiento de equipos, modificación de instalaciones, entrega y recepción de equipamiento que afecten al Sistema de Transporte:

a) **PEDIDO, ENTREGA Y RECEPCIÓN DE INSTALACIONES:** Se deben gestionar ante el COC, con participación de los COT/ COTDT involucrados y de acuerdo a la Orden de Servicio especifica. El COT-COTDT entregará las instalaciones para trabajos acorde al pedido solicitado y cada Centro de Operaciones involucrado tomará las medidas de seguridad que sean necesarias y que figuren en la Orden de Servicio correspondiente.

b) **CONTROL DE OPERACIONES PROGRAMADAS RIESGOSAS:** Toda maniobra en las instalaciones de un Distribuidor o Generador que pueda ser considerada riesgosa para el Sistema debe ser comunicada previamente al COT-COTDT correspondiente.

3.3. OPERACIÓN EN CONDICIONES ANORMALES

Se considera que una operación se efectúa en condiciones anormales cuando se produce un evento que interrumpe el servicio de suministro de energía, o bien éste continúa con sus variables fuera de los límites fijados, así como también cuando se deja en forma urgente fuera de servicio instalaciones y/ o equipos para trabajos de revisión, mantenimiento o reparación no programados.

En estas condiciones el Centro de Operación de la Empresa en condiciones anormales deberá informar a los Centros de Operaciones COC y COT/COTDT de las siguientes dificultades:

a) Valores Anormales de tensión, frecuencia o carga.

b) Aplicación de restricciones.

c) Señalización de alarmas, protecciones etc.

d) Presencia de humo, ruidos o descargas.

3.4. OPERACIÓN EN EMERGENCIA.

Se considera operación en emergencia a las operaciones que deben ser efectuadas por los Operadores en condiciones extraordinarias como consecuencia de contingencias severas que produzcan o puedan producir el colapso parcial o total del sistema eléctrico. Se pueden clasificar en emergencia:

a) Energética.

b) del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

c) de un Sistema de Transporte por Distribución Troncal.

d) de un Distribuidor

e) de un Generador.

f) por Colapso del Sistema.

4. JERARQUÍAS OPERATIVAS

A fin de establecer las jerarquías operativas entre distintos Centros de Operaciones deberá tenerse en cuenta el estado de operación del sistema para coordinar las maniobras.

A estos efectos la jerarquía del COTDT correspondiente a un Distribuidor Troncal precederá a la correspondiente al COD de un Distribuidor que presta la Función Técnica de Transporte (FTT).

4.1. ESTADO NORMAL

En estado normal la coordinación de este tipo de operación es de CAMMESA, cuyo Centro de Operaciones (COC) coordinará las maniobras y operaciones con los Centros de Operaciones de TRANSENER (COT), de Distribuidores Troncales (COTDT), de Distribuidores (COD), y de Generadores (COG). Cada Centro realizará sus maniobras con criterio propio de acuerdo a las pautas generales establecidas por el COC.

4.2. ESTADO NORMAL PROGRAMADO

En estado normal programado toda acción relacionada con el mantenimiento y, operación de equipos y medidas de seguridad para la entrega y recepción de instalaciones relacionados con el Sistema de Transporte será instruida, en orden de prelación, por el COC, el COT y/o el COTDT, el COD y el COG.

4.3. ESTADOS ANORMALES

En estados anormales, según quien sea el afectado las instrucciones de maniobra serán impartidas, en orden de prelación por el COC, el COT y/o el COTDT y el COD o por el COC, el COT y/o el COTDT y el COG.

4.4. ESTADOS DE EMERGENCIA

Cuando se den condiciones de emergencia en el sistema, el COC delegará la tarea de coordinación operativa que le corresponde en el COT-COTDT pertinente hasta tanto se logre transferir dicha tarea a CAMMESA. Para ello cada Centro de Operación deberá proponer un plan de operaciones, para cada una de la situaciones previstas, el cual será sometido a consideración de los Usuarios y aprobado por el COC. Solamente el COC tomará decisiones de despacho o redespacho, y los otros centros de control aplicarán las instrucciones que al respecto establezca el COC.

a) **EMERGENCIA ENERGÉTICA:** Se entiende por emergencia energética la existencia de un déficit momentáneo de generación en el SADI, correspondiendo en tales circunstancias impartir instrucciones, en orden de prelación al COC, COG, COT-COTDT, COD.

b) **EMERGENCIA EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN:** En contingencias del Sistema de Transporte en Alta Tensión las instrucciones para el área en emergencia serán impartidas, en orden de prelación, por el COT, COTDT-COG, COD. El resto del SADI mantiene jerarquías de operación normal.

c) **EMERGENCIA EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL:** En las contingencias que se restringen a un área operada por una empresa de Transporte por Distribución Troncal las instrucciones serán impartidas para el sistema en emergencia, en orden de prelación, por el COTDT, COG y el COD.

d) **EMERGENCIA EN UNA UNIDAD GENERADORA:** Ante una falla propia de la unidad generadora el COG tendrá la máxima jerarquía durante tal emergencia.

e) **PERDIDA PARCIAL O TOTAL DEL SISTEMA:** Como caso particular de Condición de Emergencia se encuentra la reposición parcial o total del sistema ante un colapso, en esas condiciones las jerarquías operativas cambian. Para cumplir con el cometido de recuperación del sistema es necesario contar siempre en cada Centro de Operaciones con el ránking de máquinas, (obtenido del despacho económico del sistema y comunicado por el COC), que deben subir o bajar su generación ante emergencias.

e.1) **COLAPSO TOTAL DEL SADI:** Se entiende por tal una eventual pérdida total de generación y carga en todo el SADI. En esas condiciones el nivel determinante será el de COC, y deberá dar en esas condiciones la instrucción al COT de separar el sistema en subsistemas aislados. En cada subsistema (área) aislado cada COT, COTDT o COD deberá coordinar la recuperación de su propia área hasta el nivel de demanda mayor que le sea posible de acuerdo a la generación disponible en el área. Una vez alcanzado ese nivel de equilibrio avisará al COC su posibilidad de interconectarse, y éste determinará la oportunidad de la sincronización que coordinará con dicho COT, COTDT o COD y el COT.

e.2.) **COLAPSO PARCIAL DEL SADI:** Es el caso de pérdida total de generación y carga en una o más áreas vinculadas. Allí el COC delegará la tarea de la reposición en el COT y los COTDT o COD respectivos según corresponda. La obligación del COTDT o COD consistirá en recuperar su sistema sin vincularse al sistema de 500 kV, y la del COT ir recuperando su sistema de 500 kV; una vez cumplidos ambos cometidos, el COC supervisará la sincronización de cada subsistema con el sistema de 500 kV.

e.3.) **REDUCCIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE:** La pérdida de uno o más elementos de transmisión, puede restringir la capacidad de transporte de un dado subsistema. La actuación de automatismos pueden llevar a la desconexión automática de generación y carga instantáneamente. De persistir la falla o los elementos fuera de servicio es necesario redespachar el sistema con las restricciones existentes. En ese caso el COT adecuará su sistema a la nueva situación informando a los COG y COTDT-COD respectivos sus nuevas consignas de operación de acuerdo al orden de prioridad que elabora diariamente el COC. El COC por su parte despachará otras máquinas para cubrir el faltante de generación, dando órdenes a otros COG.

5. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Toda Salida de Servicio programada, por mantenimiento programado o preventivo, de equipamientos de un agente del MEM (Generadores, Transportistas, Distribuidores Troncales, o Distribuidores cumpliendo funciones de Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte(PAFTT)), debe ser aprobada por el COC y solicitada por el Centro de Operaciones que maniobra dicho equipamiento.

La solicitud deberá contener como mínimo los siguientes datos:

a) Equipo que debe salir de servicio

b) Descripción breve de tareas a realizar.

c) Duración estimada de las tareas.

d) Información complementaria que estime necesaria.

Las solicitudes deben hacerse con antelación a la programación estacional para todos los agentes del MEM, incluyendo una programación tentativa para los siguientes TREINTA (30) meses.

El COC recogerá las solicitudes y realizará la coordinación con los agentes, para establecer un programa óptimo de todo el sistema, el cual se incluirá en la programación estacional.

Cuando resulte necesario operativamente se pueden solicitar semanalmente cambios al mantenimiento programado, que CAMMESA los validará de ser posible y los incorporará a la programación semanal.

En la operación en tiempo real el COC coordinará con el Centro de Operaciones que corresponda la desenergización y posterior energización de los equipos.

El COC establecerá la Orden de Servicio respectiva de aplicación para todos los agentes.

6. ENSAYOS EN EL SISTEMA

Cuando un agente necesite realizar una supervisión y/o ensayo en su equipamiento, y tales tareas pueden tener repercusión sobre equipamientos de otros agentes, debe solicitar a través de su Centro de Operaciones autorización al COC.

La solicitud deberá contener como mínimo los siguientes datos:

a) Equipos a ensayar

b) Necesidad y Motivos del Ensayo

c) Tareas a realizar

d) Características del ensayo. Evaluación de sus implicancias.

e) Fecha y Duración

El COC informará a los agentes que pueden verse afectados, coordinará el acuerdo de éstos para la realización del ensayo, aprobándolo o suspendiendo su ejecución según resultare conveniente en tales circunstancias.

El COC establecerá la Orden de Servicio correspondiente.

7. ENERGIZACIONES DE EQUIPAMIENTO

Las maniobras de energización serán determinadas por el COC (Excepto condición emergencia) e instruirá en tal sentido a cada Centro de Operaciones. El COC establecerá por Orden de Servicio los procedimientos generales de estas maniobras.

Para ello cada Centro de Operaciones deberá proponer un plan de operaciones, para cada una de las situaciones previstas, el cual será sometido a consideración de los Usuarios y aprobado por el COC.

8. REPOSICIÓN DE LÍNEAS

Según sea la gravedad de la emergencia, deberá respetarse lo detallado referente a la jerarquía operativa.

El Centro de Operaciones encargado de las tareas de coordinación, de acuerdo a lo establecido en el Punto 4 "Jerarquías Operativas" de la presente norma, será quien coordine la reposición, y de haber más de una línea a energizar será quién determine la secuencia de entrada en servicio más apropiada.

El COC establecerá un procedimiento a cumplir en general por cada Centro de Operaciones, según el tipo de falla, tipo de línea, etc.

Los COT-COTDT deberán proponer un plan de operaciones, para cada una de las situaciones previstas, el cual será sometido a consideración de los Usuarios y aprobado por el COC.

9. REPOSICIÓN DE CARGAS

La reposición de cargas luego de un corte por condiciones de emergencia será coordinado por el COC.

10. ORDENES DE SERVICIO DE CADA CENTRO DE OPERACIONES

El COC establecerá las Órdenes de Servicio operativas para el SADI. Los agentes y los restantes Centros de Operaciones podrán observarlas y proponer alternativas.

Cada Centro de Operaciones (COT, COTDT, COD y COG) deberá elevar al COC su propuesta de plan de operaciones de su propio sistema, que se encuadren en las atribuciones y obligaciones propias y delegadas por el COC para casos de emergencia.

Los planes de operación que debe elevar cada Centro de Operaciones deben contener, entre otros:

a) Energización de equipamientos.

b) Reposición de líneas y cargas.

c) Emergencias.

d) Restricciones de mantenimiento.

e) Equipamientos requeridos de otros usuarios del sistema.

f) Regulación de tensión y frecuencia.

Los COD de los PAFTT deberán incluir los criterios operativos requeridos para fijar la capacidad de transporte remanente de sus sistemas, los que deberán ser avalados en su presentación, con cálculos que demuestren que responden a evaluaciones de mínimo costo, teniendo en cuenta los valores de ENS que figuran en el Contrato de Concesión del Distribuidor y que sean aplicables a toda su red sin discriminación de ninguna naturaleza.

Hasta tanto no se encuentren aprobados los mismos por el ENRE, el COC deberá adoptar el criterio operativo que responde a la operación de mínimo costo del SADI, incluyendo la valorización de la energía no suministrada en el mismo.

En el caso de UFTT Distribuidores que se encuentren recibiendo la prestación adicional de la FTT NO FIRME, de no haber sido establecidos previamente criterios operativos que tengan en consideración el abastecimiento de su demanda, el criterio a aplicar será el definido por el ENRE. Hasta tanto el citado Ente no establezca tal criterio, la demanda del UFTT Distribuidor será considerada dentro la obligación de abastecimiento de la demanda propia del prestador.

CAMMESA, a través de su COC, dará vista a los agentes involucrados en cada caso por un plazo de QUINCE (15) días corridos para que realicen sus objeciones. De no existir objeciones automáticamente se transformará en Orden de Servicio.

De presentarse objeciones el COC coordinará con los agentes involucrados y el Centro respectivo la elaboración de una propuesta consensuada. De no existir acuerdo al transcurrir TREINTA (30) días corridos de la presentación de la propuesta original, el COC sancionará la que considere propuesta más adecuada.

Estas Ordenes de Servicio regirán hasta tanto por solicitud de un agente cualquiera sean actualizadas.

Transitoriamente hasta la elaboración y/o actualización de las nuevas Órdenes de Servicio, se tomará como referencia las Órdenes de Servicio vigentes en cada Centro de Operaciones.

ANEXO 26: CALCULO DEL PRECIO LOCAL

1. RESTRICCIONES OPERATIVAS Y DE TRANSPORTE

Las restricciones de operación y Transporte pueden ser de dos tipos.

- Restricciones Programadas.
- Restricciones Forzadas.

1.1. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

En primer lugar, se encuentran las limitaciones definidas por las características propias del equipamiento existente, como puede ser la capacidad máxima de transmisión de una línea. Se denominan Restricciones Programadas y se caracterizan por haber sido incluidas y tenidas en cuenta en la programación y despacho del MEM. En ciertas horas y para determinadas condiciones pasan a estar activas, o sea a afectar al despacho.

En general, en la operación diaria las restricciones programadas producen limitaciones en el despacho horario de potencia. Su efecto sobre el despacho de energía ya es tenido en cuenta en la programación a mediano y largo plazo.

La definición de las áreas desvinculadas del Mercado se hará en el despacho detectando cuándo se activa una restricción. Los apartamientos detectados entre el despacho real programado y el despacho ideal sin restricciones indicará cuándo y en qué períodos un área se desvincula del Mercado por activarse una restricción. Para el caso del Transporte, la restricción resultará activa cuando el despacho requiera superar algún límite de transferencia.

1.2. RESTRICCIONES FORZADAS

El otro tipo de restricciones, denominadas Restricciones Forzadas, son limitaciones temporarias provocadas por una emergencia y/o falla que, al producir la indisponibilidad de parte del equipamiento existente, limitan al Sistema más allá de sus restricciones programadas. Provocan un apartamiento respecto a la operación y despacho programado. Se caracterizan, en general, por afectar el despacho continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a las limitaciones programadas.

Las restricciones forzadas pueden a su vez clasificarse de dos tipos según su duración. Las Restricciones Forzadas Transitorias son aquellas fallas menores que requieren un tiempo para su reparación no mayor que 12 horas. En consecuencia, no tienen una permanencia que afecte significativamente los resultados del despacho respecto de lo programado.

Las Restricciones Forzadas Prolongadas, en cambio, tienen una permanencia mayor que 12 horas, pudiendo llegar a varios días.

Las restricciones forzadas pueden producir condiciones en que el óptimo se aparte significativamente de la operación programada sin esta restricción. En particular, de ser restricciones prolongadas pueden tener una permanencia en que, el mantenimiento de una limitación superior a la que fue prevista en la programación, provoque limitaciones al despacho de energía e incluso fuerce vertimiento en centrales hidroeléctricas.

2. MAQUINAS FORZADAS

Los requerimientos operativos de Transporte o de control de tensión propios de un área, pueden forzar una máquina en servicio que no requiere el despacho óptimo sin restricciones, o sea con un costo superior al Precio de Nodo de la energía. Si el área se encuentra dentro de la correspondiente a un Prestador de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica, con exclusión del Sistema de Transporte en Alta Tensión, cuyos cargos por Capacidad de Transporte son abonados por los Distribuidores y Grandes Usuarios, se considerará que el área continúa vinculada al Mercado, o sea sin un precio local debido a la máquina forzada. La máquina forzada no intervendrá en la definición del Precio de Mercado pero será remunerada a su costo operativo. El sobrecosto que produce será evaluado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y deberá ser abonado por los Grandes Usuarios conectados a un Transportistas y por los Distribuidores del área afectada.

3. DEFINICION DEL COSTO DEL AGUA

La programación de la operación a mediano y largo plazo del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) tiene como objetivo operar los embalses hidroeléctricos de forma tal que en la operación el agua, dentro de lo posible, quede reemplazando la demanda cuyo cubrimiento requiere la generación más cara, inclusive la falla. De este modo se minimiza el costo total de operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a mediano y largo plazo.

El valor del agua (VA) representa para el agua embalsada el costo futuro esperado de reemplazo, calculado en el Mercado, y permite definir en cada semana el volumen óptimo a turbinar en cada embalse, o sea la energía óptima a despachar de cada central hidroeléctrica. En condiciones normales, de no estar activas restricciones sobre el despacho, ya sea de tipo hidráulico y de requerimientos aguas abajo como de Transporte y operación, el nivel de un embalse con central hidroeléctrica tenderá al costo medio previsto para el período en estudio. En principio, un embalse cuyo nivel esperado en el período a despachar, o sea nivel inicial más aportes previstos, corresponde a un valor del agua inferior al costo en el Mercado no resulta despachado.

De estar activas restricciones relacionadas al embalse y/o requerimientos aguas abajo, un embalse podrá resultar despachado hasta un nivel cuyo valor del agua es mayor que el costo en el Mercado. Esto significa que está turbinando más agua de la que le requiere el Mercado, y que parte o toda su generación está forzada por restricciones hidráulicas ajenas al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Las restricciones que actúan sobre la operación de una central hidroeléctrica pueden tener el efecto opuesto. Al estar activas, podrá resultar el embalse despachado hasta un nivel superior al óptimo, en que el valor del agua es todavía inferior al costo en el Mercado. En este caso, la central estará entregando menos generación que la correspondiente al despacho óptimo, o sea que no se puede ubicar todo el agua que requiere el Mercado por restricciones ajenas a la central en sí misma, ya sea falta de capacidad de Transporte o restricciones a la erogación máxima admisible aguas abajo.

Para la definición del precio local de la energía en un área desvinculada, se define el costo del agua (CA) de una central hidroeléctrica con capacidad de embalse que se calcula en cada hora de acuerdo a la condición en que se encuentra el embalse y las restricciones que están activas.

3.1. CENTRAL HIDROELECTRICA VINCULADA AL MERCADO

En una condición normal, para una central hidráulica vinculada al Mercado y sin restricciones activas, o sea que no está forzada por restricciones del embalse ni requerimientos aguas abajo, ni está limitada por capacidad de Transporte o restricciones aguas abajo, el costo del agua se define como:

- el precio de nodo de la energía para dicha hora si se trata de un embalse considerado de capacidad semanal;
- el valor del agua si se trata de un embalse considerado de capacidad estacional o mensual.

Si la central hidroeléctrica “c” se encuentra en una hora “h” con generación limitada por restricciones aguas abajo, o sea que no puede entregar toda la energía que le requiere el despacho por restricciones ajenas al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en sí mismo, está reteniendo agua en el embalse que sería más conveniente generar para el despacho económico. Aunque disminuya el precio en el Mercado, la central será despachada con la misma energía en tanto que el precio no resulte inferior al valor del agua (VA). En este caso, se define que la central se encuentra en una condición limitada y el costo del agua está dado:

a) para un embalse considerado de capacidad estacional o mensual, por su valor del agua;

b) para un embalse considerado de capacidad semanal, por el Precio de Mercado hasta el cual sería despachada con la misma energía, trasladado a su nodo a través del Factor de Nodo (FN).

Si el embalse no cuenta con capacidad libre para almacenar el agua o se encuentra con el embalse en un nivel con valor del agua cero, el costo del agua está dado por el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH). Este valor se establece en 2 u$s/MWh. En este caso, la generación se considera forzada por falta de capacidad propia para embalsar el agua, ya sea por estar a cota máxima o porque las restricciones de atenuación de crecidas fuerzan mantener una reserva libre en el embalse. Se define que entonces se encuentra en condición de embalse lleno.

En una hora “h”, se considera que la central se encuentra en una condición forzada si tiene capacidad libre de almacenamiento pero su generación está forzada por encima del óptimo por estar activa alguna restricción. Desde el punto de vista de capacidad propia, cuenta con el embalse necesario para almacenar

el agua que no le requiere el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Sin embargo, la central se ve forzada a erogar el agua (si no la generara, debería verterla) para cumplir los compromisos aguas abajo, por lo que se valorizaría al costo medio de operación y mantenimiento. En esta condición, se define el costo del agua como:

- el promedio entre el precio de nodo de la energía para dicha hora y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, si se trata de un embalse considerado de capacidad semanal;
- el promedio entre el valor del agua y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, si se trata de un embalse considerado de capacidad estacional o mensual.

3.2. CENTRAL HIDROELECTRICA EN AREA DESVINCULADA

En tanto no surjan restricciones que afecten el despacho energético, la operación de los embalses irá respondiendo a los requerimientos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). En consecuencia, salvo restricciones hidráulicas, el nivel en los mismos estará tendiendo hacia el Precio de Mercado vigente. Su costo del agua representará, en consecuencia, su condición frente al Mercado.

En el momento de surgir una restricción que limita la vinculación con el Mercado, la central queda en una área desvinculada dónde la relación entre demanda y oferta puede ser distinta a la del Mercado. Su embalse podrá quedar en consecuencia desajustado, respondiendo su nivel a la señal del Mercado en vez de a los requerimientos locales.

En este caso, se define el costo del agua en cada embalse de acuerdo a la condición en que se encontraba en el momento de la desvinculación, el efecto sobre el embalse de la permanencia de la restricción, y el efecto sobre el despacho de las restricciones aguas abajo.

De contar la central hidroeléctrica “c” en la hora “h” con capacidad libre de embalse y resultar sin restricciones activas de tipo hidráulico, la energía despachada responderá a los requerimientos del área. En este caso, se considerará que el embalse se encuentra en una condición normal y el costo del agua está dado por:

- un Precio de Nodo Representativo (PNRc),. si se trata de un embalse considerado de capacidad semanal;
- el valor del agua si se trata de un embalse considerado de capacidad estacional o mensual.

Si la central hidroeléctrica “c” se encuentra en la hora “h” con generación limitada por requerimientos aguas abajo, o sea que las restricciones de caudal son mayores que la restricción del Transporte, se considerará en una condición limitada y el costo del agua estará dado:

a) para un embalse considerado de capacidad estacional o mensual, por su valor del agua;
b) para un embalse considerado de capacidad semanal, el mínimo entre el precio de nodo representativo y el valor del agua trasladado a su nodo a través del Factor de Nodo (FN).

Si en el momento de la desvinculación el embalse se encuentra en condición de embalse lleno, el costo del agua está dado por el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH).

Para el caso de restricciones forzadas, si debido a la permanencia de la limitación, la menor generación requerida por el despacho a una central hidroeléctrica lleva a que, a pesar de contar con embalse libre para almacenamiento al producirse la desvinculación, dicha capacidad se completa y queda con embalse lleno, se considerará que la restricción es la que forzó llegar a una condición de riesgo de vertimiento. En este caso, el costo del agua se definirá suponiendo una condición forzada, o sea que el agua pasó a está forzada debido a la restricción de Transporte u operación por la emergencia, y se calculará como:

- el promedio entre el precio de nodo representativo (PNR) y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, si se trata de un embalse considerado de capacidad semanal;
- el promedio entre el valor del agua y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, si se trata de un embalse considerado de capacidad estacional o mensual.

Para las centrales con capacidad libre de almacenamiento pero con generación forzada por restricciones aguas abajo, también se considera que se encuentran en una condición intermedia y el costo del agua se calcula con los valores promedios indicados en el párrafo anterior.

4. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

4.1. DEFINICION DEL PRECIO DE NODO REPRESENTATIVO

En caso de restricciones programadas, para el cálculo del costo del agua en áreas desvinculadas se tomará como precio nodal representativo el precio de nodo en la hora anterior a activarse la restricción. O sea que, si un área se desvincula en la hora "h", resulta para una central “c”:

$$PNR_c = PN^{h-1}_c$$

4.2. PRECIO LOCAL

De resultar en la programación y/o en la operación real un área desvinculada del Mercado por resultar activa alguna restricción programada, el cálculo del Precio Local (PL) se calcula con la misma metodología que la definida para el cálculo del Precio de Mercado, que se indica en el punto 3.2.3.1.3. de LOS PROCEDIMIENTOS, con las siguientes diferencias.

- La potencia considerada en reserva se adecuará a los requerimientos de la demanda en el área desvinculada.
- La potencia de las máquinas falla se define en correspondencia con la demanda en el área desvinculada.
- Se incluyen las restricciones hidráulicas.
- Para el cálculo del Costo Marginal Hidráulico se utiliza el Costo del Agua definido en vez del Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional, mensual y semanal.

5. RESTRICCIONES FORZADAS

La aparición de restricciones forzadas, o sea contingencias que pueden generar limitaciones superiores a las programadas con una permanencia hasta la reparación de la falla, tendrá un efecto sobre el despacho programado. En consecuencia, el cálculo de precios dentro del área debe tener en cuenta esta condición extraordinaria y el hecho que el despacho refleja un apartamiento respecto a la programación deseada, o sea la correspondiente a una condición de restricciones normales.

Las restricciones forzadas prolongadas pueden generar excedentes hidráulicos y/o dejar máquinas, que hubieran sido requeridas por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de no haber surgido la limitación a la vinculación del área, sin generar durante uno o más días.

5.1. DEFINICION DEL PRECIO DE NODO REPRESENTATIVO

En caso de restricciones forzadas el Precio de Nodo Representativo (PNR) empleado para el cálculo del costo del agua, es una evaluación del precio que tendría la energía producida en ese nodo de no haber existido la restricción forzada. Dentro de cada período horario, se definirá un Precio de Nodo Representativo (PNR) calculado como el precio de nodo promedio previsto sin la falla, tomado de la última programación realizada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sin restricciones forzadas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Para el primer día en que surge la restricción, se tomarán como Precios de Nodo Representativos los precios de nodo horarios previstos (PNPREV) en el despacho realizado para ese mismo día antes de producirse la restricción forzada. O sea que si la falla se produce el día "d1", para todas las horas de ese día posteriores a la hora de falla se utilizará el precio de nodo resultante del último despacho o redespacho diario realizado antes de producirse la falla. Para la hora "h" del día "d1" resulta para la central “c”:

$$PNR^{h,d1}_{c} = PNPREV^{h,d1}_{c}$$

Con la programación semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realiza el despacho previsto de la semana en estudio y de la semana subsiguiente, obteniendo una previsión de los precios medios esperados dentro de cada período horario en cada día de dichas semanas.

Se denominará "z" a la última semana normal, o sea sin ninguna restricción forzada, que programó el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). De la última programación o reprogramación semanal realizada para esa semana, se tomarán los precios medios de nodo previstos. Para una banda horaria "b" (pico, valle o resto) en cada central "c" resulta:

$$PNR^{b,d}_{c} = PNP^{b,d}_{c}$$

O sea que dentro de cada período de los días de las primeras dos semanas con restricciones forzadas en el MEM, el Precio de Nodo Representativo refleja el costo representativo de lo que estaba previsto reemplazar en ese día. Por ejemplo, para las horas del período de pico de un día sábado se utilizará el precio nodal promedio previsto antes de producirse la contingencia para el pico de ese sábado.

Para las semanas subsiguientes (z+2, z+3, etc.) de continuar habiendo restricciones forzadas, se tomarán los Precios de Mercado (PM) medios semanales previstos, como resultado del modelo de simulación de la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para mediano y largo plazo, en la última programación semanal realizada sin restricciones forzadas, o sea en la semana "z". Para definir el Precio de Nodo de cada período horario en cada día de estas semanas, se definirán porcentajes de participación característicos en base a lo registrado en las últimas semanas registradas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sin restricciones forzadas. De ello se obtendrá el factor de participación (FACPER) del Precio de Nodo medio de cada período horario de un tipo de día respecto del Precio de Nodo medio semanal (PNS).

$$FACPER^{b,d,s}_{k} = PNP^{b,d}_{k} / PM^{s}$$

donde PNPp,dk es el precio de nodo medio para la banda horaria "b" de los días tipo "d" registrado en las últimas cuatro semanas sin restricciones forzadas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Se tomará como precios de nodo representativos para cada banda horaria a los resultantes de aplicar los factores calculados a los Precios de Mercado (PM) semanales previstos. Para cada día "d" de una semana "s" (dónde "s" es mayor o igual que "z+2") en cada banda horaria "b" para la central "k" resulta:

$$PNR^{b,d,s}_{k} = PM^{s} \times FACPER^{b,d,s}_{k}$$

De este modo se mantendrá la señal de precios entre distintos tipos de día y, dentro de cada día, entre distintos períodos horarios, en base al costo representativo de lo que estaba previsto reemplazar en la programación a mediano plazo, manteniendo la relación que se venía registrando entre los precios de nodo y el Precio de Mercado.

5.2. PRECIO LOCAL

El despacho del área desvinculada se realiza teniendo en cuenta la restricción forzada y, en consecuencia, las máquinas que resulten despachadas responderán a la condición temporaria que tiene en cuenta los requerimientos del área desvinculada, que pueden no ser coincidentes con los del Mercado. Así, ante la desvinculación del área, puede surgir una situación de faltante en el Mercado, incluso con falla, y excedentes, incluso con vertimientos, en el área desvinculada, o viceversa.

El Precio Local se calcula con el despacho previsto utilizando la misma metodología que la definida para restricciones programadas en el punto 4.2 de este Anexo.

ANEXO 27: REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Citas legales: Actualizada por Res. SE 672/06

1. INTRODUCCIÓN

La FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) es el servicio prestado por un agente no Transportista o por un no agente prestador del servicio público de distribución, identificado como PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT), a un agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante identificado como USUARIO DE LA FUNCION TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (UFTT), que no está conectado directamente al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y requiere en forma firme el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM, o interconectadas con éstas.

Se define como “Tarifa de Peaje por Transporte Firme” (TPTF) al valor máximo aplicable en los casos en que un UFTT, que no está conectado directamente al SADI, requiera en forma firme el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM, o interconectadas con éstas.

Se define como "Transporte Firme" al servicio de transporte prestado por un PAFTT a un UFTT en condiciones donde:

a) La prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT sea igual a la que rige para el abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme.

b) Existe obligación por parte del PAFTT de expandir la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT, con idéntico carácter a la expansión debida a la atención de sus propios usuarios.

Cuando la FTT deba ser prestada total o parcialmente por un agente no Distribuidor o por un no agente que sea prestador del servicio público de distribución bajo concesión, autorización o licencia otorgada por Poderes Concedentes Provinciales o Municipales, las condiciones del servicio detalladas en a) y b) serán reemplazadas por las condiciones equivalentes para con sus propios usuarios finales que debe cumplir el agente Distribuidor que sirve la región donde se encuentran las instalaciones del UFTT.

1.1. ALCANCE.

a) Jurisdicción Nacional

a.1) El Servicio de Transporte prestado mediante el uso de instalaciones que forman parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal continuará rigiéndose exclusivamente por la regulación pertinente contenida en LOS PROCEDIMIENTOS, no siéndole aplicable los contenidos del presente Anexo.

a.2) La FTT prestada mediante el uso de instalaciones de empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065, en cuanto sirva a Grandes Usuarios del MEM ubicados en sus respectivas áreas de Concesión, continuará rigiéndose por los términos de las respectivas concesiones no siéndole aplicable el presente Anexo.

b) Jurisdicción Provincial

b.1) La FTT prestada mediante el uso de instalaciones de i) empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por Poderes Concedentes Provinciales o Municipales ó ii) un agente no Distribuidor o un no agente que cumpla la condición de PAFTT bajo concesión, autorización o licencia otorgada por Poderes Concedentes Provinciales o Municipales, cuyas jurisdicciones en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065, cumplen con las condiciones establecidas en los numerales 3.1. ó 3.2. del numeral 3. “CONDICIONES DE PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE

ENERGIA ELECTRICA" de este Anexo, en cuanto sirva a Grandes Usuarios del MEM ubicados en sus respectivas áreas de Concesión, se regirá por los Marcos Regulatorios Locales, con la conformidad de la SECRETARIA DE ENERGIA.

b.2) En caso que la jurisdicción Provincial o Municipal no cumpla con lo dispuesto en los numerales 3.1. ó 3.2. del numeral 3. "CONDICIONES DE PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA" de este Anexo, se aplicarán las condiciones de prestación y tarifas remunerativas establecidas en el presente Anexo como valores máximos aplicables.

1.2. AMBITO DE APLICACION

La presente norma será de aplicación a los agentes cuyos suministros se efectúen en media o en alta tensión, entendiéndose por tal lo siguiente:

MEDIA TENSIÓN:	1kV
ALTA TENSION:	66 kV

2. SOLICITUD DE PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME

El usuario que requiera de la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME (PAFTT FIRME), deberá solicitar tal servicio al PAFTT al cual se halle vinculado, acompañando su solicitud con los datos técnicos necesarios para evaluar la misma.

En caso que el PAFTT corresponda a una jurisdicción Provincial o Municipal que cumpla con los requerimientos dispuestos en los numerales 3.1. ó 3.2. del numeral 3. "CONDICIONES DE PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA" de este Anexo, a todos los efectos se aplicarán los términos de los Marcos Regulatorios Locales, con la conformidad de la SECRETARIA DE ENERGIA, según corresponda, y el PAFTT deberá realizar la facturación del peaje aludido directamente al UFTT, según lo dispuesto en el numeral 4. "CALCULOS Y FACTURACION" de este Anexo.

En caso que la jurisdicción Provincial o Municipal no cumpla con lo dispuesto en los numerales 3.1. ó 3.2. del numeral 3. "CONDICIONES DE PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA" de este Anexo, se aplicarán como condiciones de prestación de la PAFTT FIRME las establecidas en el presente Anexo hasta tanto la jurisdicción acredite el cumplimiento de lo establecido en los citados numerales.

Se considerará que la capacidad de transporte es suficiente para atender la solicitud de todo usuario que estuviese recibiendo energía en el momento de presentar la solicitud de ingreso al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

3. CONDICIONES PARA LA PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

3.1. DE ACUERDO AL CONTRATO DE CONCESION

El PRESTADOR DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) deberá hallarse prestando el servicio público de distribución en una jurisdicción que presente las siguientes características:

- Existencia de un Marco Regulatorio local ajustado a los principios tarifarios de la Ley Marco Nº 24.065,
- Existencia de un Organismo con competencia y autoridad regulatoria sobre el sector,
- TPTF establecida en su estructura tarifaria y que la misma se ajuste a los principios de la Ley Marco y se encuentre avalada por la autoridad regulatoria respectiva. La TPTF no debe presentar tratamiento discriminatorio para igual demanda de igual tensión dentro de la misma jurisdicción o área concesionada.

Adicionalmente, deberá cumplir una o más de las siguientes condiciones:

- Que haya finalizado e implementado al menos una revisión tarifaria integral;
- Que el Cuadro Tarifario se trate mediante un procedimiento de audiencia o consulta pública;
- Que haya realizado un ajuste de tarifas a cuenta del resultado del proceso de renegociación integral de su Contrato de Concesión sobre la base de la Ley Nº 25.561 y sus equivalentes locales;
- Que haya finalizado la renegociación de su Contrato de Concesión

Asimismo, el PAFTT deberá contar con el aval expreso del Organismo con autoridad regulatoria local.

Cumplidos los requisitos mencionados, y presentada la totalidad de la documentación probatoria en debida forma ante la SECRETARIA DE ENERGIA, ésta dará conformidad al PAFTT dentro de los SESENTA (60) días hábiles contados a partir de la fecha en que se complete la documentación para que aplique las condiciones de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte Firme conforme a su Contrato de Concesión a los Grandes Usuarios de su jurisdicción que ingresen o reingresen al MEM. Transcurrido el plazo citado sin haberse denegado la solicitud, se considerará que la conformidad ha sido otorgada. Dentro de los CINCO (5) días de dada la conformidad o de transcurrido el plazo indicado, la SECRETARIA DE ENERGIA deberá remitir a las partes interesadas, y para publicación en el BOLETÍN OFICIAL, una Comunicación en la que notifique tal conformidad, la que tendrá vigencia a partir del primer día del mes inmediato posterior a su publicación en dicho medio.

A los Grandes Usuarios ingresados al MEM con anterioridad al otorgamiento de la conformidad al PAFTT de acuerdo con este numeral, se le aplicará la PAFTT FIRME de acuerdo al Contrato de Concesión vigente a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la vigencia de la las mismas.

3.2. DE ACUERDO AL CUADRO TARIFARIO

Cuando una Jurisdicción no cumpla con los requisitos citados en el numeral 3.1. precedente, el PAFTT podrá solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA la conformidad para aplicar las condiciones de peaje establecidas por el Organismo con autoridad regulatoria local.

Para ello deberá hallarse en una jurisdicción que presente las siguientes características:

- Existencia de un Marco Regulatorio local ajustado a los principios tarifarios de la Ley Marco Nº 24.065,
- Existencia de un Organismo con competencia y autoridad regulatoria sobre el sector,
- TPTF establecida en su estructura tarifaria y que la misma se ajuste a los principios de la Ley Marco y se encuentre avalada por la autoridad regulatoria respectiva. La TPTF no debe presentar tratamiento discriminatorio para igual demanda de igual tensión dentro de la misma jurisdicción o área concesionada.

Asimismo, el PAFTT deberá contar con el aval expreso del Organismo con autoridad regulatoria local, el que respaldará las tarifas propuestas con el informe pertinente que las justifique.

La SECRETARIA DE ENERGIA podrá solicitar, para cada caso particular, la información complementaria que entienda necesaria.

Cumplidos los requisitos mencionados, y presentada la totalidad de la documentación probatoria en debida forma ante la SECRETARIA DE ENERGIA, ésta dará conformidad al PAFTT dentro de los SESENTA (60) días hábiles contados a partir de la fecha en que se complete la documentación para que aplique las condiciones de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte Firme, establecidas por la autoridad regulatoria local, a los Grandes Usuarios de su jurisdicción que ingresen o reingresen al MEM. Transcurrido el plazo citado sin haberse denegado la solicitud, se considerará que la conformidad ha sido otorgada. Dentro de los CINCO (5) días de dada la conformidad o de transcurrido el plazo indicado, la SECRETARIA DE ENERGIA deberá remitir a las partes interesadas, y para publicación en el BOLETÍN OFICIAL, una Comunicación en la que notifique tal conformidad, la que tendrá vigencia a partir del primer día del mes inmediato posterior a su publicación en dicho medio.

A los Grandes Usuarios ingresados al MEM con anterioridad al otorgamiento de la conformidad al PAFTT de acuerdo con este numeral, se le aplicará la PAFTT FIRME de acuerdo a la normativa establecida por la

autoridad regulatoria local a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la vigencia de la las mismas.

3.3. FALTA DE CONFORMIDAD

Cuando el PAFTT no tenga la conformidad de la SECRETARIA DE ENERGIA, será de aplicación lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 396 del 22 de abril de 2004 o la que la reemplace o sustituya y lo establecido en el punto 5 y subsiguientes de este Anexo.

4. FACTURACION Y CALCULOS

En todos los casos la facturación y cobranza las efectuará directamente el PAFTT, en las siguientes condiciones:

- Cuando se trate de Grandes Usuarios que ingresen o reingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a partir de la vigencia del presente Anexo.
- Cuando se trate de Grandes Usuarios actualmente agentes del MEM y cuya facturación y cobranza la efectúa el PAFTT, a partir de la vigencia del presente Anexo.
- Cuando se trate de Grandes Usuarios actualmente agentes del MEM y cuya facturación y cobranza la efectúa CAMMESA, a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la autorización por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Los datos básicos requeridos para la facturación de la Función Técnica de Transporte serán determinados por el OED y publicados en el documento de las transacciones económicas.

En caso de que el OED no informe los datos básicos referidos a la energía reactiva, el PAFTT deberá efectuar su lectura y medición mediante instalaciones, equipos y procedimientos compatibles con los que dispone el OED para las mismas acciones y la facturación deberá discriminar los distintos conceptos que intervengan en la misma y los importes correspondientes.

En caso de incumplimiento de los límites establecidos en el respectivo Contrato de Concesión o régimen regulatorio vigente para el Factor de Potencia, el PAFTT podrá aplicar al UFTT las sanciones previstas en los mismos, con intervención del Organismo de Control respectivo y comunicación al ENRE.

5. REGIMEN TARIFARIO

La "Tarifa de Peaje por Transporte Firme" incluye los costos de expansión de las redes del PAFTT dispuestas para ello, necesarias para mantener la calidad de servicio.

La TPTF se compone de:

- un cargo mensual por pérdidas de potencia en la red de distribución;
- un cargo mensual por uso de la capacidad de transporte;
- un cargo mensual por energía transportada;

Además, al UFTT le corresponde abonar los Cargos Fijos por el uso de los sistemas de transporte por distribución troncal y de transporte en alta tensión. Los mismos serán abonados por el UFTT al PAFTT al cual se halle vinculado, siendo responsabilidad de este último abonar al OED los cargos correspondientes a los prestadores de servicios de transporte.

5.1. ALTERNATIVAS CONSIDERADAS EN LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

ALTERNATIVA A: PAFTT FIRME realizada exclusivamente mediante instalaciones de AT.

ALTERNATIVA B: PAFTT FIRME realizada mediante instalaciones de AT, transformación AT/MT e instalaciones de MT.

ALTERNATIVA C: PAFTT FIRME realizada mediante la transformación AT/MT e instalaciones de MT.

ALTERNATIVA D: PAFTT FIRME realizada exclusivamente mediante instalaciones MT.

5.2. PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE PEAJE POR TRANSPORTE FIRME

5.2.1. CARGO MENSUAL POR PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED DE DISTRIBUCION.

El cargo mensual por pérdidas de potencia en la red de distribución (CPP) será calculado por el OED para cada mes en base al Requerimiento Máximo de Potencia registrado en el mes y definido conforme el apartado 2.5.3.1.2 – REQUERIMIENTO MAXIMO DE POTENCIA del Capítulo 2- PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS y los valores de la potencia para el período trimestral calculado conforme lo establecido en el punto 6.1.

CPP = PPOT * KRP * REQMAXreg

donde:

* KRP: Factor de pérdida de potencia por peaje determinado para el nivel de tensión de alimentación. Los valores corresponden a la alimentación desde el SADI.

* REQMAXreg: Requerimiento Máximo de Potencia registrado en el mes y definido conforme el apartado 2.5.3.1.2 – REQUERIMIENTO MAXIMO DE POTENCIA del Capítulo 2- PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS

Los valores de aplicación para las distintas ALTERNATIVAS son los indicados en la tabla siguiente:

	ALTERNATIVA			
	A	B	C	D
KRP	0,03	0,079	0,0475	0,0166

5.2.2. CARGO MENSUAL POR USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

El cargo por uso de la capacidad de transporte (CFPP) será calculado por el OED en cada período trimestral en base a los valores de la Potencia Máxima Requerida (PMAXRE) por el UFTT para dicho período. Para la definición de esta potencia máxima requerida se tendrá en cuenta que:

- La potencia máxima requerida (PMAXRE) se calculará como la Potencia Máxima Declarada (PMADI) vigente para el mes salvo que la demanda de potencia máxima registrada en el mismo mes haya superado dicho valor declarado, en cuyo caso se adoptará la potencia máxima registrada.
- La Potencia Máxima Declarada (PMADI) del UFTT se determina como el máximo valor de las 12 demandas máximas declaradas por el UFTT en la Programación Estacional vigente para el mes en que se calcule el cargo mensual, conforme el apartado 2.5.1.1 – DECLARACION DE POTENCIA del Capítulo 2 – PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS.
- En el caso que deba adoptarse la potencia máxima registrada en un mes para la definición de la Potencia Máxima Requerida (PMAXRE) por ser mayor a la Potencia Máxima Declarada (PMADI), dicho valor se constituirá como Potencia Máxima Declarada (PMADI) por un período de seis meses contados a partir del primer día del mes inmediato posterior al mes en que se produjo el exceso.
- Si dicho UFTT tuviere vigente para el mismo mes una capacidad de suministro contratada (potencia contratada), y el PAFTT al cual se halla directamente conectado interviene en el MEM como Agente Distribuidor, se adoptará la máxima potencia contratada como la Potencia Máxima Declarada (PMADI) por el UFTT para dicho período. Para ello, el PAFTT deberá hacer conocer fehacientemente al OED, con notificación al UFTT, la capacidad de suministro contratada con el UFTT para que la misma sea utilizada en los cálculos correspondientes.

En función de ello el cargo por el uso de la capacidad de transporte (CFPP) resulta:

CFPP = CDF * PMAXRE

donde:

* CDF: Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia, expresado en $/kW-mes. Los valores de aplicación para cada PAFTT, conforme la provincia en la cual se halle radicado y para cada ALTERNATIVA, son los indicados en la siguiente tabla:

	ALTERNATIVA			
	A	B	C	D
Buenos Aires	0,86	5,1	4,2	2,98
Catamarca	0,86	5,8	4,9	3,47
Córdoba	0,86	5,1	4,2	2,98
Corrientes	0,86	5,1	4,2	2,98
Chaco	0,86	5,4	4,5	3,20
Chubut	0,86	5,8	4,9	3,47
Entre Ríos	0,86	5,8	4,9	3,47
Formosa	0,86	5,4	4,5	3,20
Jujuy	0,86	5,8	4,9	3,47
La Pampa	0,86	5,8	4,9	3,47
La Rioja	0,86	5,8	4,9	3,47
Mendoza	0,86	5,4	4,5	3,20
Misiones	0,86	5,8	4,9	3,47
Neuquén	0,86	5,4	4,5	3,20
Río Negro	0,86	5,4	4,5	3,20
Salta	0,86	5,4	4,5	3,20
San Luis	0,86	5,8	4,9	3,47
Santa Cruz	0,86	5,8	4,9	3,47
Santa Fe	0,86	5,1	4,2	2,98
S. del Estero	0,86	5,4	4,5	3,20
San Juan	0,86	5,4	4,5	3,20
Tucumán	0,86	5,1	4,2	2,98

5.2.3. CARGO POR ENERGIA TRANSPORTADA

El cargo por energía transportada (CVPE) será calculado por el OED en cada Período Trimestral para cada banda horaria de horas de pico, de valle y restantes, en base a los valores de la energía calculados en el punto 5.2.

CVPEb ($/kWh) = PEb * KRE

donde:

* KRE: factor de pérdida de energía para cada ALTERNATIVA. Los valores corresponden a la alimentación desde el SADI.

Los valores de aplicación para todas las jurisdicciones son los siguientes:

	ALTERNATIVA			
	A	**B**	**C**	**D**
KRE	0,028	0,072	0,0428	0,0148

5.2.4. CARGO ADICIONAL POR EL USO DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES

A los efectos de calcular los cargos que el UFTT debe abonar en concepto de cargos fijos del transporte prestado por concesionarios de servicios públicos de transporte, se considerará a la demanda del UFTT como formando parte de la del PAFTT al cual se halla directamente conectado.

El UFTT participará del pago de los CARGOS COMPLEMENTARIOS y de CONEXION del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal correspondientes al PAFTT al cual se halle vinculado, proporcionalmente a su Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) del mes según lo establecido en el apartado 2.5.3.1 – COMPRA DE POTENCIA del Capítulo 2 – PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS.

El cargo adicional por el uso de sistemas de transporte de otros agentes (CUST) cuando existen varios agentes cumpliendo la función de transporte para la vinculación del UFTT al MEM será calculado por el OED para cada Período Trimestral para las Transportistas "i".

donde:

* CCONEX i: Cargos de conexión y transformación que debe abonar el PAFTT, al cual esté directamente conectado el UFTT, a la Transportista "i" del cual es usuario directo o indirecto.

* CCOMPL i: Cargos complementarios que debe abonar el PAFTT, al cual esté directamente conectado el UFTT, a la Transportista "i" del cual es usuario directo o indirecto, lo que incluirá la totalidad de los cargos abonados por conceptos diferentes a los cargos de conexión (Cargo Complementario propiamente dicho, cánones de ampliación, premios, etc.) tanto a transportistas del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal u otros Distribuidores prestadores de la FTT no firme.

* PDA: Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) del PAFTT al cual se halla directamente conectado el UFTT más la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia mensuales de los otros agentes que requieran transporte firme incluidos en la red del prestador.

Los montos que en concepto de cargo adicional por el uso de sistemas de transporte de otros agentes abone el UFTT, serán cobrados por el PAFTT al cual este directamente conectado.

5.3. VALOR DEL PEAJE

El monto que en concepto de peaje (MP) deberá abonar cada mes un UFTT "j", que requiera transporte firme, será el siguiente:

$$MP_j = CPP + CFPP + \sum_b \left(CVPE_{j,b} * ERM_{j,b} \right) + REQMAX_j * CUST$$

donde:

* CPP: cargo mensual por pérdidas de potencia en la red de distribución

* REQMAXj: Requerimiento Máximo de Potencia mensual del UFTT "j".

* CFPP: Cargo fijo mensual por uso de la capacidad de transporte.

* ERM j b: Energía consumida por el UFTT"j" en la banda horaria "b".

* CVPE j b: Cargo por energía transportada del UFTT"j" en la banda horaria "b".

* CUST: Cargo adicional por el uso de sistemas de transporte a los que no está directamente conectado el UFTT.

Cuando la FTT regida por esta norma sea prestada por más de un PAFTT, el pago que realiza un UFTT por el uso de tal servicio será repartido de manera tal que cada uno de los prestadores cobrará el monto del peaje del (de los) segmento(s) de PAFTT FIRME que presta en forma exclusiva y compartirán en partes iguales el monto del peaje del segmento de PAFTT FIRME que prestan en forma conjunta.

6. PRECIO DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGIA

Los precios de la “Tarifa de Peaje por Transporte Firme” (TPTF) correspondiente a cada PAFTT, serán determinados junto con cada programación estacional, sobre la base de los coeficientes denominados COSTO PROPIO DE DISTRIBUCION que se indican en el punto 5.2.2. y su cálculo será efectuado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

A los efectos del cálculo de la TPTF, se define el precio de la potencia y de la energía a utilizar en cada Período Trimestral.

6.1. PRECIO DE LA POTENCIA

Dentro de cada Período Trimestral, el precio a utilizar para la potencia, denominado PPOT y expresado en $/kW-mes, será el precio que corresponda al prestador como precio de referencia de la potencia para las tarifas a sus usuarios finales ($POTREF).

6.2. PRECIO DE LA ENERGIA

Para cada banda horaria de horas de valle, horas de pico y horas restantes, la energía tendrá un precio (PE) para cada prestador.

$$PEb\ (\$/kWh) = PEESTb + PF$$

donde:

* b: banda horaria de punta, valle o resto.

* $PEEST_b$ = $\$PEST_b$: Precio de referencia estacional de la energía para las tarifas a usuarios finales para la banda horaria "b" en el nodo del PAFTT.

* PF: Tasa que debe aportar el PAFTT al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por el artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

7. NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO Y MODIFICACIONES DE LA TARIFA DE PEAJE POR TRANSPORTE FIRME

El valor de la TPTF, calculada según lo establecido en los puntos precedentes, corresponde al nivel de calidad de servicio establecido en este numeral. Si la calidad de la FTT, medida por los indicadores que se incluyen en este punto, no alcanza dicho nivel, la TPTF será equivalente al valor que resulte de aplicar el numeral 5. REGIMEN TARIFARIO, reducido conforme se indica en los puntos 7.1.2. y 7.2.2. del presente Anexo.

El ENRE verificará las condiciones de calidad de servicio a solicitud de los UFTT afectados o de oficio cuando lo considere conveniente.

En los casos en que el ENRE detecte que un PAFTT no alcanza los niveles de calidad establecidos por los indicadores detallados en este numeral, instruirá al OED a recalcular la tarifa de peaje que corresponda a una menor calidad del servicio, conforme a los mecanismos que se detallan en los puntos 7.1.2. y 7.2.2.

La verificación de las condiciones de calidad de servicio de la FTT podrá realizarse por los siguientes medios:

- La información que suministre el UFTT con sus equipos de medición, los que deberán ser homologados por el ENRE.
- La medición y relevamiento de curvas de carga y tensión, realizadas por sí o por medio de terceros por el PAFTT al cual el UFTT se halle directamente conectado.
- La medición y relevamiento de curvas de carga y tensión realizadas por el ENRE, por si o por medio de terceros, ante casos de denuncia de incumplimientos.

La medición de la calidad de servicio de la FTT, se realizará sobre los siguientes indicadores:

- Calidad de la tensión: entendiendo por tal el nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas)
- Nivel de fallas: entendiendo por tal a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro debidas a limitaciones o indisponibilidades del transporte.

7.1. CALIDAD DE LA TENSION

Los indicadores de calidad de la tensión que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión, las caídas lentas de tensión y las armónicas.

El PAFTT, será responsable de definir, para cada tipo de perturbación, el Nivel de Referencia que fija el límite aceptable, compatible con las características de sus redes. Dichos valores serán aprobados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), teniendo en cuenta las normas internacionales e internas de empresas similares.

7.1.1. NIVELES DE TENSION ADMITIDOS

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

MEDIA TENSION, líneas aéreas	-10,0% , + 10,0%
MEDIA TENSION, líneas subterráneas	-7,0% , + 7,0%
ALTA TENSION	-7,0% , + 7,0%

7.1.2. REDUCCION DEL VALOR DEL PEAJE ANTE INCUMPLIMIENTO DE LA CALIDAD DE TENSION

Los precios del peaje que tendrá derecho a cobrar el PAFTT, por la prestación de la FTT, se considerará que corresponden a la calidad de servicio requerida sólo cuando los niveles de tensión se encuentren fuera de los límites definidos en 7.1.1. en forma continua durante un tiempo máximo equivalente al TRES POR CIENTO (3%) del período en que se efectúa la evaluación de las mediciones (mínimo 1 semana).

Los períodos de control y bonificación al UFTT serán iguales a los periodos estacionales semestrales.

Las reducciones de las tarifas de peaje, se incluirán en las facturas del semestre inmediatamente posterior al período en que se detectó la falla. El cálculo se realizará aplicando a la energía entregada con niveles de tensión fuera de límites los siguientes valores:

Media tensión (alimentación subterránea) y alta tensión:

0,07<	Tol	< 0,08	**0,008 $/kWh**
0,08 ≤	Tol	< 0,09	**0,015 $/kWh**
0,09 ≤	Tol	< 0,10	**0,023 $/kWh**
0,10 ≤	Tol	< 0,11	**0,030 $/kWh**
0,11 ≤	Tol	< 0,12	**0,038 $/kWh**
0,12 ≤	Tol	< 0,13	**0,045 $/kWh**
0,13 ≤	Tol	< 0,14	**0,060 $/kWh**
0,14 ≤	Tol	< 0,15	**0,075 $/kWh**
0,15 ≤	Tol	< 0,16	**0,300 $/kWh**
0,16 ≤	Tol	< 0,18	**0,900 $/kWh**
0,18 ≤	Tol		**1,500 $/kWh**

Media tensión (alimentación aérea):

0,10 <	Tol	< 0,11	**0,012 $/kWh**
0,11 ≤	Tol	< 0,12	**0,023 $/kWh**
0,12 ≤	Tol	< 0,13	**0,033 $/kWh**
0,13 ≤	Tol	< 0,14	**0,045 $/kWh**
0,14 ≤	Tol	< 0,15	**0,065 $/kWh**
0,15 ≤	Tol	< 0,16	**0,075 $/kWh**
0,16 ≤	Tol	< 0,18	**0,750 $/kWh**
0,18 ≤	Tol		**1,500 $/kWh**

donde:

* Tol = VABS (TS-TN) / TN

* TS = tensión real del suministro

* TN = la tensión nominal de la alimentación

* VABS (TS-TN): valor absoluto de la diferencia entre la TS y TN

7.2. NIVELES DE INTERRUPCIONES

Los niveles de interrupciones se evaluarán en base a los siguientes indicadores:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces que en un período determinado se interrumpe el suministro a un UFTT por causas asociadas al PFTT al cual esté directamente conectado.

b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro) por causas asociadas al PFTT al cual esté directamente conectado.

El PAFTT deberá llevar un registro de las interrupciones que afecten las alimentaciones de los UFTT del MEM conectados a sus redes y ponerlas a disposición del ENRE ante su requerimiento.

7.2.1. NIVELES DE INTERRUPCIONES ADMITIDOS

Los niveles de fallas máximos admitidos para cada UFTT, según se encuentre conectado a alta o media tensión, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones:

ALTA TENSION	3 interrupciones/semestre
MEDIA TENSION	4 interrupciones/semestre

b) Tiempo máximo de interrupción:

ALTA TENSION	2 horas/interrupción
MEDIA TENSION	3 horas/interrupción

No se computarán las interrupciones menores a TRES (3) minutos. Si la interrupción fuera de TRES (3) minutos o más, se computará la totalidad de su duración.

7.2.2. REDUCCIONES POR INCUMPLIMIENTOS CON LOS NIVELES DE INTERRUPCIONES

Si en un semestre, un UFTT sufriera más interrupciones mayores a TRES (3) minutos que las establecidas en el cuadro a) y/o estuviera sin suministro más tiempo que el indicado en el cuadro b) del punto anterior, la

TPTF que tendrá derecho a cobrar el PAFTT por la prestación de la FTT, será menor que la correspondiente al nivel de calidad de servicio requerido.

En tal caso, durante el semestre inmediatamente posterior al controlado, la Tarifa de Peaje por transporte firme que dicho UFTT abonará al PAFTT al cual este directamente conectado, se calculará restándole al monto que correspondería a un nivel de calidad de servicio satisfactorio, una cantidad igual al valor de la energía no recibida en el semestre controlado, valorada al costo de la energía no suministrada en el MEM, dividido SEIS (6).

La energía no suministrada se calculará de la siguiente forma:

ENS(kWh) = (EA/525.600) *

donde:

* Minn: tiempo en minutos en que el usuario no tuvo servicio durante la interrupción "n".

* EA: total de energía consumida por el usuario en los últimos doce meses.

Las interrupciones a considerar son aquellas originadas en las redes bajo responsabilidad del PAFTT.

8. MONTO MAXIMO DE LAS REDUCCIONES

El monto total de las reducciones semestrales que, por aplicación de lo establecido en los numerales 7.1.2. y 7.2.2 de este Anexo, sufra la Tarifa de Peaje del PAFTT al cual esté directamente conectado el UFTT, no podrá ser superior al CINCUENTA POR CIENTO (50 %) del monto percibido de dicho usuario por el concepto de COSTO PROPIO DE DISTRIBUCION (CDF) que forma parte del CARGO MENSUAL POR USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE según lo indicado en el punto 5.2.2. precedente, durante el semestre controlado.

9. FACTOR DE POTENCIA

El UFTT deberá cumplir en los nodos de vinculación con el PAFTT, los límites en cuanto a factor de potencia que se definen como "valores tolerados" en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Ante el incumplimiento de tales límites, según resulte de la medición SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), el PAFTT podrá, con autorización previa del ENRE, aplicar sanciones al UFTT, e incluso llegar a disponer la interrupción del suministro. La modalidad y valores máximos de tales sanciones no podrán exceder a los establecidos en LOS PROCEDIMIENTOS.

ANEXO 28: REGLAMENTACIÓN APLICABLE A LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE NO FIRME EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Suspendido por Artículo 4° de la RESOL-2019-2-APN-SRRYME-MHA del 07 de marzo de 2019

INTRODUCCION

Las tarifas remunerativas de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (FTT) no firme que se establecen en la presente norma, son los valores máximos aplicables, a falta de acuerdo entre partes, en los casos en que un agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), al que en adelante se identificará como Usuario de la Función Técnica de Transporte DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UFTT), que no está conectado directamente al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) requiera, para su vinculación física, el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM o interconectadas con tales instalaciones.

Cada agente no Transportista responsable de la prestación antedicha se identificará como PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT).

LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, así como las reglamentaciones de CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EL REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (en adelante Reglamento de Acceso) se aplicarán a la FTT reglada por el presente Anexo sujetas a lo indicado en éste.

A efectos de suministrar la información que los UFTT requieren de la red del PAFTT, este deberá cumplimentar anualmente el **Anexo 20 - " Guía de Referencia del Sistema de Transporte " de LOS PROCEDIMIENTOS**.

La FTT prestada mediante el uso de instalaciones que forman parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal continuará rigiéndose exclusivamente por la regulación pertinente contenida en LOS PROCEDIMIENTOS no siéndole aplicable los contenidos del presente Anexo.

1. ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIONES DE REDES AFECTADAS A LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE

Se define como "transporte no firme" al servicio de transporte prestado por un PAFTT a un UFTT en condiciones donde:

a) la prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT corresponde al abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme, destinando al servicio al UFTT la capacidad de transporte remanente.

b) no existe obligación por parte del PAFTT de expansión de la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT.

En el momento del establecimiento de la FTT se deberán establecer los criterios operativos de la prestación a efectuar por el PAFTT, de acuerdo a lo establecido en el **Anexo 25 de LOS PROCEDIMIENTOS**.

En lo que respecta a los UFTT Distribuidores, el PAFTT podrá establecer, al momento del establecimiento de la FTT, la magnitud de la demanda del usuario cuyo abastecimiento será considerado firme mínimo, valor que podrá ser igual a cero. Para los UFTT Generadores, en todos los casos, el valor de transporte firme mínimo será igual a cero.

Estacionalmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá fijar la prestación de transporte firme que puede disponer el UFTT, evaluando la capacidad remanente de las instalaciones a partir de la máxima demanda de transporte firme propia del PAFTT y de terceros para ese período. Este

valor no será inferior para los UFTT Distribuidores a la demanda cuyo abastecimiento firme se estableció como mínimo.

La demanda del UFTT cuyo abastecimiento se estableció como firme mínimo o estacional tendrá la misma prioridad de suministro que la demanda propia o prestada a terceros en carácter de firme por el PAFTT.

Las ampliaciones de la capacidad de transporte existente a efectuar en el ámbito de actuación de un PAFTT, solicitadas por agentes del MEM, se realizarán mediante el mecanismo del CONTRATO ENTRE PARTES previsto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, siguiendo alguno de los siguientes procedimientos:

a) Siendo el PAFTT responsable de la Construcción, Operación y Mantenimiento de la ampliación.

b) A opción del solicitante, construyendo este a su costo las instalaciones requeridas, dejando a cargo del PAFTT, con su acuerdo, la operación y mantenimiento.

En cualquier caso, el UFTT que concurra al soporte de los costos de una ampliación tendrá asignada la capacidad de transporte que resulte de dicha ampliación en la medida de su participación en dichos costos, como capacidad de transporte firme mínimo. Este valor será establecido por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

En caso de UFTT Distribuidores que ya estuvieran recibiendo la prestación adicional de la Función Técnica de Transporte, de no haber sido establecido el valor de demanda cuyo abastecimiento se considera firme mínimo al iniciar la prestación y no existir acuerdo, dicha magnitud será la que establezca el ENRE. Hasta que el citado Ente no establezca dicha magnitud el UFTT Distribuidor tendrá la misma prioridad de suministro que la demanda propia o prestada a terceros en carácter de firme por el PAFTT.

2. RÉGIMEN REMUNERATORIO

La tarifa no incluye los costos de expansión de las redes. Tampoco incluye los cargos fijos que le corresponderá abonar por el uso de otros sistemas de transporte de energía eléctrica, tales como los sistemas de transporte por distribución troncal y transporte en alta tensión, cargos que serán calculados por el OED proporcionalmente a su potencia máxima requerida definida en los términos del Anexo 18 y facturados directamente a dicho UFTT.

La remuneración que perciben los PAFTT por prestar la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) no firme, estará integrada por los siguientes conceptos:

a) Conexión: es la remuneración que percibe por operar y mantener, todo el EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN dedicado a vincular con la red a los agentes del MEM ubicados en sus instalaciones de transporte propiamente dichas. La remuneración es variable en función del nivel de calidad resultante del servicio prestado.

b) Capacidad de Transporte: es la remuneración que percibe por operar y mantener, el equipamiento dedicado a la FTT. La remuneración es variable en función del nivel de calidad resultante del servicio prestado.

c) Energía Eléctrica Transportada: esta remuneración se calcula con la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega.

La remuneración por Energía Eléctrica Transportada se fijará BIANUALMENTE promediando los ingresos anuales pronosticados como referencia para dicho período. Los cálculos serán realizados por el OED y elevados con opinión del PAFTT a aprobación del ENRE. De existir periodos diferenciados con distintos equipamientos en una misma área, el ENRE podrá ajustar el período de asignación para simplificar su administración.

A las AMPLIACIONES realizadas por el régimen del CONTRATO ENTRE PARTES, conforme lo dispuesto en el TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO, corresponderá el mismo régimen remuneratorio que para el sistema existente.

El PAFTT percibirá, por toda AMPLIACIÓN, la remuneración por supervisión de su construcción que establece el REGLAMENTO DE ACCESO. Este importe será abonado al PAFTT por el COMITENTE del CONTRATO ENTRE PARTES. Cuando el PAFTT sea el encargado de ejecutar la AMPLIACIÓN no tendrá derecho a percibir esta remuneración.

Las liquidaciones de los montos a percibir mensualmente por el PAFTT, serán efectuados por el OED.

La gestión de recaudación ante los agentes del MEM, de los recursos necesarios para abonar al PAFTT su remuneración mensual, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por el OED, en los términos que se establecen en LOS PROCEDIMIENTOS.

EL OED administrará la CUENTA DE APARTAMIENTOS del PAFTT a los efectos de absorber las diferencias que mensualmente surjan entre la remuneración del PAFTT y los montos que conforme la citada reglamentación les corresponda abonar a los usuarios de la función técnica de transporte.

Si el monto mensual facturado a los UFTT por el OED resultare inferior al ingreso por el cual es acreedor el PAFTT, el OED debitará el faltante de la CUENTA DE APARTAMIENTOS del PAFTT. Si tal CUENTA no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos, quedará un crédito a favor del PAFTT. Dichos créditos devengarán un interés mensual que se calculará sobre la base de la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para sus operaciones de descuento a TREINTA (30) días de plazo.

2.1. VALORES NOMINALES APLICABLES EN EL REGIMEN REMUNERATORIO

Los valores base referidos a mayo de 1994, expresados en pesos son los indicados a continuación:

Conexión

por cada salida de 220kV:	**CUATRO PESOS POR HORA ($ 4/hora)**
por cada salida de 132kV o 66 kV:	**DOS PESOS POR HORA ($ 2/hora).**
por cada salida de 33kV ó menor tensión:	**UN PESO CON CINCUENTA CENTAVOS POR HORA ($ 1,5/hora).**
por transformador de rebaje dedicado:	**QUINCE CENTAVOS POR HORA por MVA. ($ 0,15/hora) por MVA.**

Capacidad de transporte.

para líneas de 220 kV:	**CUARENTA Y CINCO PESOS POR HORA ($ 45,00/hora) cada 100 Km.**
para líneas de 132 kV ó menor tensión:	**CUARENTA Y TRES PESOS POR HORA ($ 43,00/hora) cada 100 Km.**
para cables de 220 kV:	**NOVENTA PESOS POR HORA ($ 90,00/hora) cada 100 Km.**
para cables de 132 kV ó menor tensión:	**OCHENTA Y CINCO PESOS POR HORA($ 85,00/hora) cada 100 Km.**

Estos ingresos incluyen un seguro por contingencia equivalente al UNO POR CIENTO (1%) del valor de reposición de dichos EQUIPAMIENTOS.

VALORES APLICABLES AL PRIMER PERIODO DE GESTIÓN PARA:

“EDENOR - EDESUR - EPE Santa Fé - EPEC y EPEN”

(actualización 01 de noviembre de 1996 al 30 de abril de 1997) - (Res. ENRE Nº 660/96 del 31/10/96)

Valores, expresados en pesos, calculados a la relación de convertibilidad establecida en el Artículo 3º del Decreto Nº 2128/91.

REMUNERACIÓN POR:

1.1 CONEXIÓN

por cada salida de 220 kV:	$4,237 por hora.
por cada salida de 132 kV o 66 kV:	$2,118 por hora.
por cada salida de 33 kV o menor:	$1,589 por hora.
por transformador de rebaje dedicado:	$0,159 por hora por MVA.

1.2 CAPACIDAD DE TRANSPORTE

para líneas de 220 kV:	$47,661 por hora cada 100 Km.

para líneas de 132 kV o menores:	$45,543 por hora cada 100 Km.
para cables de 220 kV:	$95,323 por hora cada 100 Km
para cables de 132 kV o menores:	$90,027 por hora cada 100 Km

Estos ingresos incluyen el seguro de contingencias igual al UNO POR CIENTO (1%) del valor de reposición de dichos equipamientos.

2. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA A APLICAR DURANTE EL PRIMER PERIODO TARIFARIO

Se establece en:

EDENOR:	$2.364.141.- por año.
EDESUR:	$730.018.- por año.
EPESF:	$1.247.504.- por año.
EPEC:	$2.364.141.- por año.
EPEN:	$131.475.- por año.

3. CALIDAD DE SERVICIO Y SU VINCULACIÓN CON LA REMUNERACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT)

Será responsabilidad del PAFTT prestar la FTT con un nivel de calidad satisfactorio. Tal calidad se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Si la calidad de la FTT, medida por los indicadores que se incluyen en esta regulación, no alcanza dicho nivel, los precios que remuneran la FTT se reducirán mediante los descuentos que correspondan conforme la presente norma.

3.1. DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD DEL EQUIPAMIENTO.

Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Todo equipamiento asociado a la FTT que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme a LOS PROCEDIMIENTOS, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

Todo equipamiento asociado a la FTT que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el OED o en condición de INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será considerado en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA.

Los valores nominales aplicables al régimen remuneratorio expresados en el punto 2.1. precedente, corresponden a prestaciones con cero indisponibilidad. Los montos que se abonen en concepto de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE serán variables en función de las indisponibilidades del equipo producidas durante el período y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

- La duración de la indisponibilidad en minutos
- El número de salidas de servicio forzadas.

El valor de los descuentos para líneas o cables (en adelante líneas) en condición de INDISPONIBILIDAD FORZADA no será inferior al que corresponde a una longitud de línea de VEINTICINCO (25) Km.

La INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas implicará descuentos acumulativos según los siguientes conceptos:

a) Salida de servicio. El descuento será equivalente a la de UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las TRES (3) primeras horas, por cada salida de servicio.

b) Duración de la indisponibilidad. La duración de la indisponibilidad será apreciada al minuto y el valor horario del descuento será mayor para las TRES (3) primeras horas que para las subsiguientes. Este descuento no será aplicado si la duración de la indisponibilidad es menor a DIEZ (10) minutos.

El descuento a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas será proporcional a la remuneración que percibirá el PAFTT en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estas sanciones, son los que se definen en el PUNTO 4. del presente.

Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad total o parcial de un equipamiento asociado, se aplicarán los descuentos por INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, o sea la de la línea con la indisponibilidad del equipamiento asociado y la capacidad máxima de tal línea con el equipamiento totalmente disponible. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por el OED con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

El descuento a aplicar en caso de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN o de TRANSFORMACIÓN, será proporcional a la remuneración que percibirá el PAFTT por tales conceptos. Adicionalmente por cada salida de servicio no programada o no autorizada por el OED, se descontará con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad de equipamiento de conexión o transformación. Los coeficientes aplicables para el cálculo del valor horario de estos descuentos, son los definidos en el punto 4. del presente.

Para salidas de transformadores y en el caso de que su INDISPONIBILIDAD FORZADA no produzca ENERGÍA NO SUMINISTRADA, el coeficiente arriba mencionado, se reducirá a un DIEZ POR CIENTO (10%) del valor allí indicado. Se considera que un equipo da origen a ENERGÍA NO SUMINISTRADA cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por el UFTT.

Cuando existiesen REDUCCIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN, entendiéndose por tales a las limitaciones parciales de la capacidad de transformación que produzcan restricciones al usuario, debido a causas propias o del equipamiento dedicado, se aplicarán los mismos descuentos establecidos en el Artículo precedente pero afectadas por un coeficiente de reducción igual a la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida y la nominal de transformación. La capacidad reducida será determinada por el OED.

Cuando el PAFTT, operando en condiciones normales y por causas que le fueren imputables, no cumpliere con los niveles de tensión estipulados en LOS PROCEDIMIENTOS, se le aplicará un descuento durante todo el período estacional correspondiente, igual al que se aplicaría por INDISPONIBILIDAD FORZADA del equipamiento que fuera necesario instalar para cumplir con tales niveles de tensión.

El descuento a aplicar sobre todo equipamiento considerado en INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) del que correspondería si tal INDISPONIBILIDAD fuera FORZADA. El descuento aplicable para líneas, por todo el tiempo de su INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA, será igual al DIEZ POR CIENTO (10%) del monto que correspondería descontar para las horas subsiguientes a las TRES (3) primeras si tal INDISPONIBILIDAD fuera FORZADA.

Si el PAFTT realiza tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la Programación Diaria de Operación del OED, no se le aplicará descuento alguno.

El PAFTT deberá comunicar al OED en forma fehaciente, toda situación de indisponibilidad de un equipamiento afectado a la FTT dentro de los QUINCE (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que el PAFTT hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará el descuento correspondiente.

Los coeficientes consignados en el punto 4. serán de aplicación en caso que la tasa de indisponibilidad forzada de líneas, como promedio para todas las líneas o cables del sistema en los últimos DOCE (12) meses, no supere el valor de CUATRO (4) SALIDAS por año y por CIEN KILÓMETROS (100 km). En caso de superarse el valor indicado de cuatro salidas por año y cien kilómetros, los coeficientes aplicables para el cálculo de todos los descuentos se duplicarán.

El monto de los descuentos que por todo concepto se hiciera pasible el PAFTT, no podrá superar en un mes el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de sus ingresos nominales mensuales ni en un año el DIEZ POR CIENTO (10 %) de su ingreso nominal anual antes de los descuentos.

El ENRE controlará el cumplimiento de las pautas establecidas e informará al OED los descuentos a aplicar.

Al finalizar cada mes, el OED informará al ENRE las indisponibilidades del equipamiento del PAFTT y los descuentos que corresponderían a dichas indisponibilidades.

A tales efectos deberán tenerse en cuenta los procedimientos contenidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 42 del 10 de marzo de 1994 y la Resolución ENRE Nº 23 del 16 de marzo de 1994.

4. CUADRO DE DESCUENTOS

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de los descuentos aplicables en los casos de INDISPONIBILIDAD FORZADA DE LÍNEAS, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada CIEN KILÓMETROS (100 Km) en concepto de CAPACIDAD DE TRANSPORTE serán los siguientes:

a) primeras TRES (3) horas: TREINTA (30) veces.

b) a partir de la cuarta hora: TRES (3) veces.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de los descuentos aplicables en casos de INDISPONIBILIDAD DE EQUIPAMIENTOS DE CONEXIÓN Y TRANSFORMACIÓN, expresados en número de veces de sus respectivas remuneraciones horarias, serán los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado:	**30 veces.**
Conexión de 220 kV:	**60 veces.**
Conexión de 132 kV:	**50 veces.**
Conexión de 66 kV:	**50 veces.**
Conexión de 33 kV:	**25 veces.**
Conexión de 13,2 kV y menores:	**20 veces.**

ANEXO 29: GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

1. INTRODUCCION

El prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica es el responsable de la prestación adicional de la FTT que requieren los usuarios situados dentro de su área de concesión, incluyendo el mantenimiento, la calidad de suministro y la expansión de la red.

El usuario de una red de distribución, en lo que hace a la energía eléctrica que consume puede optar por:

a) comprar la energía y la potencia para abastecer su demanda a través del Distribuidor de su área en los términos regulados en el Contrato de Concesión del Distribuidor.

b) contratar su demanda de energía eléctrica en forma independiente a través de un contrato del Mercado a Término con un Generador o un Comercializador.

En el caso identificado en el inciso b) precedente, el usuario debe cumplir los requisitos establecidos en el Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS y ser habilitado como agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

2. CARACTERISTICAS DE LOS GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES COMO AGENTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES no están habilitados a operar en el Mercado Spot. Su relación es con el Distribuidor en lo que hace a la operación física en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no está obligado a enviarles los estudios, programaciones y demás información que suministra al resto de los agentes, y aquéllos, dadas sus características, no deben abonar el cargo por Gastos de Administración del Mercado.

3. SERVICIO TECNICO Y ADMINISTRATIVO DE LOS CONTRATOS

Para los usuarios de una red de distribución habilitados como GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES que compran en forma independiente su suministro, el Distribuidor del área prestará los servicios técnicos y administrativos complementarios a los que está obligado por el Contrato de Concesión a los efectos de dar cumplimiento a todas las actividades asignadas por la presente al Distribuidor. Dichos servicios complementarios se denominan Servicios Técnicos y Administrativos de Contratos.

Los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES no tienen obligación de intercambiar datos con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en lo que hace a su operación dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

La información requerida para realizar la programación, despacho, transacciones económicas, y facturación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es suministrada por el Distribuidor de acuerdo a la metodología descripta en el punto 6.

4. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

4.1 Los usuarios de un área de distribución que cumplan los requisitos básicos que permitan categorizarlos como GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES, deben contratar la totalidad de su demanda para poder ser habilitados como Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), es decir que no se considerarán ni faltantes ni sobrantes a comercializar en el Mercado Spot.

4.2 La duración del contrato del GUME y del GUPA es establecida en el Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS. La fecha de habilitación para la entrada en vigencia de este tipo de contratos es el comienzo de cada período trimestral en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

4.3 Los contratos con los GRANDES USUARIOS MENORES y con los GRANDES USUARIOS PARTICULARES pueden ser transferidos entre Generadores o Comercializadores. Para ello el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe ser informado al respecto por dichos Generadores o Comercializadores con el acuerdo del GRAN USUARIO MENOR o GRAN USUARIO PARTICULAR correspondiente, con QUINCE (15) días de anticipación al inicio del mes a partir del cual se aplicará tal transferencia. El OED verificará la disponibilidad de potencia contratable del Generador o Comercializador utilizando la máxima potencia contratada con el Distribuidor.

5. INGRESO COMO AGENTE DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El usuario que cumple los requisitos básicos establecidos en el Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS para GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES, puede solicitar la habilitación correspondiente a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, de acuerdo al procedimiento que dispone dicho Anexo 17.

6. ADMINISTRACION DENTRO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) DE LOS GRANDES USUARIOS MENORES Y DE LOS GRANDES USUARIOS PARTICULARES

6.1. GENERAL

6.1.1 Las mediciones para GRANDES USUARIOS MENORES no se realizarán en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con medición de energía mensual por banda horaria y de potencia horaria máxima mensual en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico.

6.1.2 Las mediciones para GRANDES USUARIOS PARTICULARES no se realizarán en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con el equipamiento de medición que dispongan al momento de la solicitud, el que como mínimo deberá registrar la energía mensual consumida por el usuario. La empresa distribuidora, prestadora adicional de la FTT a la que está conectado un GUPA, podrá instalar, a pedido del GUPA o por sí, equipamientos de medición que como mínimo cumplan los requisitos exigidos para la medición del GUME, en los términos del Contrato de Concesión de aquélla.

6.1.3 La verificación de las condiciones de calidad de servicio podrá ser realizada a partir de la información que suministre:

a) el Generador o Comercializador cocontratante y el Gran Usuario con sus propios equipos o de terceros encargados por éstos.

b) el PAFTT,

c) el ENRE,

d) los organismos públicos locales de control técnico,

e) las asociaciones de usuarios con personería jurídica.

6.2. DATOS DE DEMANDA

6.2.1 Al solo efecto de la programación y el cálculo de las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de un Distribuidor con GRANDES USUARIOS MENORES y con GRANDES USUARIOS PARTICULARES en su área de distribución, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como demanda de potencia del área a la demanda total de los usuarios que compran su demanda al Distribuidor, la de los GRANDES USUARIOS MENORES y la de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES dentro de su área que contratan en forma independiente su suministro. Esta demanda se denomina demanda asignada al área de distribución (PDEMAREA). Esta demanda así denominada no es la demanda del Distribuidor y se determina al solo efecto de distribuir adecuadamente los cargos por compras en el MEM.

6.2.2 Para los GRANDES USUARIOS PARTICULARES que no dispongan de la medición que registre la demanda de energía por banda horaria, ni la potencia en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico, se considerará como demanda realizada a las siguientes:

a) La potencia será la máxima registrada, o en su defecto la potencia contratada con el Distribuidor.

b) La energía por banda horaria, será aquella que surja de multiplicar la energía total registrada en el período, por los coeficientes que cada Distribuidora tenga establecidos explícita o implícitamente en el mecanismo de confección del Cuadro Tarifario, como participación de dicha energía total en cada banda horaria, para las demandas mayores o iguales de TREINTA (30) kW y menores de CINCUENTA (50) kW de demanda de potencia máxima. Debiendo ser confirmados por la Distribuidora luego de cada revisión tarifaria.
Si alguna Empresa distribuidora no dispusiera de los coeficientes mencionados en el párrafo anterior y hasta tanto dicha empresa Distribuidora los determine, se utilizarán los que publique el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las Programaciones Estacionales. Para obtener dichos coeficientes se considerará el promedio ponderado de los coeficientes que representen las participaciones de consumos en las bandas horarias de los GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) cuya potencia declarada se encuentre comprendida entre TREINTA (30) kW y CIEN (100) kW más el consumo de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPA) que dispongan de medición similar a los GRANDES USUARIOS MENORES. Los consumos a tomar en consideración para los GUME y GUPA, serán los registrados en el PERIODO BASE DE USO tal como está definido en el punto 2 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS.

6.2.3. A los efectos de la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el Distribuidor debe enviar como datos de demanda, prevista y realizada, la demanda asignada a su área de distribución, de acuerdo a lo definido en los puntos 6.2.1 y 6.2.2. precedentes. Además debe enviar semestralmente al OED con el envío de la información requerida para la programación estacional, los coeficientes que tenga establecidos explícita o implícitamente en el mecanismo de confección del Cuadro Tarifario como participación de dicha energía total en cada banda horaria, en el caso de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES que no dispongan de la medición que registre las mismas variables del GRAN USUARIO MENOR.
Al finalizar cada mes el Distribuidor debe enviar los valores de demanda de potencia y energía de cada uno de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área. Esta información deberá estar disponible en el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de las primeras CUARENTA Y OCHO (48) horas del mes siguiente.
Adicionalmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará, para cada GRAN USUARIO PARTICULAR que no posea medición de energía por banda horaria, la participación del consumo total en cada banda con los coeficientes descriptos precedentemente.

6.3. MEDICION DE DEMANDA SUMINISTRADA

6.3.1. El Distribuidor realiza la medición del consumo de energía y potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES. La medición para un mes debe corresponder con el mes calendario. De ser necesario, el Distribuidor deberá cambiar la fecha de medición de estos usuarios al convertirse en GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES para que coincida con la fecha de inicio de mes.

6.3.2. Al finalizar cada mes, el Distribuidor debe enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las mediciones horarias de potencia correspondiente a la demanda asignada a su área de distribución, tal como se define en el punto anterior (PDEMAREA).
Además, debe enviar las siguientes mediciones correspondientes a los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES, discriminada por Usuario y total del área.

a) Para GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con medición por banda: Demanda de energía mensual, discriminada por banda horaria de pico, valle y resto, de acuerdo con lo establecido en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) Para el resto de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES: la demanda de energía mensual.

c) Para GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con medción de potencia: Demanda máxima de potencia registrada en el mes en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico.

d) Para GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES sin medición de potencia: Cualquier modificación en la potencia máxima contratada con el Distribuidor.

Al solo efecto de la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) de cada GRAN USUARIO MENOR O GRAN USUARIO PARTICULAR como la potencia máxima registrada en la banda horaria de pico correspondiente al mes. En el caso en que por limitaciones en la medición de potencia no se disponga de la potencia máxima registrada en la banda horaria de pico se utilizará para el cálculo del Requerimiento Máximo de Potencia la potencia máxima registrada correspondiente al mes, independiente en que banda horaria se produjo y finalmente de no contarse con ninguna de las dos potencias mencionadas anteriormente se utilizará la potencia contratada con el Distribuidor.

6.4. ADMINISTRACION DEL CONTRATO DENTRO DEL MERCADO SPOT

A los efectos de las transacciones en el Mercado Spot, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como si los contratos de GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES no existieran.

6.5. DETERMINACION DEL PRECIO DE LA POTENCIA DE LA DEMANDA ASIGNADA AL AREA DE DISTRIBUCION

6.5.1. A los efectos del cálculo de las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de un Distribuidor con GRANDES USUARIOS MENORES y con GRANDES USUARIOS PARTICULARES en su área de distribución, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como demanda de potencia del Distribuidor en una hora a la demanda asignada a su área de distribución, tal como se indica en el punto 6.2.

6.5.2. Para cada Distribuidor con GRANDES USUARIOS MENORES y con GRANDES USUARIOS PARTICULARES el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el precio por potencia despachada del área (DESP) como la suma del Precio Base de la Potencia Despachada expresado en $/MW mes (PMESBAS) más el Precio por Confiabilidad expresado en $/MW mes (PMESCONF) multiplicada por el Factor de Adaptación del Distribuidor (FAj) y por la relación (RELD1) entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia registrada para el Distribuidor "j" en las horas en que se remunera la potencia en el mes para la demanda asignada al área de distribución (PDEMAREA).

$$\mathbf{RELD1} = \frac{\sum \mathbf{hrpPDEMhrpj}}{\mathbf{NHRPMES} \times \mathbf{PDMAXj}}$$

siendo:

hrp: horas del mes en que se remunera la potencia

PDEMhrp j: demanda de potencia registrada en la hora "hrp" para la demanda asignada al área de distribución j.

NHRPMES: cantidad de horas del mes en que se remunera la potencia.

PDMAXj: requerimiento máximo de potencia para la demanda asignada al área de distribución j.

En consecuencia:

$$\mathbf{DESPj}(\$/\mathbf{MWmes}) = \mathbf{RELD1j} \times (\mathbf{PMESBAS} + \mathbf{PMESCONF})\mathbf{FAj}$$

6.5.3. A su vez el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio Adicional por Potencia del área (ADIC) sumando el Precio Estacional por Reserva de Potencia (PESTRES) y el Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia (PESTSER), y multiplicándolo por el Factor de Adaptación del Distribuidor del área.

$$\mathbf{ADICj}(\$/\mathbf{MWmes}) = (\mathbf{PESTRES} + \mathbf{PRESTSER})\mathbf{FAj}$$

6.5.4. Sumando ambos precios, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula el precio de la potencia en el área de distribución (POTDIST).

$$\mathbf{POTDISTj}(\$/\mathbf{MWmes}) = \mathbf{DESPj} + \mathbf{ADICj}$$

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) publicará mensualmente el precio de la potencia en el área de distribución (POTDIST) para la totalidad de las mismas.

6.6. FACTURACION Y LIQUIDACION AL DISTRIBUIDOR

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la facturación al Distribuidor de la siguiente manera:

6.6.1. CARGO POR ENERGIA: El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la energía neta para cada banda horaria para los usuarios que compran su demanda al Distribuidor como la diferencia entre la energía total comprada por aquél en el Mercado Spot para cada banda horaria y la energía mensual total para los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES en la misma banda horaria. Si el valor resulta positivo, sobre esta magnitud física se realizará el cálculo del cargo del impuesto correspondiente al FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA. A continuación calculará el cargo por energía valorizando la energía neta de cada banda horaria aplicándole el correspondiente Precio Estacional.

6.6.2. CARGO POR POTENCIA: El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe descontar del cargo por la potencia asignada a su área de distribución (PDEMAREA), el producto de los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área de distribución por el precio de la potencia en el área de distribución (POTDIST).

6.6.3. Además el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la LIQUIDACION a favor del Distribuidor del cargo por los SERVICIOS TECNICOS Y ADMINISTRATIVOS DEL CONTRATO que se calcula multiplicando el valor ($SERV) fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área de distribución, discriminándolo por Generador o Comercializador.

6.7. FACTURACION AL GENERADOR O COMERCIALIZADOR CON CONTRATOS CON GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

6.7.1. El cálculo de las transacciones horarias en el Mercado Spot de cada Generador o Comercializador se hará independientemente de los contratos de GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES.

6.7.2. Finalizado cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe facturar, con los cargos impositivos y gastos OED pertinentes, a cada Generador o Comercializador "k" por sus contratos con GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES el Cargo por GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES, totalizando los siguientes conceptos:

a) CARGO POR ENERGIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe totalizar la demanda de energía mensual por banda horaria de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES con contratos con el Generador o Comercializador, discriminada por área de distribución. Con este dato, calcula el cargo por energía multiplicando la energía mensual de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES por área de distribución en cada banda horaria, por el correspondiente Precio Spot Mensual de la Energía para el Distribuidor en dicha banda horaria (PMMESmbj). Para un mes "m" se denomina Precio Spot Mensual de la Energía para e lDistribuidor j en una banda horaria (PMMESmbj) al promedio mensual del Precio Spot de la Energía en las horas correspondientes a dicha banda, ponderado por la demanda abastecida en dicha banda y multiplicado por el factor de nodo del Distribuidor j.

$$ECONTGUj,k = \sum bEDEMCONTbj,k \times PMMESmbj$$

siendo:

b: banda horaria.

j: Distribuidor.

EDEMCONT bj,k = energía mensual en la banda horaria b total de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos el Generador o Comercializador k dentro del área de distribución del Distribuidor j.

PMMESmbj = Precio Spot Mensual de la Energía para el Distribuidor en la banda horaria b para el Distribuidor j.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) publicará mensualmente el Precio Spot Mensual de la Energía para el Distribuidor j en una banda horaria b (PMMESmbj) para la totalidad de las áreas de distribución.

b) CARGO POR POTENCIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe totalizar los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con contratos con el Generador o Comercializador, discriminada por área de distribución. Con estos valores calcula el cargo por potencia a asignar al Generador o Comercializador multiplicando el Requerimiento Máximo de Potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES por área de distribución por el correspondiente precio de la potencia en el área de distribución.

$$PCONTGUjk = REQMAXjk \times POTDISTj$$

siendo:

j: Distribuidor.

REQMAX jk = Requerimiento Máximo de Potencia total de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos el Generador o Comercializador k dentro del área de distribución del Distribuidor j.

POTDIST j = precio de la potencia en el área de distribución del Distribuidor j.

6.7.3. Además el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) facturará al Generador o Comercializador el cargo por los SERVICIOS ADMINISTRATIVO Y TECNICO DE LOS CONTRATOS multiplicando el valor ($SERV) fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por los Requerimientos Máximos de Potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos.

6.8. FACTURACION A GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

El Distribuidor facturará a los GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área los cargos por la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) firme definidos en la normativa vigente en el MEM para Media o Baja Tensión, según corresponda, salvo en las áreas de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en las que el Distribuidor facturará de acuerdo a lo establecido en los respectivos Contratos de Concesión.

6.9. INCUMPLIMIENTO EN LAS OBLIGACIONES DE PAGO

A los efectos de la aplicación de la normativa referente al incumplimiento de las obligaciones de pago los GUPA serán considerados igual que los GUME.

ANEXO 30: IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. INTRODUCCIÓN

Entre los agentes y Comercializadores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Para garantizar la transparencia de dichas operaciones se necesita establecer condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país.

a) Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos.

b) Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte.

c) Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países.

Para llevar a cabo operaciones de importación y exportación es necesario que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación. En el MEM, dicho organismo es el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). A los efectos de este anexo, para los otros países se lo denomina Organismo Coordinador (OC).

Se pueden realizar dos tipos de operaciones de importación y exportación.

- Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del Mercado a Término, del tipo Contrato de Potencia Firme.
- Intercambios de Oportunidad, mediante transacciones en el Mercado Spot, interrumpibles.

El agente o Comercializador del MEM que lleva a cabo una operación de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos que resulten en el MEM para dicha operación, y es facturado por ello por el OED.

La importación es considerada generación que se adiciona al MEM, y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan. La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MEM en la frontera y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan y el cargo mensual por Energía Adicional correspondiente a las pérdidas, como si se tratara de la demanda de un Gran Usuario.

2. EMPRESAS QUE PUEDEN REALIZAR OPERACIONES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Los Agentes y Comercializadores del MEM pueden realizar operaciones de importación y/o exportación dentro de las siguientes condiciones.

- Un agente Generador Independiente, Cogenerador o un Comercializador que comercializa centrales puede ser la parte vendedora de un contrato de exportación del Mercado a Término.
- Un agente Generador Independiente, Cogenerador o un Comercializador que comercializa generación puede realizar operaciones de exportación Spot.
- Un agente Distribuidor o Gran Usuario Mayor, o un Comercializador que comercializa demanda puede ser la parte compradora de un contrato de importación del Mercado a Término.
- Un Comercializador puede realizar operaciones de importación Spot.

3. VINCULACIÓN CON EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

3.1. TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL.

Se denomina Transporte de Interconexión Internacional al conjunto de equipamiento de Transporte (líneas, subestaciones, conversoras, transformadores, etc. según corresponda) dedicado a conectar uno o más nodos de instalaciones existentes de un Transportista, Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte o de otros titulares de instalaciones en el territorio nacional con la red de Transporte de un país

limítrofe dónde se conectan los agentes de dicho país. Su función prioritaria es transportar los intercambios de energía eléctrica entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país.

3.2. VINCULACIÓN DE LA IMPORTACIÓN Y LA EXPORTACIÓN.

Para cada Transporte de Interconexión Internacional, el OED debe definir el nodo físico o nodo equivalente, que se denomina nodo frontera, en que se considera se ubica el intercambio con el otro país.

Los intercambios de importación y exportación se consideran respectivamente oferta y demanda de otro país que pasa a incluirse dentro del MEM en los términos del presente anexo, con su punto de entrada y salida al Mercado coincidente con un nodo frontera.

3.3. VINCULACIÓN DE UN AGENTE DEL MEM.

Un agente que se conecte al MEM a través de un nodo ubicado en un Transporte de Interconexión Internacional debe tener en cuenta que en el despacho y la operación de su oferta o de su demanda la capacidad del vínculo quedará limitada al remanente no requerido por contratos de importación o exportación, salvo que acuerde un Contrato de Potencia Firme en cuyo caso recibirá el mismo tratamiento que:

a) un contrato de exportación si es una demanda;

b) un contrato de importación si es un Generador.

Toda referencia en el presente Anexo a los requisitos y la administración de un contrato de importación o exportación, salvo en lo que hace a requerimientos de permiso de importación o exportación, se aplican también a un Contrato de Potencia Firme de un agente del MEM conectado a un Transporte de Interconexión Internacional.

4. TIPOS DE OPERACIONES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Las operaciones de importación y exportación se diferencian en su plazo de vigencia.

Se pueden acordar intercambios firmes entre un agente o Comercializador del MEM y una empresa de otro país, de mediano y largo plazo, a través de contratos del Mercado a Término. Un contrato de importación o exportación representa por parte del vendedor un compromiso de contar con una capacidad de entrega en el nodo frontera durante todo el plazo de duración del contrato.

Se pueden realizar intercambios de oportunidad, en función de los excedentes y faltantes que surjan en cada país y sus precios. Una operación de importación Spot consiste en vender al Mercado Spot en un nodo frontera oferta excedente de otro país. Una operación de exportación Spot consiste en la venta de excedentes del MEM en el nodo frontera con otro país.

4.1. CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

Un agente o Comercializador del MEM que quiera realizar contratos de exportación del Mercado a Término debe contar con un permiso de exportación de la SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS. Un agente consumidor o un Comercializador que quiera realizar contratos de importación del Mercado a Término con una Empresa Extranjera debe contar con un permiso de importación de la SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS asociado a generación identificada de dicha Empresa Extranjera.

La SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS no emitirá un permiso de exportación o importación o si el solicitante no cuenta con la capacidad de generación firme o la demanda pertinente, necesarias para respaldar la operación. El consumo de gas relacionado con la exportación de energía eléctrica será tratado como una exportación de gas y se le aplicará la normativa prevista para tal caso.

Un Generador o Cogenerador del MEM podrá requerir un permiso de exportación si cuenta con la potencia y energía necesarias para avalarlo, mientras que para un Comercializador del MEM su comercialización de generación deberá contar con la potencia necesaria para ello. En el caso de instalaciones a concretar, el permiso será condicional a la terminación de las obras. Un agente consumidor o Comercializador que quiera realizar contratos con una empresa extranjera podrá requerir un permiso de importación si la empresa, ya sea con generación de su propiedad o de su comercialización de generación, cuenta en su país con la potencia y energía necesaria para ello.

La exportación o importación autorizada deberá concretarse dentro de un plazo no superior a los DOCE (12) meses de otorgada la misma. La SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS otorgará un plazo mayor cuando la operación requiera la construcción de transporte cuyo plazo de ejecución así lo justifique. Transcurrido el plazo indicado, perderá vigencia la autorización de la capacidad que no esté comprometida en contratos.

Los contratos serán de conocimiento público en lo que hace al precio, capacidad firme contratada e información necesaria para su administración.

4.1.1. CARACTERÍSTICAS.

Los contratos de importación y exportación deben realizarse bajo la modalidad de Contratos de Potencia Firme, en que se intercambia un producto firme (capacidad puesta a disposición) en un nodo frontera. La parte compradora puede requerir una curva de carga horaria a entregar en dicho nodo, con una potencia horaria menor o igual que la potencia contratada. La energía resultante de este contrato depende de las necesidades de abastecimiento que requiera el comprador.

Los contratos son para la parte vendedora una obligación de cumplimiento físico en la frontera, o sea una obligación de potencia firme puesta a disposición por la parte vendedora en el nodo frontera, correspondiendo a un intercambio con garantía de suministro. El vendedor debe cubrir su contrato con energía y potencia proveniente de fuera del país al que pertenece el comprador. La potencia contratada es potencia firme para el país dónde se ubica el agente comprador. Requiere disponer de la necesaria capacidad de generación y de Transporte para Contratos Firme en el nodo frontera.

Para cada mes de vigencia de un Contrato de Potencia Firme, el OED debe considerar como energía mensual representativa la correspondiente a multiplicar la potencia contratada para dicho mes por el número de horas del mes, salvo que en el contrato se indique:

- una curva de carga horaria comprometida para el mes, en cuyo caso la energía mensual representativa es la energía de dicha curva de carga, y las partes no podrán modificar dichos valores en la operación real más allá de una tolerancia de 5% en la energía mensual;
- un límite a la energía máxima mensual que se podrá requerir abastecer, en cuyo caso la energía mensual representativa es la energía máxima definida, y las partes no podrán requerir en la operación real una energía mensual que supere el valor informado en más de una tolerancia definida del 5%.

El OED debe definir la energía mensual máxima requerible por un contrato de importación o exportación como su energía mensual representativa.

A su vez, el OED debe considerar como potencia máxima mensual representativa a la potencia contratada máxima para cada mes.

Para el MEM, se considera que la transacción es en el nodo frontera identificado, y se debe informar los precios representativos del contrato en ese punto.

Un contrato de exportación no significa prioridad de despacho de la potencia del vendedor sino una demanda adicional que se agrega al MEM para ser cubierta por despacho. Una máquina comprometida en un contrato de exportación interviene en el despacho del MEM y solamente genera en la medida que resulte despachada por el OED. El agente o Comercializador que es la parte vendedora cubrirá los requerimientos de abastecimiento de energía asociados a dicho contrato con generación propia de resultar despachado con suficiente potencia para cubrir todos sus compromisos vendidos por contratos, o con compras en el Mercado Spot de resultar del despacho un faltante para cubrir todos sus contratos y existir el excedente necesario.

En vista que el contrato de exportación significa un compromiso de capacidad firme para garantizar el abastecimiento de demanda ubicada en otro país, el exportador no puede vender la potencia contratada dentro del MEM pero sí la energía de ocasión que resulte despachada y producida por dicha potencia cuando el contrato no la convoque y el exportador resulte con excedente disponible para el MEM. De resultar un agente o Comercializador con contratos de exportación generando en una hora, el OED debe considerar como potencia operable para el MEM a la potencia operable total que resulte menos la suma de la potencia contratada para el mes en sus contratos de exportación, salvo que esta resta resulte negativa en cuyo caso debe considerarla cero. Se entiende por potencia contratada a la potencia comprometida en el contrato, aún cuando la potencia requerida en esa hora por el contrato sea menor. No se puede participar en el concurso de reserva fría semanal del MEM con potencia que esté comprometida en contratos de exportación. Esta potencia tampoco participa en la conformación de la potencia base del MEM.

Un contrato de importación corresponde a producción adicional, proveniente de generación que no pertenece al MEM, que resulta con un despacho obligado en el nodo frontera igual a la curva de carga horaria requerida por el contrato, salvo restricciones operativas y/o de seguridad del MEM que la limiten. Para la demanda abastecida por dicho contrato, se considera que desaparece durante la vigencia del contrato el requerimiento de contar para su abastecimiento con potencia base instalada dentro del MEM. Un Gran Usuario Interrumpible sólo puede acordar un contrato de importación para el cubrimiento firme de la parte de su demanda que es no interrumpible.

4.1.2. REQUISITOS.

Los contratos son pactados libremente entre las partes, pero para su autorización como contratos del Mercado a Término deben ajustarse a la regulación vigente en el MEM, y contar con una operación de importación o exportación autorizada por la Secretaría de Energía por una capacidad mayor o igual que la potencia comprometida en el contrato.

Para su administración en el MEM, los contratos deben identificar:

- las partes;
- el plazo de vigencia;
- el nodo frontera dónde para los efectos del MEM se acuerda el suministro;
- el Transporte de Interconexión Internacional a utilizar y la disponibilidad de capacidad de Transporte para Contratos Firmes;
- la potencia firme contratada en el nodo frontera y su variación, de existir, en el tiempo;
- la identificación de las máquinas y/o centrales comprometidas para su cubrimiento;
- el precio ($/MW) de la potencia firme comprometida;
- • los compromisos, de existir, de energía asociada;
- el precio de la energía.

4.2. OPERACIONES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN EN EL MERCADO SPOT

4.2.1. GENERALIDADES.

Las operaciones de importación y exportación Spot requieren para su implementación la coordinación de la operatoria entre el OED y los Organismos Coordinadores de otros países así como compatibilidad en los plazos para la presentación de ofertas y su aceptación.

En el MEM, para la aceptación de operaciones Spot de importación y exportación se deben cumplir las normas que se establecen en el presente anexo, resultando de ello implícita la autorización por parte de la SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS de la operación de importación o exportación involucrada.

4.2.2. CARACTERÍSTICAS Y REQUISITOS.

Las operaciones de importación y exportación Spot corresponden a intercambios horarios de excedentes de energía, entendiéndose como tal:

- para generación hidráulica, energía de vertimiento, o sea energía que resultaría vertida en el despacho diario si no se concreta la exportación Spot;
- para generación térmica, la potencia que no es requerida ni para generar ni como reserva y es declarada como excedente exportable en el despacho.

En la importación y exportación Spot se compran y venden excedentes de ocasión. Se limita a una transacción de energía excedente, y no existe transacción de potencia.

Dentro del MEM, el OED sólo puede autorizar una operación Spot de importación o exportación si cumple las normas establecidas en el presente anexo y existe la capacidad remanente de Transporte:

- como capacidad libre en el Transporte de Interconexión Internacional correspondiente al nodo frontera;

- como capacidad libre en la red de Transporte del MEM sin producir la saturación de algún vínculo de Transporte.

Al realizar el predespacho diario, el OED debe determinar la capacidad en cada nodo frontera prevista a utilizar por los contratos de importación y exportación u otro tipo de compromiso que responda a acuerdos bilaterales entre países y que tengan prioridad. De resultar capacidad libre, el OED debe habilitar operaciones Spot de exportación y/o importación según corresponda, utilizando la capacidad remanente en el nodo frontera de acuerdo a las normas establecidas en el presente anexo. Dentro del SADI, se considera que existe capacidad remanente para una operación Spot de importación o exportación si se puede realizar sin producir saturación de ningún vínculo de Transporte.

Una operación de importación Spot no puede producir un desplazamiento del despacho de máquinas del MEM que lleve a una condición de faltante en el despacho de reserva para regulación de frecuencia.

La operación de exportación Spot es interrumpible por el OED de surgir una condición que pueda poner en riesgo el abastecimiento de la demanda en el MEM y que haga necesario utilizar los excedentes de potencia y energía que se estaban exportando.

Las operaciones Spot de importación son intercambios interrumpibles por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) del país vendedor ante una emergencia que provoque riesgo en el abastecimiento de la demanda propia de dicho país.

5. ASPECTOS DE ORGANIZACIÓN

5.1. CONTRATOS DE IMPORTACIÓN

5.1.1. GENERALIDADES.

Un contrato de importación es considerado como una oferta que se adiciona al MEM, denominada máquina contrato importación, ubicada en el nodo frontera.

El contrato de importación establece un compromiso de entrega en un nodo frontera, a ser cubierto con generación que no pertenece al MEM. La potencia contratada aporta al cubrimiento de la garantía de suministro de demanda contratada ubicada en el MEM.

Un contrato de importación recibe el siguiente tratamiento en el MEM.

a) Durante la vigencia de un contrato de importación, la potencia contratada se considera el valor tope que podrá requerir como importación la parte compradora.

b) Cada día la curva de carga horaria comprometida en el nodo frontera se considera como el valor a entregar horariamente por el contrato y es programada en el despacho como importación con el objeto de cubrir demanda del correspondiente comprador, no aceptándose en la programación y despacho la condición de sobrecontrato para importaciones. De resultar para una hora la demanda prevista del comprador menor que la potencia total prevista entregar por sus contratos de importación, el OED debe limitar la importación total contratada hasta su demanda prevista, o sea a un valor inferior a las curvas de carga de importación solicitadas.

   Sólo para el caso de déficit en el MEM el comprador podrá incluir además el nivel de pérdidas correspondientes, evaluadas hasta el nodo frontera, para garantizar toda la generación requerida para abastecer la demanda contratada.

c) Las restricciones que afectan el despacho del MEM como resultado de requerimientos operativos de calidad y seguridad y de capacidad de Transporte pueden limitar el cumplimiento físico de la importación requerida por el contrato.

d) La curva de carga horaria resultante del despacho, o sea la curva de carga horaria requerida por el comprador menos las limitaciones aplicadas, se denomina curva de carga horaria despachada para el contrato en el nodo frontera. El OED debe informar al agente o Comercializador involucrado la justificación de las limitaciones realizadas.

e) La curva de carga horaria despachada en el nodo frontera se debe cumplir con generación detrás de la frontera, dentro de una banda definida por el Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales. Dicho porcentaje se define en el CINCO POR CIENTO (5%) horario.

5.1.2. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL.

Para la Programación Estacional, el OED debe modelar el contrato de importación como una oferta adicional en el nodo frontera, con una generación forzada prevista teniendo en cuenta:

- los compromisos de tomar energía obligada y curvas de carga comprometidas indicados en el contrato;
- la energía mensual máxima requerible, de estar definida en el contrato;
- y la información que suministre el agente o Comercializador del MEM como curva de carga horaria prevista requerir.

5.1.3. PROGRAMACIÓN SEMANAL.

Para la programación semanal, el agente o Comercializador del MEM que es la parte compradora del contrato debe informar al OED la curva de carga prevista tomar en el nodo frontera correspondiente a cada contrato importación, para los distintos tipos de días de la semana. De no suministrar información, el OED debe considerar que no están previstos intercambios.

El OED debe verificar que la energía semanal requerida por un contrato más la energía ya importada por dicho contrato en lo que va del mes no resulte mayor que la energía mensual máxima requerible más la tolerancia definida, tal como se indica en el punto 4.1.1. de este Anexo. De superar dicho tope, el OED debe reducir la energía semanal requerida por el contrato al valor restante para alcanzar la energía mensual máxima requerible incrementada en la tolerancia definida. Esta reducción la debe repartir proporcionalmente entre las curvas de carga requeridas por el contrato para dicha semana, salvo que el agente o Comercializador comprador le requiera un criterio de distribución distinto.

Estas cargas son programadas como generación obligada en las correspondientes máquinas contrato importación modelada en el nodo frontera, salvo que:

- la demanda prevista para el agente comprador sea menor que la suma de la potencia prevista entregar por cada uno de sus contratos de importación, en cuyo caso la importación total de sus contratos se limitará a la demanda prevista y se repartirá la reducción proporcionalmente entre todos sus contratos de importación salvo que el comprador haya informado previamente un criterio distinto de asignación;
- existan restricciones operativas de calidad y seguridad o de Transporte que impidan importarla en el nodo, en que las limitaciones a aplicar se harán de acuerdo a lo indicado en el punto 6.3.5 de este Anexo.

5.1.4. DESPACHO DIARIO.

Para el despacho diario, el agente o Comercializador del MEM debe informar al OED para cada uno de sus contratos de importación los ajustes a la curva de carga horaria en el nodo frontera prevista para ese día en la Programación Semanal. De no suministrar información, el OED debe considerar que se mantienen los valores previstos en la Programación Semanal.

Se denomina apartamiento semanal de un contrato de importación a la diferencia entre la energía semanal prevista tomar en la Programación Semanal, y la energía semanal correspondiente a la suma de la energía prevista tomar cada día de la semana de acuerdo a los datos suministrados por el agente o Comercializador del MEM para el despacho diario. No se incluyen en este apartamiento las modificaciones a las curvas de carga realizadas por o a requerimiento del OED o del Organismo Coordinador del otro país. El apartamiento semanal de un contrato de importación no puede diferir en más de un 10% de la energía semanal prevista en la Programación semanal, salvo emergencias debidamente justificadas.

Si el ajuste requerido en el despacho diario significa una energía a importar por el contrato tal que el apartamiento semanal acumulado es superior al DIEZ POR CIENTO (10%) el OED debe limitar la importación para no superar este apartamiento tope, salvo que el agente o Comercializador informe una emergencia que justifique superar dicho apartamiento. De aplicar una reducción en la energía a importar por el contrato, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe repartirla proporcionalmente entre la carga de las horas del día, salvo que el agente o Comercializador le informe previamente un criterio de distribución distinto.

Las curvas de carga son modeladas como generación obligada en cada máquina contrato importación en el nodo frontera. Dicha máquina es despachada cada hora con la carga requerida salvo que:

- la demanda horaria prevista del agente o Comercializador comprador sea menor que la suma de la potencia a entregar por sus contratos de importación, en cuyo caso se limitará la importación total a la demanda y se repartirá la reducción proporcionalmente entre todos sus contratos de importación, salvo que el comprador haya informado previamente otro criterio para la asignación de la reducción;
- existan restricciones operativas de calidad y seguridad o de Transporte que no permitan tomar toda la potencia a importar en el nodo frontera, en que las limitaciones a aplicar se harán de acuerdo a lo indicado en el punto 6.3.5 de este Anexo.

5.1.5. CONDICIÓN DE VERTIMIENTO EN EL MEM.

En caso de presentarse excedentes hidráulicos en el MEM que resultarían vertidos pero podrían ser generados reemplazando parte o toda la energía importada por contratos, el OED debe informar a los agente y Comercializadores que cuenten con contratos de importación los excedentes hidráulicos existentes y los precios Spot previstos, y solicitar que analicen la posibilidad de reducir su importación.

En este caso, las partes dentro de un contrato de importación podrán llegar a un acuerdo, y el agente o Comercializador del MEM podrá ofertar al OED una reducción en su curva de carga horaria en el nodo frontera asociado al contrato, en respuesta a su requerimiento de minimizar vertimientos. El OED debe tomar las reducciones ofertadas salvo que el total supere la generación requerida para eliminar el vertimiento, en cuyo caso debe limitar la reducción al mínimo necesario para que no existan vertidos y repartirla entre todos los contratos que ofertaron reducir, proporcionalmente a la reducción ofertada por cada uno de ello.

5.2. IMPORTACIONES SPOT

Los Comercializadores pueden realizar operaciones Spot de importación ofertando vender energía excedente de otro país en el Mercado Spot, con un precio en la frontera. La aceptación de una importación Spot se basa en criterios económicos de despacho. Dichos criterios están definidos por la Secretaría de Energía y Puertos a través de los procedimientos que define en este anexo y en LOS PROCEDIMIENTOS, y el modelo de despacho que autoriza para el MEM. El OED debe aplicar la normativa y el modelo vigente para determinar si corresponde o no la aceptación de la oferta de importación Spot.

Una importación Spot en un nodo frontera es un intercambio interrumpible por el correspondiente Organismo Coordinador del país exportador en caso de surgir inconvenientes en el abastecimiento de dicho país que requieran el uso de la potencia exportada para garantizar el cubrimiento adecuado de su demanda. El Organismo Coordinador (OC) debe notificar al OED cada vez que se presente esta condición, indicando el o los motivos que la originan. El OED debe coordinar con el Organismo Coordinador (OC) del país vendedor el retiro de la importación dentro del menor plazo posible.

5.2.1. CAPACIDAD REMANENTE.

Al realizar el predespacho, el OED debe determinar la capacidad remanente en cada nodo frontera que puede ser utilizada para importación Spot, dentro de los plazos y con los procedimientos que se establecen en el presente anexo.

El OED no puede autorizar una operación de importación Spot si produce la saturación de un vínculo de la red de Transporte del MEM o no existe la suficiente capacidad libre en el nodo frontera.

5.2.2. OFERTAS DE IMPORTACIÓN SPOT.

Un Comercializador que desee participar en operaciones de importación Spot en el MEM debe realizar su oferta de acuerdo a los plazos y procedimientos que se establecen en el presente anexo.

- Una semana antes de la fecha en que los Generadores térmicos del MEM realizan su declaración de Costo Variable de Producción, el Comercializador debe informar al OED el precio requerido para sus ofertas de importación Spot durante el período, denominado oferta estacional de precio de importación. Puede realizar una oferta por nodo frontera. Se considera que el precio declarado incluye el peaje del Transporte de Interconexión Internacional. Cada oferta debe incluir la siguiente información.

  a) Identificación del nodo frontera.

b) El precio ofertado de importación para excedentes térmicos, pudiendo discriminar distinto precio para cada mes del período y por bandas de potencia (por ejemplo, un precio hasta CIEN (100) MW, otro precio para más de CIEN (100) MW y hasta TRESCIENTOS (300 MW), etc.).

c) El precio ofertado de importación para excedentes hidroeléctricos, pudiendo discriminar distinto precio para cada mes del período y por bandas de energía (por ejemplo, un precio hasta MIL (1000) MWh, otro precio para más de MIL (1000) MWh y hasta DOS MIL (2000) MWh, etc.).

- Dentro de los plazos establecidos en el presente anexo para el envío de ofertas de importación Spot para el despacho diario, el Comercializador debe informar al OED su oferta diaria de excedente de potencia y/o energía disponible para cada oferta estacional de precio de importación realizada. De no recibir dentro de los plazos establecidos oferta de disponibilidad para una oferta estacional de precio de importación de un Comercializador, el OED debe considerar que no existe excedente ofertado para dicho precio. No se pueden realizar ofertas de excedentes si previamente en la declaración estacional no se realizó la correspondiente oferta estacional de precio de importación.

El OED, de prever déficit y/o una situación comprometida en el abastecimiento, debe informar a los Comercializadores el faltante probable.

A lo largo de un día, ante condiciones imprevistas que provoquen riesgo de déficit, antes de realizar el redespacho el OED debe habilitar la presentación de nuevas ofertas de energía y potencia para importación Spot para cada oferta estacional de precio de importación por parte de los Comercializadores.

5.2.3. DESPACHO DE LAS OFERTAS DE IMPORTACIÓN SPOT.

El OED debe incorporar cada oferta de importación Spot de un Comercializador como una máquina adicional, denominada máquina importación Spot, con un costo variable igual al precio requerido en el nodo frontera, y una potencia y energía máxima coincidente con la ofertada.

La importación Spot ofertada compite con la oferta de los Generadores del MEM y es aceptada en la medida que resulte generando en el despacho económico del MEM, dentro de las limitaciones que imponen los requerimientos de seguridad y calidad preestablecidas, las restricciones operativas, y los límites de capacidad de Transporte existentes. Como restricción propia, no puede provocar saturación de un vínculo de Transporte en el MEM.

La reserva regulante y operativa del MEM no se puede ubicar en importaciones Spot. La importación Spot no puede producir faltantes de regulación de frecuencia por desplazar del despacho máquinas del MEM necesarias para mantener la reserva regulante requerida.

La energía Spot importada en un nodo frontera es remunerada al precio ofertado. Al finalizar cada mes, el OED debe totalizar las diferencias que surgen por las importaciones Spot entre su remuneración al precio ofertado y su valorización al precio de nodo de la energía en el nodo frontera. El monto resultante será acumulado en el Fondo de Calidad de Servicio. La Secretaría de Energía y Puertos reglamentará el Servicio de Control y Calidad del MEM y el uso y asignación del Fondo de Calidad de Servicio.

5.3. CONTRATOS DE EXPORTACIÓN

5.3.1. GENERALIDADES.

Un contrato de exportación es considerado como una demanda adicional del MEM, denominada demanda contrato exportación, ubicada en el nodo frontera.

El contrato establece un compromiso de entrega en un nodo frontera, a ser cubierto con generación dentro del MEM. La garantía del cumplimiento del contrato está dada por la capacidad de generación del Generador o Comercializador vendedor, si bien cuenta con el respaldo de la generación en el MEM para cubrir el contrato con compras en el Mercado Spot en la medida que exista el excedente necesario. No podrá realizar una compra en el Mercado Spot para exportar si dicha compra produce déficit en el MEM.

Si, ante falta de disponibilidad propia del vendedor y falta de oferta en el Mercado Spot, no se pueda abastecer toda la exportación comprometida por un vendedor, el OED debe repartir el faltante como una restricción a la potencia y energía a entregar a cada uno de sus contratos de exportación proporcionalmente a la entrega horaria comprometida en el contrato dentro de la exportación total comprometida por el vendedor, salvo que el vendedor haya informado previamente aplicar un criterio de distribución distinto.

Para la coordinación de la programación, el despacho del MEM y la operación física de la interconexión, el agente o Comercializador del MEM que es la parte vendedora del contrato, debe informar al OED las curvas de carga horarias correspondientes al requerimiento de energía asociado al contrato.

5.3.2. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL.

Para la Programación Estacional el OED debe modelar el contrato de exportación como una demanda adicional en el nodo frontera, prevista teniendo en cuenta:

- los compromisos de tomar energía obligada y curvas de carga comprometidas indicados en el contrato;
- la energía mensual máxima requerible correspondiente al contrato;
- la información suministrada por el agente o Comercializador del MEM vendedor respecto de las curvas de carga horarias previstas entregar.

5.3.3. PROGRAMACIÓN SEMANAL.

Para la programación semanal, el agente o Comercializador del MEM que es la parte vendedora del contrato debe informar al OED la curva de carga prevista entregar en el nodo frontera, correspondiente al abastecimiento asociado al contrato para los distintos días de la semana. De no suministrar información, el OED debe suponer que no está previsto ningún intercambio.

El OED debe verificar que la energía semanal requerida por un contrato más la energía ya exportada por dicho contrato en lo que va del mes no resulte mayor que la energía mensual máxima requerible más la tolerancia definida, tal como se indica en el punto 4.1.1. de este Anexo. De superar dicho tope, el OED debe reducir la energía semanal requerida al valor restante para alcanzar la energía mensual máxima requerible incrementada en la tolerancia definida. Esta reducción la debe repartir proporcionalmente entre las curvas de carga requeridas por el contrato para dicha semana, salvo que el Generador o Comercializador vendedor le haya informado previamente un criterio de distribución distinto.

La curva de carga es asignada a la demanda contrato exportación y se despacha en el MEM, pudiendo resultar el vendedor realizando compras de oportunidad en el Mercado Spot para cubrir su contrato. La curva de carga resulta como programada semanalmente a abastecer salvo que:

- esté previsto una condición de déficit y el agente exportador no cuente con la disponibilidad propia para cubrir el compromiso contratado, en que se preverán limitaciones de acuerdo a dicha capacidad disponible;
- existan restricciones operativas de calidad, seguridad o de Transporte que no permitan entregar la potencia requerida, en que se limitará al máximo posible.

5.3.4. DESPACHO DIARIO.

Para el despacho diario, el Generador o Comercializador del MEM debe informar al OED para cada uno de sus contratos de exportación los ajustes a la curva de carga horaria en el nodo frontera prevista para ese día en la Programación Semanal. De no suministrar información, el OED debe considerar que se mantienen los valores previstos en la Programación Semanal.

Se denomina apartamiento semanal de un contrato de exportación a la diferencia entre la energía semanal prevista entregar en la Programación Semanal, y la energía semanal correspondiente a la suma de la energía prevista entregar cada día de la semana de acuerdo a los datos suministrados para el despacho diario. No se incluyen las modificaciones a las curvas de carga informadas realizadas por o a requerimiento del OED o del Organismo Coordinador del otro país. El apartamiento no puede diferir en más de un DIEZ POR CIENTO (10%) de la energía semanal prevista en la Programación semanal, salvo emergencias debidamente justificadas.

Si el ajuste requerido en el despacho diario significa una energía a exportar por el contrato tal que el apartamiento semanal acumulado es superior al DIEZ POR CIENTO (10%), el OED debe limitar la exportación para no superar el apartamiento tope, salvo que el agente o Comercializador informe un emergencia que lo justifique. De resultar una reducción de la energía diaria a exportar, el OED debe repartirla proporcionalmente a la carga requerida para cada hora del día, salvo que el agente o Comercializador le informe previamente un criterio de distribución distinto.

En caso de déficit, el agente o Comercializador exportador verá afectado el cumplimiento de sus contratos de exportación si no cuenta con disponibilidad propia para abastecer sus compromisos contratados. El cumplimiento también podrá ser afectado si existen restricciones que no permitan llevar toda la potencia requerida hasta el Transporte de Interconexión Internacional y el nodo frontera.

La curva de carga de los contratos son modeladas en la correspondiente demanda contrato exportación en el nodo frontera, y cada hora es abastecida la carga requerida salvo que:

- esté previsto una condición de déficit y el Generador o Comercializador exportador no cuente con la disponibilidad comprometida para cubrir sus compromisos contratados;
- existan restricciones operativas de calidad, seguridad o de Transporte que no permitan entregar toda la potencia requerida a exportar en un nodo frontera, en cuyo caso se limitará de acuerdo a lo indicado en el punto 6.3.5. del presente Anexo.

5.3.5. CONDICIÓN DE DÉFICIT EN EL MEM.

En caso de prever inconvenientes en el cubrimiento de la demanda del MEM, el OED debe informar el déficit previsto a cada agente y a cada Comercializador del MEM que cuente con contratos de exportación, y solicitar que analicen la posibilidad de reducir su exportación.

En este caso, las partes dentro del contrato podrán llegar a un acuerdo, y el agente o Comercializador del MEM ofertar al OED una reducción en su curva de carga horaria en el nodo frontera asociada al contrato, en respuesta al requerimiento de reducir el déficit en el MEM. El OED debe tomar las reducciones ofertadas salvo que el total sea mayor que la energía requerida para eliminar el déficit, en cuyo caso debe limitar la reducción total ofertada al mínimo necesario para evitar el déficit, y repartirla proporcionalmente a la reducción ofertada por cada contrato.

5.4. EXPORTACIONES EN EL MERCADO SPOT

Las exportaciones Spot son un intercambio interrumpible por el OED en caso de surgir condiciones que comprometan el abastecimiento del MEM y requieran el uso de la energía y potencia excedente exportada. En este caso, el OED debe informar a cada Generador y Comercializador que esté realizando una exportación Spot la suspensión de la misma. A su vez, debe informar a el o los correspondientes Organismos Coordinadores el retiro de la exportación y el motivo que lo justifica, y coordinar su suspensión en el menor plazo posible.

5.4.1. CAPACIDAD REMANENTE.

Al realizar el despacho, el OED debe determinar la capacidad remanente en cada nodo frontera que puede ser utilizada para exportación Spot, dentro de los plazos y con los procedimientos que se establecen en el presente anexo.

El OED no puede autorizar una operación de exportación Spot si produce la saturación de un vínculo de la red de Transporte del MEM o no existe la suficiente capacidad libre en el nodo frontera.

5.4.2. EXCEDENTE EXPORTABLE.

Al realizar el predespacho, el OED debe determinar, dentro de los plazos y con los procedimientos que se establecen en el presente anexo, el excedente exportable, total en el MEM y en cada nodo frontera.

5.4.3. OFERTAS DE EXPORTACIÓN SPOT.

Las ofertas físicas de exportación Spot (potencia y/o energía) son realizadas diariamente por Generadores y Comercializadores, limitadas físicamente por:

a) el tope calculado por el OED como excedente exportable;

b) la capacidad remanente sin producir saturación de algún vínculo de Transporte existente en el MEM;

c) la capacidad remanente en los nodos frontera.

Cada Generador o Comercializador que acuerde una exportación Spot prevista en un nodo frontera debe informar al OED de acuerdo a los plazos y procedimientos establecidos en el presente anexo. El OED debe programar la exportación Spot como una demanda adicional en el nodo frontera, denominada demanda

exportación Spot, a incluir en el despacho con abastecimiento interrumpible en caso de producir déficit en el MEM o saturación de Transporte. El MEM resultará con una generación adicional para abastecer la exportación Spot.

A lo largo de un día, un Organismo Coordinador (OC) puede informar al OED una condición de emergencia que comprometa el abastecimiento de su demanda. En este caso, el OED debe transmitir el requerimiento a los Generadores y Comercializadores informando la potencia y energía exportable y la capacidad remanente en los nodos frontera, para que realicen nuevas ofertas de exportación Spot. El OED debe realizar un redespacho incluyendo las nuevas exportaciones Spot previstas aceptadas por el otro país.

Una vez acordada una exportación Spot, el OED debe considerarla como un compromiso del vendedor, como si correspondiera a un contrato interrumpible de exportación, y asignarle un trato similar al de un contrato en lo que hace a la compra de faltantes para su cubrimiento en el Mercado Spot.

6. COORDINACIÓN DE LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

6.1. ORGANISMO COORDINADOR.

Para realizar operaciones de importación y exportación con el MEM, cada país debe definir en cada interconexión el Organismo Coordinador (OC) encargado en dicha interconexión de:

- canalizar y coordinar las ofertas de importación Spot y los acuerdos de exportación Spot, para incluirlas en el despacho;
- la administración de los contratos de importación y exportación, en lo que hace a contar con la información necesaria para incluirlos en la programación y el despacho;
- la coordinación de los intercambios físicos en la interconexión internacional.

Cada país podrá definir uno o más Organismo Coordinador. De ser varios, deberá identificar cuál coordina cada interconexión internacional, no pudiendo existir más de un Organismo Coordinador para una misma interconexión internacional.

Los Organismos Coordinadores y el OED deben contar con los sistemas de medición y enlaces de comunicación necesarios para realizar su tarea de administración de los intercambios y coordinación de la interconexión. El OED y los Organismos Coordinadores intercambiarán en tiempo real toda la información requerida para el seguimiento de las transacciones comerciales y coordinación de los intercambios físicos, y para mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad pretendida.

El OED debe coordinar con el correspondiente Organismo Coordinador (OC) el programa horario de intercambio físico que resulta en una interconexión internacional. En la operación en tiempo real se debe mantener el nodo frontera dentro de los valores programados, como si fuera una máquina con un programa de carga a cumplir, salvo emergencias debidamente justificada en que el OED y el Organismo Coordinador podrán acordar una operación transitoria distinta pero debiendo volver al valor programado lo antes posible.

6.2. CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

6.2.1. AUTORIZACIÓN.

Para ser autorizado un contrato de importación o exportación como perteneciente al Mercado a Término, el agente o Comercializador del MEM, debe enviar al OED, dentro de los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Estacional o la Reprogramación Trimestral, la información básica del contrato requerida para su administración. El OED debe verificar:

a) que se cumplen las restricciones a la máxima generación contratable de tratarse de un contrato de exportación de un Generador o Comercializador del MEM, o a la máxima demanda contratable de tratarse de un contrato de importación de un Distribuidor o un Gran Usuario o un Comercializador;

b) que posea una autorización de la SECRETARIA DE ENERGÍA Y MINERÍA para esa operación de importación o exportación.

De cumplir todos los requerimientos previstos en este Anexo, el OED le adjudicará una autorización condicional a la presentación de la documentación demostrando que cuenta con la capacidad necesaria de Transporte para Contratos Firmes en el nodo frontera por la potencia comprometida.

El contrato entra en vigencia al comienzo de un Período Estacional, debiendo cumplir con los requisitos pendientes en su autorización condicional con la anticipación establecida en la reglamentación para contratos del Mercado a Término.

El OED debe incluir en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral un listado de todos los contratos de importación y exportación vigentes, indicando potencias contratadas con sus precios en el nodo frontera para conocimiento de los agentes y Comercializadores.

6.2.2. MODIFICACIONES Y RESCISIÓN.

Durante la vigencia del contrato, el agente o Comercializador del MEM debe informar al OED dentro de los plazos establecidos en LOS PROCEDIMIENTOS para contratos del Mercado a Término cualquier cambio en los contratos que modifique la información suministrada. De incluir dichos cambios incrementos en la potencia comprometida, el OED debe verificar para su autorización:

a) que la modificación no vulnera el máximo contratable del agente o Comercializador del MEM;

b) que cuente con una operación de importación o exportación autorizada por la Secretaría de Energía y Puertos para cubrir este incremento.

De incrementar la capacidad contratada, el OED le adjudicará una autorización condicional a la presentación de la documentación demostrando que cuenta con la capacidad necesaria de Transporte para Contratos Firmes en el nodo frontera por la nueva potencia comprometida.

En caso de producirse la rescisión del contrato, las partes deben informar dentro de los plazos establecidos para contratos del Mercado a Término.

6.3. PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE LAS OPERACIONES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

El despacho del MEM tendrá en cuanta el requerimiento de abastecimiento total, dado por la demanda del MEM más los compromisos de exportación, teniendo en cuenta la oferta total dada por la oferta de máquinas y centrales pertenecientes al MEM más la oferta de importación.

6.3.1. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL

Dentro de los plazos establecidos para el envío de datos para la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, los agentes y Comercializadores del MEM que cuenten con contratos de importación o exportación deben enviar al OED:

- la energía prevista abastecer al contrato, de tratarse de un contrato de exportación, indicando las curvas de carga típicas de entrega prevista;
- la energía prevista tomar del contrato, de tratarse de un contrato de importación, indicando las curvas de carga típicas prevista de demanda a cubrir con el contrato.

De no suministrar esta información, el OED debe utilizar la información de toma obligada de energía y/o curvas representativas acordada en el contrato. Si el contrato define la energía máxima mensual requerible, el OED debe realizar los ajustes necesarios a las curvas informadas si la energía que representan supera en algún mes dicho valor máximo.

En la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral el OED debe incluir las operaciones de importación y exportación que correspondan a un compromiso firme, o sea a los contratos, indicando los criterios utilizados para definir la energía prevista intercambiar en cada contrato.

Adicionalmente, el OED debe realizar un estudio de los intercambios Spot probables de importación y exportación, proponiendo distintas hipótesis a utilizar para simular dichos intercambios en el período. El OED debe presentar el estudio a la Secretaría de Energía y Puertos quien definirá si se debe o no considerar operaciones Spot en la Programación Estacional, y las hipótesis autorizadas para los escenarios a considerar en el correspondiente estudio de precios estacionales.

Los contratos deben ser modelados teniendo en cuenta las restricciones establecida en el presente anexo en cuanto a su administración, y como resultado en la programación podrán resultar afectado por restricciones operativas de calidad, seguridad o Transporte dentro del MEM.

Junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe informar la energía que resulta prevista como intercambiada dentro de cada contrato de importación y exportación, indicando el

motivo de resultar esta energía diferente que la informada. También debe indicar, de existir hipótesis de intercambios Spot, la energía prevista en dichas operaciones.

6.3.2. PROGRAMACIÓN SEMANAL

En los plazos establecidos para el envío de datos para la programación semanal, los agentes y Comercializadores del MEM que cuenten con contratos de importación o exportación deben informar para los distintos tipos de días de la semana la curva de carga prevista en el nodo frontera correspondiente al abastecimiento asociado al contrato. De no suministrar esta información, el OED debe considerar que no está previsto intercambios. Si el contrato vulnera la energía máxima mensual requerible, el OED debe actuar de acuerdo con el criterio establecido en el presente anexo.

Los contratos deben ser modelados teniendo en cuenta las restricciones establecidas en el presente anexo en cuanto a su administración. El cumplimiento de la curva informada por el agente puede resultar limitado por restricciones dentro del MEM.

En la Programación Semanal, el OED determinará el despacho hidráulico semanal correspondiente a las condiciones previstas en el MEM, incluyendo contratos de importación y exportación. De modificarse a lo largo de la semana las operaciones de importación y/o exportación de forma tal que represente una modificación significativa respecto de la demanda y/o oferta prevista en la Programación Semanal, el OED debe realizar la Reprogramación Semanal ajustando las curvas de cargas de los contratos de importación y/o exportación.

El OED debe coordinar e intercambiar con cada Organismo Coordinador (OC) la programación semanal prevista de los correspondientes nodos frontera indicando energía programada y potencia máxima, discriminada por tipos de día y períodos horarios, teniendo en cuenta los contratos vigentes y la energía prevista asociada.

6.3.3. PREDESPACHO Y DESPACHO DIARIO

Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, los agentes y Comercializadores del MEM que cuenten con contratos de importación o exportación deben informar la curva de carga horaria prevista en el nodo frontera correspondiente al abastecimiento asociado al contrato.

El OED debe informar la energía diaria y el programa de cargas horario que resulta dentro de cada contrato de importación o exportación, indicando el motivo cuando alguna potencia resulta distinta que la requerida por el agente o Comercializador para el contrato.

A los efectos de definir la capacidad de importación y exportación Spot a habilitar en el MEM, el OED debe realizar el siguiente procedimiento al realizar el predespacho.

En primer lugar, con la información suministrada para el despacho diario de oferta y demanda del MEM y las curvas de carga para los contratos de importación y exportación, el OED debe realizar un predespacho indicativo sin operaciones Spot de importación y exportación. Como resultado, el OED debe calcular para cada hora los siguientes valores.

- La capacidad remanente para importaciones Spot en cada nodo frontera.
- La generación prevista en cada central hidroeléctrica.
- La energía hidroeléctrica prevista verter y que podría ser exportada (energía hidroeléctrica exportable).
- La potencia térmica exportable. Para ello, debe totalizar la capacidad térmica disponible que no está prevista generando en el predespacho indicativo y cuyo Costo Variable de Producción resulta mayor que el precio de nodo previsto para la energía incrementado en un CINCO POR CIENTO (5%), y luego descontar la potencia prevista como reserva fría.

De resultar de este predespacho una condición sin vertimientos, el OED debe habilitar importaciones Spot en cada nodo frontera en que resulta capacidad remanente. Antes de las DIEZ (10:00) hs. el OED debe informar dicha habilitación y enviar:

- a cada Comercializador, la capacidad de importación prevista remanente en cada nodo frontera;
- a cada Generador y Comercializador el excedente exportable del MEM, discriminando la energía hidroeléctrica de vertimiento y el excedente térmico exportable;

- a cada Organismo Coordinador (OC), la capacidad de importación y exportación prevista remanente en las interconexiones que coordina.

De habilitarse importaciones Spot, antes de las ONCE (11:00) hs. los Comercializadores deben enviar al OED su oferta de energía y/o potencia máxima para cada oferta estacional de precio de importación realizada para el Período Estacional.

El OED debe agregar estas ofertas a la Base de Datos utilizada para el predespacho indicativo y realizar un redespacho con importaciones Spot habilitadas respetando las siguientes condiciones.

- No modificar el despacho de energía en cada central hidroeléctrica en más del DOS POR CIENTO (2%) ni permitir que la importación produzca vertimiento.
- No modificar los intercambios previstos en el predespacho indicativo para los contratos de importación y exportación.
- No producir saturación de un vínculo de Transporte.

Como resultado, el OED debe obtener las importaciones Spot previstas como aceptadas y la capacidad remanente en cada nodo frontera para exportaciones Spot.

El OED debe informar antes de las DOCE (12) hs.:

- a cada Comercializador que presentó oferta de importación Spot, si fue rechazada o la curva de carga horaria prevista como aceptada;
- a cada Generador y Comercializador, la capacidad de exportación prevista remanente en cada nodo frontera;
- a cada Organismo Coordinador (OC) con que se prevé realizar importación Spot, la curva de carga prevista como importación Spot en sus nodos frontera, y la capacidad de exportación prevista remanente en cada nodo frontera.

De resultar capacidad remanente para exportaciones Spot en un nodo frontera y excedentes exportables del despacho, ya sean hidráulicos o térmicos, los Generadores y Comercializadores están habilitados a ofertar exportación Spot. Antes de las TRECE (13:00) hs. deben informar al OED sus exportaciones Spot previstas aceptadas por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) de otro país, identificando el nodo frontera y la curva de carga prevista como exportación.

El OED debe agregar esta demanda adicional junto con la oferta de importación Spot prevista como aceptada a la Base de Datos utilizada para el predespacho indicativo y calcular el redespacho con exportación Spot, sin permitir que la exportación Spot produzca saturación de vínculos de Transporte ni déficit de abastecimiento en el MEM. Como resultado, debe obtener un programa de exportación Spot previsto.

El OED debe coordinar con cada Organismo Coordinador (OC) las previsiones diarias para los intercambios físicos horarios en las correspondientes interconexiones internacionales, como resultado de las curvas de carga asignadas a los contratos existentes y las operaciones Spot de importación y exportación acordadas y coordinadas.

Con los intercambios Spot previstos resultantes y el despacho del MEM, el OED debe coordinar con los Organismos Coordinadores y obtener el programa de cargas asignado a cada operación Spot de importación y exportación en cada nodo frontera, que podrá diferir de la operación prevista. De este modo, el OED y cada Organismo Coordinador (OC) con que estaba previsto realizar intercambios Spot en un nodo frontera, coordinarán las curvas de carga resultante para los intercambios Spot aceptados.

Junto con los resultados del despacho diario, el OED debe enviar:

- a cada Comercializador que ofertó importación Spot, los correspondientes programas horarios asociados a la importación aceptada y coordinada (si no fue aceptada, serán cero);
- a cada Comercializador y Generador que informó operaciones Spot de exportación previstas aceptadas por el otro país, los correspondientes programas horarios asociados a la exportación aceptada y coordinar.

De surgir restricciones al realizar la coordinación de las operaciones, las operaciones Spot aceptadas y coordinadas podrán resultar menores que las previstas e incluso cero.

6.3.4. REDESPACHO

En caso de presentarse un imprevisto que comprometa el abastecimiento en el MEM, el OED debe coordinar con el Organismo Coordinador (OC) de cada nodo frontera en el que se esté realizando exportaciones Spot la suspensión de dicho intercambio. Análogamente, ante una emergencia en otro país, el correspondiente Organismo Coordinador (OC) podrá coordinar con el OED la interrupción de las operaciones Spot de importación al MEM en los correspondientes nodos frontera.

A lo largo de un día, de surgir cambios en las condiciones previstas que lleven a comprometer el abastecimiento de la demanda y riesgo de déficit en el MEM, el OED debe requerir de los Comercializadores nuevas ofertas de excedentes para importación Spot. El procedimiento para su aceptación y coordinación será similar al establecido para el predespacho diario, pudiendo resultar limitadas por la capacidad remanente de Transporte y las restricciones operativas vigentes.

Análogamente, ante una emergencia que lleve a riesgo de déficit en su mercado, un Organismo Coordinador (OC) puede requerir al OED nuevas exportaciones Spot en los correspondientes nodos fronteras, informando el motivo que lo justifica. En este caso el OED debe informar a los Generadores y Comercializadores el requerimiento, así como la capacidad remanente en los nodos frontera y la potencia y energía excedente exportable. Los Generadores y Comercializador pueden realizar nuevas ofertas. El procedimiento para su aceptación y coordinación será similar al establecido para el predespacho diario, pudiendo resultar limitadas por la capacidad remanente de Transporte y las restricciones operativas vigentes.

En todos los casos en que se modifique la importación y/o exportación Spot prevista, el OED debe realizar el redespacho para la nueva condición de oferta y demanda.

6.3.5. LIMITACIONES DE TRANSPORTE DEL SADI

La aceptación de operaciones Spot de importación y exportación queda condicionada por las restricciones de Transporte del SADI, ya que dichas operaciones no pueden provocar la saturación de vínculos.

Debe quedar en claro para las partes de un contrato de importación o exportación que, en lo que hace a la red existente en el SADI, el cumplimiento físico del contrato podrá quedar restringido en la medida que en la operación real surjan límites a la capacidad de Transporte que impidan llevar o traer toda la potencia requerida hasta o desde el Transporte asociado al nodo frontera.

6.3.5.1. RESTRICCIONES A LA DEMANDA.

Si un nodo frontera con uno o más contratos de exportación resulta ubicado en un área importadora con limitaciones de Transporte, el OED debe considerar cada contrato exportación como una demanda adicional del MEM, denominada “demanda contrato exportación”.

La demanda que se considera perteneciente al MEM, ya sea por su ubicación física en Argentina o por adicionarse a través de un contrato de exportación, tiene garantizado su suministro si se cumplen todas las siguientes condiciones.

a) Cuenta con un contrato con garantía, ya sea un Contrato de Abastecimiento con garantía de suministro o un Contrato de Potencia Firme.

b) El Generador o Comercializador contratado cuenta con la suficiente disponibilidad para cubrir el requerimiento de la demanda que lo contrata.

c) No existen restricciones de Transporte en el MEM que afecten el cubrimiento del suministro en el área en que se ubica la demanda, ya sea el Mercado o un área desvinculada o, si existen restricciones, la generación contratada resulta ubicada en el mismo área que la demanda y no se ve afectada por dichas restricciones de Transporte.

6.3.5.2. RESTRICCIONES A LA GENERACIÓN.

Visto desde la generación, para una máquina o central ubicada en el MEM no existe prioridad en el uso de la red de Transporte, sino que su programa de carga es un resultado del despacho económico dentro de las restricciones y requisitos de calidad vigentes.

Si un nodo frontera con uno o más contratos de importación resulta en un área exportadora con limitaciones de Transporte, el OED debe considerar cada contrato de importación como una máquina adicional del MEM, denominada “máquina contrato importación”, con un costo en el nodo frontera igual al precio de la energía representativo del contrato y realizar el despacho económico del área incluyendo estas máquinas

adicionales para obtener como resultado cómo afecta la restricción a cada máquina del área. Sólo en este caso, la curva de carga del contrato de importación será la generación con que resulte despachado la máquina contrato importación dentro del MEM.

6.4. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Si bien el valor programado como importación de un contrato no puede superar la demanda prevista del comprador, en la operación en tiempo real puede resultar que el importador tenga un excedente importado. En ese caso, vende el excedente que resulta al Mercado Spot.

Si por su parte un vendedor extranjero no cumple su compromiso en el nodo frontera, el agente o Comercializador del MEM puede comprar el faltante en el Mercado Spot, de existir el excedente necesario.

El OED debe coordinar con cada Organismo Coordinador (OC) la operación para mantener el intercambio en cada nodo frontera en los valores programados, admitiéndose una tolerancia máxima en el apartamiento horario del valor programado igual al Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales definido en el apartado 5. del presente.

Ante condiciones extraordinarias de emergencias operativas y/o contingencias graves, el mantenimiento de la seguridad para evitar una condición de colapso en el MEM tendrá prioridad sobre los compromisos de importación y exportación, pudiendo con este motivo el operador del OED transitoriamente modificar o interrumpir el intercambio comprometido en un nodo frontera, notificando al correspondiente OC. Análogamente, un OC por los mismos motivos y en las mismas condiciones podrá modificar transitoriamente los intercambios en el nodo frontera, notificando al OED. En ambos casos, el OED o el OC según corresponda debe tomar las medidas necesarias para volver en el menor tiempo posible al intercambio programado en cada nodo frontera.

7. CUANTIFICACIÓN DE INTERCAMBIOS

7.1. DETERMINACIÓN DE APARTAMIENTOS.

Las operaciones de importación y exportación se consideran como una obligación de entregar o tomar en el nodo frontera la curva de carga horaria acordada en el despacho diario, dentro de una banda de tolerancia horaria dada por el Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales tal como está definido en el apartado 5. del presente.

Cada hora, el OED debe realizar el seguimiento de cada nodo frontera, determinando la diferencia entre su valor físico programado y el real. El apartamiento que surja se considera que se reparte entre todas las operaciones de importación y exportación que intervinieron esa hora en ese nodo, sumando el apartamiento proporcional que le corresponde a cada operación de importación y restando el apartamiento proporcional que le corresponde a cada operación de exportación.

Para administrar las transacciones comerciales en el Mercado Spot, el OED debe modelar las exportaciones Spot realizadas como si el agente o Comercializador vendedor tuviera un contrato de exportación en el nodo frontera con una curva de carga igual a la entregada como exportación Spot. Puede surgir como resultado que el vendedor compre en el Mercado Spot para cubrir la exportación Spot.

Las importaciones Spot deben ser modeladas como generación adicional que pertenece al Comercializador importador con una generación horaria igual a la importación Spot entregada en el nodo frontera con generación proveniente de fuera del MEM.

7.2. INFORMACIÓN PARA FACTURACIÓN DE LOS CONTRATOS.

Cada mes, dentro de los plazos establecidos para la facturación en el MEM, el OED debe enviar a los agentes y Comercializadores del MEM con contratos de importación o exportación la información de energía y potencia intercambiada dentro de cada uno de dichos contratos.

Al final de cada mes, el OED debe facturar a cada agente y Comercializador que haya realizado operaciones de exportación, por contratos o Spot, el cargo por energía adicional correspondiente a las pérdidas asociadas a la demanda adicional que se agrega con la exportación.

8. SERVICIO DE TRANSPORTE

8.1. CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

8.1.1. CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

Junto con la solicitud de autorización de un contrato de exportación o importación, el solicitante debe presentar al OED despachos típicos y flujos resultantes en la red del SADI existente para la fecha prevista de entrada en vigencia del contrato que demuestren que, para condiciones de media:

- de tratarse de un contrato de exportación no existen restricciones de Transporte que impidan la entrega física de la potencia máxima comprometida en el nodo frontera;
- de tratarse de un contrato de importación no existen restricciones de Transporte que impidan la inyección física de la potencia máxima comprometida en el nodo frontera.

De cumplirse la condición se considera que el contrato cuenta con disponibilidad suficiente de Transporte en condiciones de media para ser autorizado. De lo contrario, no cumple con los requisitos necesarios para su autorización.

De ser necesario, junto con este informe, el solicitante podrá presentar las ampliaciones de Transporte que llevará a cabo para permitir este intercambio. En este caso, la autorización del contrato quedará condicionada a la realización de las ampliaciones correspondientes.

8.1.2. OPERACIONES SPOT DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

Las operaciones Spot de importación y exportación están limitadas por la capacidad de transporte remanente luego del despacho del MEM incluyendo contratos de importación y exportación. No pueden producir saturación de algún vínculo de Transporte.

8.2. REQUERIMIENTOS DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Un contrato de importación o exportación del MEM requiere disponer de una oferta que respalde el correspondiente compromiso firme. Para ello, el contrato debe contar no sólo con máquinas con la potencia instalada y oferta de energía para garantizar la capacidad de generación necesaria, sino también con un transporte en la frontera que asegure la vinculación entre las redes de los dos países con la necesaria capacidad de interconexión. La asignación de Transporte para Contratos Firmes representa una reserva de capacidad para contratos, permitiendo así contar con la capacidad necesaria para el cubrimiento de la demanda asociada a dicho contrato, pero no una reserva de uso para energía correspondiente a producción de un Generador o un Comercializador de generación.

El OED debe otorgar una autorización condicional a un contrato de importación o exportación que cumpla todos los requisitos indicados en este anexo salvo los correspondientes a contar con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes en la interconexión y con la capacidad suficiente para condiciones de media en la red del SADI. La autorización pasará a entrar en vigencia cuando el agente o Comercializador presente la asignación del Transporte para Contratos Firmes necesaria y, de ser necesario, la realización de las ampliaciones requeridas en el SADI para contar con la capacidad suficiente indicada para condiciones de media. Un contrato de importación o exportación no se considera vigente en el Mercado a Término si su autorización es condicional.

A un contrato que incrementa la potencia contratada a lo largo de su período de vigencia y en que el Transporte para Contratos Firmes con que cuenta es suficiente para los requerimientos de los primeros dos o más Períodos Estacionales pero insuficiente para la potencia máxima contratada en el plazo total de vigencia, el OED le debe otorgar la autorización definitiva para el plazo entre su entrada en vigencia y el último Período Estacional en que el Transporte para Contratos Firmes asignado es suficiente para la potencia contratada. Para el período restante hasta la finalización del contrato, el OED le mantendrá la autorización condicional hasta que cuente con la asignación del Transporte para Contratos Firmes necesario.

8.3. AMPLIACIÓN DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES

La construcción de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales surge de los requerimientos de los contratos de importación y exportación.

Dentro del presente anexo, una ampliación de transporte encaminada a disponer de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales se denominará Ampliación Firme por Peaje.

Sólo puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para importación aquel que puede realizar contratos de importación o un Generador cuyo nodo de acceso al MEM se ubique en la Ampliación Firme por Peaje.

- Un Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para importación.
- Un agente Distribuidor o Gran Usuario puede requerir Transporte para Contratos Firmes para importación.
- Un Generador que se conecta al MEM en un nodo de una Ampliación Firme por Peaje o su Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para vender por Contratos de Potencia Firme.

Sólo puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para exportación aquel que puede realizar contratos de exportación o un agente consumidor cuyo nodo de acceso al MEM se ubique en la Ampliación Firme por Peaje.

- Un Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para exportación.
- Un agente Productor puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para exportación.
- Un agente consumidor que se conecta al MEM en un nodo de una Ampliación Firme por Peaje o su Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para comprar por Contratos de Potencia Firme.

8.3.1. SOLICITUD DE AMPLIACIÓN FIRME POR PEAJE.

Una ampliación de Transporte de Interconexión Internacional debe ser realizada bajo la modalidad de Ampliación Firme por Peaje, de acuerdo a los procedimientos indicados en el REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN.

En el presente Anexo toda referencia a la Ampliación Firme por Peaje se refiere al Transporte de Interconexión Internacional construido con la metodología indicada y que se ubica en territorio Argentino, desde un punto de la red existente del SADI hasta la frontera.

El conjunto de los agentes y/o Comercializadores que presentan la solicitud serán considerados los Iniciadores de la Ampliación Firme por Peaje y asumen durante el período de amortización el compromiso de pago por el canon que resulte de la licitación.

8.3.2. REQUISITOS.

Una Ampliación Firme por Peaje para una nueva interconexión internacional puede ser solicitada por uno o más agentes y/o Comercializadores que tengan preacordados contratos de importación o exportación que requieran de dicha ampliación. En la solicitud, cada solicitante debe incluir el modelo de cada contrato a acordar, con una carta de intención firmado por las partes. Se debe identificar el tipo de contrato (importación o exportación), su plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período trimestral posterior a la entrada en servicio prevista para el Transporte de Interconexión Internacional requerido, los compromisos de potencia contratada, y los compromisos de energía o curvas de caga horarias asociadas. También un futuro transportista puede ser iniciador transitorio de una Ampliación Firme por Peaje.

8.3.3. REGISTRO DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES

El Registro de Transporte para Contratos Firmes identifica las Ampliaciones Firmes por Peaje y el modo en que la capacidad de interconexión de cada una de ellas se asigna entre los agentes y Comercializadores del MEM y entre los Contratos de Potencia Firme. Para la autorización de un contrato de importación o exportación como perteneciente al Mercado a Término el agente o Comercializador debe contar con la

suficiente capacidad de interconexión de importación o exportación, según corresponda, asignada en el Registro.

Para un mes “m”, se entiende por potencia comprometida para un contrato de importación o exportación a la potencia máxima contratada para el período de vigencia autorizado restante del contrato, o sea desde el mes “m” hasta el último mes de vigencia cuya autorización no es condicional.

El OED es el responsable de mantener y actualizar el Registro de Transporte para Contratos Firmes, identificando para cada Ampliación Firme por Peaje: la capacidad no asignada, la capacidad asignada a cada Contrato de Potencia Firme y los agentes y Comercializadores que cuentan con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firme. Para cada uno de estos agentes y Comercializadores debe indicar:

- la potencia total asignada como Transporte para Contratos Firmes para importación (TFIRIMP);
- la identificación de los contratos de importación vigentes y la asignación de Transporte para Contratos Firmes a cada uno para la potencia comprometida;
- la potencia total asignada como Transporte para Contratos Firmes para exportación (TFIREXP);
- la identificación de los contratos de exportación vigentes y la asignación de Transporte para Contratos Firmes a cada uno para la potencia comprometida.
- el excedente de importación asignado, calculado como la diferencia entre el Transporte para Contratos Firmes asignado para importación y la potencia comprometida total para contratos de importación;
- el excedente de exportación asignado, calculado como la diferencia entre el Transporte para Contratos Firmes asignado para exportación y la potencia comprometida total para contratos de exportación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe incluir:

- la información del Registro de Transporte para Contratos Firmes;
- la información sobre las asignaciones y transferencias realizadas en el período anterior y sus precios.

A su vez, en cada Programación Semanal el OED debe informar las asignaciones y transferencias que se hayan realizado la semana anterior así como cualquier otra modificación en el Registro.

8.3.3.1. ASIGNACIÓN INICIAL.

Una vez adjudicada una Ampliación Firme por Peaje, el OED la debe incorporar al Registro de Transporte para Contratos Firmes y asignar a cada uno de los Iniciadores la potencia requerida en la solicitud de ampliación para sus contratos (para importación REQIMP y para exportación REQEXP), como capacidad de Transporte para Contratos Firmes de importación (TFIRIMP) y/o de exportación (TFIREXP) según corresponda.

Cada Iniciador “f” asume el compromiso de pagar al Transportista de Interconexión Internacional una proporción del canon mensual que corresponda. Esta proporción, denominado Factor del Iniciador (FI), se calcula dividiendo su requerimiento de capacidad solicitado, o sea su asignación inicial, por el requerimiento total de los Iniciadores.

$$FI^{i}_{f} = \frac{\left(REQIMP^{i}_{f} + REQEXP^{i}_{f}\right)}{\sum_{ff}\left(REQIMP^{i}_{ff} + REQEXP^{i}_{ff}\right)}$$

siendo “ff” todos los agentes y Comercializadores Iniciadores en la ampliación “i”, y REQIMP y REQEXP la capacidad firme para importación y para exportación respectivamente que solicitan y se les asigna inicialmente.

8.3.3.2. RENUNCIA A LA CAPACIDAD ASIGNADA.

Durante el Período de Amortización, una vez asignado Transporte para Contratos Firmes a un agente o Comercializador, éste no puede renunciar al mismo pero puede transferirlo a un tercero.

Durante el Período de Explotación, un agente o Comercializador que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes puede renunciar al mismo si cumple las siguientes requisitos.

- La capacidad asignada cuya renuncia solicita no es requerida parcial o totalmente por sus contratos de importación y exportación autorizados.
- Ha transcurrido un período mínimo de asignación al correspondiente agente o Comercializador de la capacidad cuya renuncia solicita. Dicho período se define en 5 años.

Un agente o Comercializador debe solicitar al OED la autorización a su renuncia de parte o toda su asignación de Transporte para Contratos Firmes, incluyendo la siguiente información.

- Identificación del agente o Comercializador que pide la renuncia.
- Identificación de la Ampliación Firme por Peaje.
- Asignación de Transporte para Contratos Firmes que solicita su renuncia, identificando si es importación o exportación, y justificando que dicha capacidad no es requerida por sus contratos vigentes, de importación o exportación según corresponda.

El OED no debe autorizar la renuncia si el agente o Comercializador no cumple con todos los requisitos indicados en el presente Anexo.

El OED debe actualizar el Registro de Transporte para Contratos Firmes cada vez que se autorice una renuncia a capacidad asignada. Cada renuncia de asignación de Transporte para Contratos Firmes autorizada entra en vigencia a partir del día primero del mes siguiente a la autorización.

8.3.3.3. EXCEDENTES TRANSITORIOS.

En una Ampliación Firme por Peaje, de acuerdo a la evolución de la potencia contratada en los contratos de importación o de exportación de un agente o Comercializador, puede resultar que su potencia comprometida total de contratos de importación o exportación, para la cual cuenta con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes, sea mayor que la potencia total contratada para los próximos cuatro o más Períodos Trimestrales.

Se considera que para un mes “m” un agente o Comercializador “f” tiene en una Ampliación Firme por Peaje un excedente mensual para exportación (EXCMESX) igual a la diferencia entre la suma de la potencia comprometida (PCOMP) que resulta para dicho mes en sus contratos de exportación y la suma de la potencia contratada (POTCONT) en sus contratos de exportación para dicho mes.

$$\mathbf{EXCMESXmf} = \sum \mathbf{j(x)POTCONTmf, j(x)} - \sum \mathbf{j(x)PCOMPmf, j(x)}$$

Siendo j(x) las Empresas Extranjeras con quienes tiene contratos de exportación

Análogamente se considera que un agente o Comercializador tiene en una Ampliación Firme por Peaje un excedente mensual para importación (EXCMESI) igual a la diferencia entre la suma de la potencia comprometida (PCOMP) que resulta para dicho mes en sus contratos de importación y la suma de la potencia contratada (POTCONT) en sus contratos de importación para dicho mes.

$$\mathbf{EXCMESImf} = \sum_{\mathbf{j(I)}} \mathbf{POTCONTmf} - \sum_{\mathbf{j(I)}} \mathbf{PCOMPmf, j(I)}$$

Siendo j(I) las Empresas Extranjeras con quienes tiene contratos de importación.

Para un período, se denomina:

- Excedente Transitorio de Importación para un agente o Comercializador en una Ampliación Firme por Peaje al mínimo de los excedentes mensuales de importación de los meses del período;
- Excedente Transitorio de Importación en una Ampliación Firme por Peaje a la suma de los excedentes transitorios para importación de los agentes y Comercializadores que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes en dicha ampliación.

Análogamente, se denomina:

- Excedente Transitorio de Exportación para un agente o Comercializador en una Ampliación Firme por Peaje al mínimo de los excedentes mensuales de exportación de los meses del período;
- Excedente Transitorio de Exportación en una Ampliación Firme por Peaje a la suma de los excedentes transitorios para exportación de los agentes y Comercializadores que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes.

Definido un período de transferencia, que debe corresponder a cuatro o más Períodos Trimestrales, un agente o Comercializador puede realizar transferencias provisorias de los excedentes transitorios que resultan para dicho período. Transcurrido el período de transferencia, la transferencia provisoria perderá vigencia y la capacidad transferida será automáticamente asignada nuevamente al agente o Comercializador a quien estaba asignada antes de la transferencia con el objeto de cubrir la capacidad requerida por la potencia comprometida en sus contratos. El OED debe identificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes cuando una asignación corresponde a una transferencia de un excedente transitorio, indicando:

a) el período de transferencia;

b) el agente o Comercializador a quien volverá dicha asignación una vez finalizado el período de transferencia, o sea el agente o Comercializador que contaba al inicio del período de transferencia con el excedente transitorio.

8.3.3.4. EXCEDENTES.

De acuerdo a la evolución de los contratos de importación y exportación, en una Ampliación Firme por Peaje un agente o Comercializador puede resultar con más Transporte para Contratos Firmes para importación y/o exportación asignado en el Registro que la potencia comprometida total respectivamente en sus contratos de importación y exportación en el correspondiente nodo frontera.

Se considera que el agente o Comercializador tiene un excedente de capacidad de transporte transferible para exportación igual a la diferencia entre la potencia asignada como Transporte para Contratos Firmes para exportación y la suma de la potencia comprometida en sus contratos de exportación en el nodo frontera de la ampliación. Se considera que el agente o Comercializador tiene un excedente de capacidad de transporte transferible para importación transferible igual a la diferencia entre la potencia asignada como Transporte para Contratos Firmes para importación y la suma de la potencia comprometida en sus contratos de importación en el nodo frontera de la ampliación.

En el caso de caída o rescisión de un contrato de Potencia Firme, para el cálculo de excedentes el OED debe considerar como si dicho contrato continua vigente durante los 60 días posteriores a la fecha de rescisión o caída.

Se denomina Excedente de Importación en una Ampliación Firme por Peaje a la diferencia entre la capacidad máxima de interconexión (INTMAX) y la suma de la potencia comprometida en dicho nodo frontera mediante contratos de importación. Se denomina Excedente de Exportación en una Ampliación Firme por Peaje a la diferencia entre la capacidad máxima de interconexión (INTMAX) y la potencia comprometida total en dicho nodo frontera mediante contratos de exportación.

El OED debe identificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes para cada Ampliación Firme por Peaje su Excedente de Importación y Excedente de Exportación, y para cada agente y Comercializador que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes su excedente transferible de importación y de exportación.

8.3.3.5. ASIGNACIÓN Y TRANSFERENCIA DE EXCEDENTES Y EXCEDENTES TRANSITORIOS.

Un agente o Comercializador debe requerir la autorización al OED cada vez que por acuerdo entre partes se transfiera asignación de Transporte para Contratos Firmes. Sólo se pueden transferir excedentes o excedentes transitorios.

El OED debe actualizar el Registro de Transporte para Contratos Firmes cada vez que se autorice una asignación de excedentes o una transferencia de excedentes o excedentes transitorios e informar a todos los agentes y Comercializadores del MEM junto con la Programación Semanal las transferencias realizadas y sus precios. Cada asignación o transferencia de asignación de Transporte para Contratos Firmes autorizada entra en vigencia a partir del día primero del mes siguiente a la autorización de su asignación.

8.3.3.5.1. ASIGNACIÓN O TRANSFERENCIA CONDICIONAL A UN CONTRATO.

En caso que uno o más agentes o Comercializadores requieran la asignación o transferencia de excedentes para un mismo contrato (por ejemplo, en caso de licitarse un contrato de importación o exportación), el OED debe realizar la asignación o transferencia condicional al contrato por un plazo de TREINTA (30) días, salvo en el caso de una licitación de un contrato por concurso público en que el plazo será hasta SESENTA (60) días posteriores a la fecha prevista de apertura de las ofertas. De este modo, el requerimiento de capacidad para un contrato tendrá una única asignación aún cuando más de un agente o Comercializador estén interesados en lograr dicho contrato.

A cada agente o Comercializador que tenga un acuerdo de transferencia con uno o más de los agentes que requieran la asignación para el mismo contrato, el OED le debe identificar una transferencia condicional.

Transcurrido el plazo indicado, la asignación condicional pierde vigencia y pasa a ser nuevamente un excedente.

Durante el período de asignación condicional, el OED debe realizar la asignación definitiva al agente o Comercializador que presente el contrato firmado, transfiriendo el excedente necesario del agente o Comercializador con que acordó la transferencia, o del conjunto de los agentes o Comercializadores con excedentes de no existir acuerdo y tratarse de una transferencia regulada tal como se indica en el punto 8.3.3.5.5. Las restantes transferencias condicionales asignadas al mismo contrato son consideradas nuevamente excedentes.

La fecha de entrada en vigencia del contrato no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la presentación del contrato, salvo que el Transporte de Interconexión esté en construcción en cuyo caso no podrá ser posterior al comienzo del primer Período Trimestral luego de la entrada en servicio prevista de la Ampliación Firme por Peaje. La asignación o transferencia entra en vigencia a partir del día primero del mes siguiente a la notificación de la adjudicación del contrato.

Un agente o Comercializador con asignación de Transporte para Contratos Firmes para un contrato vigente podrá requerir con una anticipación de hasta TREINTA (30) días a la fecha prevista de finalización del contrato, la asignación condicional a partir de dicha fecha a la prórroga del contrato o a un nuevo contrato previsto. En ese caso, debe presentar la solicitud ante el OED incluyendo la siguiente información:

- Identificación del agente o Comercializador.
- Identificación de la Ampliación Firme por Peaje.
- Identificación del contrato que finaliza.
- Identificación del contrato para el que requiere la asignación condicional, indicando si es prórroga del existente. Se debe identificar el tipo (importación o exportación), la potencia a contratar, y su plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la fecha de la solicitud. En caso de licitación por concurso público de un contrato, la fecha de dicha licitación no podrá ser posterior en dos meses a la fecha de la solicitud de asignación.

Al finalizar el contrato vigente, el OED le hará la asignación condicional a la prórroga o nuevo contrato previsto solicitado.

8.3.3.5.2. OFERTA DE TRANSFERENCIA DE EXCEDENTES O EXCEDENTES TRANSITORIOS Y ACUERDO ENTRE PARTES.

Un agente o Comercializador con excedentes o excedentes transitorios transferibles, puede acordar su transferencia a otro agente o Comercializador que pueda realizar contratos de importación o exportación según corresponda. Dicha transferencia puede ser el resultado de un acuerdo entre partes, una oferta de excedentes al mercado mediante una licitación abierta a demandantes de dicho excedente, u otra metodología que el agente o Comercializador considere conveniente. Puede solicitar la transferencia a un agente o Comercializador incluyendo, de existir, uno o más contratos previstos.

Para la autorización de una transferencia, el agente o Comercializador que transfiere debe presentar una solicitud ante el OED que incluya la siguiente información:

- Identificación del agente o Comercializador que pide la transferencia.
- Identificación de la Ampliación Firme por Peaje.
- Identificación si se solicita transferir un excedente o un excedente transitorio. En el caso de excedentes transitorios, identificación del período de transferencia solicitado, que debe corresponder a cuatro o más Períodos Trimestrales.

- Asignación de Transporte para Contratos Firmes que solicita transferir, identificando si es importación o exportación, y justificando que cuenta con el excedente transferible mediante la identificación de la potencia comprometida en los contratos vigentes, de importación o exportación según corresponda, la asignación de Transporte para Contratos Firmes que le corresponde y, en el caso de excedentes transitorios, la potencia contratada en los contratos vigentes, de importación o exportación según corresponda, para los meses del período de transferencia solicitado.
- Identificación del agente o Comercializador al que se debe asignar el Transporte para Contratos Firmes que se solicita transferir, indicando de existir el o los contratos previstos. Opcionalmente podrá acordar la transferencia para un conjunto de agentes y/o Comercializadores que lo solicitan para los mismos contratos previstos.
- Precio de la transferencia.

El OED sólo debe autorizar la transferencia si la solicitud cumple todos de los siguientes requerimientos.

- El agente o Comercializador que pide la transferencia cuenta con el excedente o excedente transitorio necesario.
- El o los agentes o Comercializadores a los que se pide asignar la transferencia están habilitados para realizar el tipo de operación, importación o exportación, para la cual requieren el Transporte para Contratos Firmes.

De solicitarse la asignación a un contrato previsto, recibirá el tratamiento de asignación condicional indicado en el punto 8.3.3.5.1.

De solicitarse la asignación a un agente o Comercializador sin identificar contratos previstos, resulta con un excedente transferible en tanto no presente uno o más contratos acordados o contratos previstos (carta de intención, licitación, etc.) a los cuales asigna dicha capacidad. De tratarse de un contrato previsto, recibirá el tratamiento de asignación condicional indicado en el punto 8.3.3.5.1.

8.3.3.5.3. ASIGNACIÓN DE EXCEDENTES NO ASIGNADOS.

Un agente o Comercializador que quiera acordar un contrato de importación o exportación en un nodo frontera en que existe Excedente de Importación o Exportación, según corresponda, no asignado, puede presentar una solicitud de asignación ante el OED. La solicitud debe incluir la siguiente información:

- Identificación del agente o Comercializador.
- Identificación de la Ampliación Firme por Peaje en la que pide la asignación de Transporte para Contratos Firmes.
- Modelo de cada contrato a acordar, con una carta de intención firmada por las partes, y/o documentos que identifican una licitación por concurso público para contratar. Se debe identificar el tipo (importación o exportación), la potencia a contratar, y su plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la fecha de la solicitud, salvo que el Transporte de Interconexión esté en construcción en cuyo caso no podrá ser posterior al comienzo del primer Período Trimestral luego de la entrada en servicio prevista de la Ampliación Firme por Peaje. En caso de licitación por concurso público de un contrato, la fecha de dicha licitación no podrá ser posterior en dos meses a la fecha de la solicitud de asignación.
- Capacidad de Transporte para Contratos Firmes cuya asignación requiere transferir.

El OED debe verificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes la existencia del excedente no asignado.

De existir, debe asignar a cada contrato indicado en forma condicional el Transporte para Contratos Firmes de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 8.3.3.5.1.

8.3.3.5.4. DEMANDA DE TRANSFERENCIA DE EXCEDENTES O EXCEDENTES TRANSITORIOS Y ACUERDO ENTRE PARTES.

Un agente o Comercializador que requiera la asignación de Transporte para Contratos Firmes para importación o exportación de una Ampliación Firme por Peaje con Excedente o Excedentes Transitorios de Importación o de Exportación, según corresponda, puede lograr su transferencia mediante:

a) un acuerdo entre partes con un agente o Comercializador que cuente con los excedentes o excedentes transitorios transferibles;

b) un llamado a concurso para comprar transferencia de excedentes o excedentes transitorios, en que pueden ofertar los agentes o Comercializadores con excedentes o excedentes transitorios transferibles;

c) u otra metodología que considere conveniente.

Para las transferencias que resulten de ello, el agente o Comercializador que cuenta con el Transporte para Contratos Firmes a transferir debe presentar la solicitud de transferencia ante el OED según la metodología indicada en el punto 8.3.3.5.2.

8.3.3.5.5. TRANSFERENCIA REGULADA DE EXCEDENTES O EXCEDENTES TRANSITORIOS.

Un agente o Comercializador que quiera acordar un contrato de importación o exportación en un nodo frontera en que existe Excedente o Excedente Transitorio de Importación o Exportación según corresponda, pero no existan excedentes no asignados o no logre acordar con uno o más agentes y/o Comercializadores con excedentes transferibles la transferencia del Transporte para Contratos Firmes requerido para su contrato, puede presentar ante el OED una solicitud de transferencia regulada.

La solicitud debe incluir la siguiente información.

- Identificación del agente o Comercializador.
- Identificación de la Ampliación Firme por Peaje en la que pide la asignación de Transporte para Contratos Firmes.
- Modelo de cada contrato, con una carta de intención firmado por las partes o un llamado a licitación para contratar por concurso público. Se debe identificar el tipo (importación o exportación), la potencia a contratar, y el plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la fecha de la solicitud, salvo que la Ampliación Firme por Peaje esté en construcción en cuyo caso no podrá ser posterior al comienzo del Período Trimestral luego de su entrada en servicio prevista.
- Capacidad de Transporte para Contratos Firmes cuya asignación requiere transferir.

El OED debe verificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes la existencia del excedente solicitado. De existir, le debe asignar a los contratos indicados en forma condicional el Transporte para Contratos Firmes requerido, de importación o de exportación según corresponda, realizando una transferencia condicional de los agentes y Comercializadores con excedentes de Transporte para Contratos Firmes de importación o de exportación, según corresponda, en forma proporcional a su excedente transferible dentro del Excedente total de la Ampliación Firme por Peaje. La asignación condicional recibirá el tratamiento indicado en el punto 8.3.3.5.1. De existir solicitudes competitivas por la Capacidad de Transporte Firme disponible, el OED informará al ENRE a efectos que la asignación de dicha capacidad a los solicitantes se efectúe mediante una licitación en base a oferta de precios a realizar por estos últimos.

En el caso en que la ampliación se hubiera concretado mediante el mecanismo del Acuerdo entre Partes, tal como se encuentra previsto en el Título II del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN, de no haber solicitudes competitivas por la Capacidad de Transporte Firme, el valor regulado del peaje será igual al costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión, según determinación del ENRE. Si por el contrario hubiera solicitudes competitivas por dicha Capacidad de Transporte Firme, el OED informará al ENRE a efectos que la asignación de dicha capacidad a los solicitantes se efectúe mediante una licitación en base a oferta de precios a realizar por este último, con precio base igual al costo de operación y mantenimiento antes mencionado.

8.3.4. REMUNERACIÓN AL TRANSPORTISTA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

8.3.4.1. PERIODO DE AMORTIZACIÓN.

El Transportista de Interconexión Internacional es remunerado durante el período de amortización con el Canon anual resultante de la licitación (CANAN), afectado de los descuentos o premios que surjan del régimen de calidad acordado.

Cada Iniciador “f” de una Ampliación Firme por Peaje “i” tiene la obligación de pagar al Transportista de Interconexión Internacional un cargo mensual por la capacidad inicial solicitada, independientemente de que la use o no. Para cada mes “m”, dicho cargo mensual (CTF) es el resultado de multiplicar su Factor de Iniciador (FI) por el canon anual (CANAN) dividido doce, más o menos según corresponda los premios (PREM) o penalidades (PEN) que surjan del régimen de calidad establecido.

$$CTFi,mf = Flif \times -\left(CANANi/12 + PREMi,m - PENi,m\right)$$

La relación por el pago del canon de la Ampliación Firme por Peaje es exclusivamente entre el Transportista de Interconexión Internacional y los Iniciadores. Las deudas que surjan en estos pagos son responsabilidad exclusiva de cada Iniciador, no afectando al resto de los agentes y Comercializadores MEM. El Transportista de Interconexión Internacional deberá tomar los recaudos necesarios para garantizar su cobrabilidad.

De este modo la remuneración al Transportista de Interconexión Internacional proviene exclusivamente de los agentes y Comercializadores Iniciadores.

8.3.4.2. PERIODO DE EXPLOTACIÓN.

Finalizado el período de amortización, durante el período siguiente denominado Período de Explotación, la remuneración del Transportista de Interconexión Internacional es un nuevo valor de canon anual (CANAN) resultante de las condiciones establecidas en su Concesión y en la licitación de la ampliación. Mensualmente resultará una remuneración para el transportista igual a la doceava parte del canon anual afectada de los descuentos o premios que surjan del régimen de calidad acordado en la licitación.

Mensualmente, cada agente o Comercializador “z” que tiene asignada capacidad de Transporte Firme de una Ampliación Firme por Peaje “i” tiene la obligación de pagar al Transportista de Interconexión Internacional un cargo correspondiente a una parte del canon mensual, dada por la proporción que representa su capacidad asignada dentro de la capacidad asignada total. De este modo la remuneración al Transportista de Interconexión Internacional proviene exclusivamente de los agentes y Comercializadores con capacidad asignada, no afectando al resto de los agentes y Comercializadores MEM.

8.3.5. PRECIO REGULADO DEL PEAJE

El precio regulado del peaje (PEAJE) por el uso de oportunidad por terceros de parte o toda la capacidad de Transporte para Contratos Firmes asignada a un agente o Comercializador de una Ampliación Firme por Peaje “i” para intercambios Spot de energía es el que resulta de dividir el canon anual vigente (CANAN en $/año) por la energía correspondiente a un porcentaje de utilización (%UTIL) de la energía anual correspondiente a la capacidad máxima de interconexión (INTMAX).

$$PEAJEi\left(\$/MWh\right) = \frac{CANANi}{INTMAXi \times NHA \times \%UTILi}$$

siendo NHA el número de horas del año.

El OED es el responsable de calcular e informar en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral los precios regulados de los peajes y porcentajes de utilización resultante para cada Ampliación Firme por Peaje.

En el caso en que la ampliación se hubiera concretado mediante el mecanismo del Acuerdo entre Partes, tal como se encuentra previsto en el Título II del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN, el valor de peaje será igual al costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión, según determinación del ENRE.

8.3.5.1. PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN INICIAL.

Al entrar en servicio comercial una Ampliación Firme por Peaje, el OED debe calcular el porcentaje inicial de utilización sumando los siguientes conceptos:

- El uso previsto por contratos, totalizando para cada contrato incluido en la solicitud de ampliación el uso mínimo previsto teniendo en cuenta los requerimientos de energía mínima o curvas de carga establecidos como compromiso, o CUARENTA POR CIENTO (40%) de uso de la potencia si no se especifica compromiso de intercambio mínimo.
- El CINCUENTA POR CIENTO (50%) de utilización de la capacidad prevista libre, que se calcula como UNO (1) menos el uso previsto por contratos.

Si el valor resultante es menor que SETENTA POR CIENTO (70%), el OED debe considerar como porcentaje de utilización SETENTA POR CIENTO (70%).

8.3.5.2. PERIODO DE AMORTIZACIÓN.

Durante el período de amortización, cada cuatro años el OED debe recalcular el Porcentaje de Utilización con el porcentaje de uso resultante de la energía realmente intercambiada desde la entrada en vigencia de la Ampliación Firme por Peaje, salvo que resulte un valor inferior al porcentaje inicial de utilización en cuyo caso debe definir como porcentaje de utilización el porcentaje de utilización inicial.

8.3.5.3. PERIODO DE EXPLOTACIÓN.

Transcurrido el período de amortización, el porcentaje de utilización se considerará el 100%.

8.3.6. CAPACIDAD ASIGNADA DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES

8.3.6.1. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LA AMPLIACIÓN FIRME POR PEAJE.

A cada agente o Comercializador “f” que tenga asignada capacidad en el Registro Transporte para Contratos Firmes de una Ampliación Firme por Peaje “i” le corresponde un Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) dado por el porcentaje que representa la capacidad de Transporte para Contratos Firmes que tiene asignada dentro de la capacidad total firme asignada. Para un mes m” resulta:

$$\%CTFi,mf = \frac{(TFIRIMPi,mf + TFIREXPi,mf)}{\sum ff(TFIRIMPi,mff + TFIREXPi,mff)}$$

siendo “ff” cada agente o Comercializador que tiene asignada capacidad de Transporte para Contratos Firmes en la ampliación “i”, y TFIRIMP y TFIREXP la capacidad firme para importación y para exportación respectivamente que tiene asignada en el mes “m”.

En el Registro de Transporte para Contratos Firmes el OED debe incluir para cada agente y Comercializador que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes, el Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) que le corresponde.

8.3.6.2. DERECHOS Y OBLIGACIONES.

El agente o Comercializador con Transporte para Contratos Firmes asignado asume la obligación de pagar un cargo mensual por ello.

Adquiere los siguientes derechos.

- Acordar contratos de importación hasta la capacidad asignada como Transporte para Contratos Firmes para importación.
- Utilizar el Transporte de Interconexión Internacional para importación de energía, hasta la potencia máxima correspondiente al Transporte para Contratos Firmes para importación que tiene asignado, sin ningún pago adicional.
- Acordar contratos de exportación hasta la capacidad asignada como Transporte para Contratos Firmes para exportación.
- Utilizar el Transporte de Interconexión Internacional para exportación de energía, hasta la potencia máxima correspondiente al Transporte para Contratos Firmes para exportación que tiene asignado, sin ningún pago adicional.
- Recibir una remuneración, por el uso ocasional por terceros de los excedentes horarios que resulten en su capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes.

8.3.6.3. PERIODO DE AMORTIZACIÓN.

Cada mes “m”, un agente o Comercializador “f” que no es Iniciador y que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes de una Ampliación Firme por Peaje “i” tiene la obligación de pagar por la capacidad asignada, independientemente de que la use o no, un cargo fijo mensual (CTF) igual a su Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) multiplicado por el canon anual (CANAN) dividido doce más o menos según corresponda los premios (PREM) o penalidades (PEN) que surjan del régimen de calidad establecido.

$$CTFi,mf = \%CTFi,mf \times (CANANi/12 + PREMi,m - PENi,m)$$

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular y facturar los cargos correspondientes. A su vez, debe asignar los cargos como remuneración a los Iniciadores de acuerdo a su factor de iniciador. Para un agente o Comercializador Iniciador "f" resulta para el mes "m" una remuneración (RTF) igual a:

$$RTFi,mf = Flif \times \sum ffCTFi,mff$$

siendo "ff" los agentes y Comercializadores que tienen asignados capacidad de Transporte para Contratos Firmes en la ampliación "i" y no son Iniciadores.

8.3.6.4. PERIODO DE EXPLOTACIÓN.

Cada mes "m", un agente o Comercializador "f" que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes de una Ampliación Firme por Peaje "i" tiene la obligación de pagar al Transportista de Interconexión Internacional por la capacidad asignada, independientemente de que la use o no, un cargo fijo mensual (CTF) igual a su Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) multiplicado por el canon anual vigente (CANAN) dividido doce más o menos según corresponda los premios (PREM) o penalidades (PEN) que surjan del régimen de calidad establecido.

$$CTFi,mf = \%CTFi,mf \times (CANANi/12 + PREMi,m - PENi,m)$$

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular y facturar los cargos que resultan y asignarlos como remuneración al Transportista de Interconexión Internacional.

8.3.6.5. USO Y CAPACIDAD LIBRE.

En cada hora "h" de un mes "m", en cada Ampliación Firme por Peaje "i" y para cada agente o Comercializador "f" con Transporte para Contratos Firmes asignado en dicha ampliación, el OED debe calcular los siguientes valores.

a) El porcentaje de uso propio (%USOP) de la capacidad asignada;

$$\%USOPi,hf = \frac{mín(PIMPi,hf, TFIRIMPi,mf) + mín(PEXPi,hf, TFIREXPi.mf)}{(TFIRIMP,mf + TFIREXPi,mf)}$$

siendo:

PIMPi,hf = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "f" en operaciones de importación en la hora "h", o sea por contratos más Spot.

TFIRIMP i,mf = Potencia firme que tiene asignada para importación en el mes "m" al que pertenece la hora "h".

PEXPi,hf = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "f" en operaciones de exportación en la hora "h", o sea por contratos más Spot.

TFIREXP i,mf = Potencia firme que tiene asignada para exportación en el mes.

b) La capacidad libre de su capacidad asignada (LIBREA).

$$LIBREAi,hf = (TFIRIMPi,mf + TFIREXPi,mf) \times (1 - \%USOPi,hf)$$

c) La capacidad libre por los excedentes no asignados. El OED debe repartir los Excedentes de Importación (EXCI) y de Exportación (EXCX) no asignados entre cada agente y Comercializador "f"

que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes, proporcionalmente a su asignación (EXCLIB).

$$\mathbf{EXCLIBi,mf} = (\mathbf{EXCIi,m} + \mathbf{EXCXi,m}) \times \mathbf{\%CTFi,mf}$$

siendo “ff” los agentes y Comercializadores con capacidad asignada y “m” el mes al que pertenece la hora “h”.

d) La capacidad libre total (LIBRE).

$$\mathbf{LIBRE}^{i,h}_{f} = \mathbf{LIBREA}^{i,h}_{f} + \mathbf{EXCLIB}^{i,m}_{f}$$

8.3.7. PEAJE POR EL USO DE UNA AMPLIACIÓN FIRME POR PEAJE

La Ampliación Firme por Peaje está dedicada prioritariamente al cubrimiento de los contratos de importación y exportación asociados. Esto no representa prioridad de despacho para un Generador o Comercializador de generación que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes en el Registro, sino prioridad en el uso del contrato de importación o exportación para el abastecimiento de energía eléctrica de la demanda que compra del contrato.

El agente o Comercializador del MEM que participe en operaciones Spot de importación o exportación debe pagar un peaje si usa capacidad del Transporte de Interconexión Internacional asignada como Transporte para Contratos Firmes a terceros.

Se considera que el precio para importación Spot ofertado en el nodo frontera incluye el peaje. Se considera que el precio para exportación Spot ofertado en el nodo frontera incluye el peaje y el cargo variable de Transporte entre el Mercado y dicho nodo.
ACUERDO DE PEAJE.

El agente o Comercializador que quiera realizar operaciones Spot de importación o exportación y no cuente con asignación de Transporte para Contratos Firmes y un agente o Comercializador con Transporte para Contratos Firmes asignados podrán acordar el precio de dicho peaje mediante un acuerdo entre partes u otro tipo de metodología que consideren conveniente.

El agente o Comercializador con Transporte para Contratos Firmes asignado debe informar al OED cada acuerdo de peaje que realice indicando:

- identificación de la Ampliación Firme por Peaje;
- identificación del agente o Comercializador que es la parte vendedora del acuerdo (tiene asignado Transporte para Contratos Firmes);
- identificación del agente o Comercializador que es la parte compradora del acuerdo (no tiene asignado Transporte para Contratos Firmes);
- el precio del peaje acordado.

Para los agentes y Comercializadores que no cuenten con un acuerdo de peaje se le asignará el precio regulado.

En la Programación Estacional y reprogramación Trimestral el OED debe incluir la información de los acuerdos de peaje vigentes.

8.3.7.1. USO POR TERCEROS.

Para cada hora “h” de un mes “m”, el OED debe calcular el uso de la Ampliación Firme por Peaje para intercambios que no cuentan con la suficiente capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes.

a) Calcular el uso por terceros, agentes o Comercializadores “j”, que no tienen asignado Transporte para Contratos Firmes, sumando para cada uno de ellos su importación Spot y su exportación Spot:

$$USOTi,hj = (PIMPSi,hj) + (PEXPSi,hj)$$

Siendo:

PIMPSi,hj = Potencia intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operación de importación Spot en la hora "h".

PEXPSi,hf = Potencia intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operación de exportación Spot en la hora "h".

b) Calcular para los agentes y Comercializadores "j" que tienen Transporte para Contratos Firmes asignado, el uso adicional de capacidad en operaciones Spot de importación y exportación considerando la parte de su intercambio Spot para la que no tienen capacidad asignada:

$$USOTi,hj = máx(PIMPi,hj - TFIRIMPi,mj,0) + máx(PEXPi,hj - TFIREXPi,mj,0)$$

Siendo:

PIMPi,hj = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operaciones de importación en la hora "h", por contratos más Spot.

TFIRIMPi,mj = Potencia firme que tiene asignada para importación.

PEXPi,hj = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operaciones de exportación en la hora "h", suma de por contratos más Spot.

TFIREXPi,mj = Potencia firme que tiene asignada para exportación.

c) De existir agentes conectados al MEM a través de la Ampliación Firme por Peaje, el OED le debe calcular el uso realizado de capacidad asignada a terceros para ubicar su producción en el MEM o para traer su abastecimiento del MEM según corresponda.

8.3.7.2. CARGO POR PEAJE.

Para cada hora "h", a cada agente o Comercializador "j" que realizó una operación Spot de importación o exportación utilizando capacidad asignada de terceros, le corresponde pagar un cargo por dicho uso (USOT).

El OED debe calcular:

a) el cargo a pagar en concepto de peaje por el uso de terceros de capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes, valorizando la energía de intercambios Spot al precio del peaje que corresponda;

b) la remuneración que corresponde a cada agente o Comercializador con capacidad libre en su Transporte para Contratos Firmes asignado.

De contar con uno o más acuerdos de peaje con un agente o Comercializador "f", se reparte entre ellos la potencia de uso requerido (USOT) en forma proporcional a la capacidad libre horaria (LIBRE) del agente o Comercializador vendedor dentro de cada acuerdo. De este modo quedan definidas las transacciones dentro de cada acuerdo de peaje: la potencia de uso requerida asignada el acuerdo (USOAC) y el peaje correspondiente.

El uso requerido que no es cubierto por acuerdos de peaje (USORES), ya sea porque el agente o Comercializador no realizó acuerdos o los realizó pero la capacidad libre asociada a ellos le resulta insuficiente para la operación Spot realizada, se considera usando el excedente del conjunto. El cargo por peaje que corresponde resulta de valorizar dicha potencia al precio regulado.

La suma del uso asignado a cada acuerdo más el uso asignado al conjunto corresponde con la potencia de uso requerido (USOT).

El cargo mensual a pagar por cada agente o Comercializador por el uso de capacidad de Transporte para Contratos Firmes de terceros resulta:

- para cada acuerdo de peaje, la integración de los cargos horarios asignados a dicho acuerdo;

- para el conjunto, la integración de los cargos horarios asignados de los usos requeridos que no cuentan con acuerdos.

8.3.7.3. REMUNERACIÓN POR PEAJE.

Para cada agente o Comercializador “f” con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes y acuerdos de peaje con terceros, la remuneración por peajes que le corresponde por sus acuerdos resulta de la integración de los cargos horarios asignados a dichos acuerdos.

Para cada hora “h”, la capacidad libre restante de su capacidad asignada (LIBRER) se obtiene restando de su capacidad libre por uso propio (LIBRE) el uso realizado por terceros con los que tiene acuerdos de peaje:

$$\mathbf{LIBRERi,hf = LIBREi,hf - \sum jUSOACi,hf,j}$$

Siendo USOACi,hf,j la potencia asignada al acuerdo de peaje entre el agente o Comercializador “f” que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes y el agente o Comercializador “j” que lo requiere para operaciones Spot de importación o exportación.

En una Ampliación Firme por Peaje “i” para cada hora “h”, el OED debe calcular la remuneración horaria (REMPEAJEH) por el uso y peaje asignado al conjunto totalizando el uso requerido que no es cubierto por acuerdos de peaje (USORES) valorizado al precio regulado del peaje, y repartiéndolo entre los agentes y Comercializadores “f” que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes en forma proporcional a su capacidad libre restante (LIBRER).

$$\mathbf{REMPEAJEHi,hf = PEAJEi \times \sum JUSOREShJ \times LIBRERi,hf / \sum ffLIBRERiff}$$

Siendo “ff” los agentes y Comercializadores que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes en la ampliación “i”, y “j” los agentes y Comercializadores que usan capacidad libre del conjunto en su operación Spot de importación o exportación.

Al finalizar cada mes “m”, el OED debe totalizar la remuneración mensual por peaje (MESPEAJE) en cada Ampliación Firme por Peaje “i” para cada agente y Comercializador “f” que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes integrando las remuneraciones horarias que corresponden:

a) el uso restante asignado al conjunto;

b) el uso realizado dentro de Acuerdos de Peaje.

8.4. CARGOS POR SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL SADI

El agente o Comercializador del MEM que participa en una operación Spot de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos de Transporte correspondientes a dicha operación, asociados al uso del sistema de transporte en el SADI.

Para el cálculo de los cargos de Transporte en el MEM de un contrato de importación, el OED debe considerar que el vendedor se hace cargo de llevar su energía hasta el nodo frontera y el comprador en el MEM de llevarlo de allí hasta su nodo. Para el caso de un contrato de exportación, el OED debe considerar que el vendedor del MEM se hace cargo de llevar su energía desde su nodo hasta el nodo frontera y el comprador extranjero se hace cargo de llevar la energía desde el nodo frontera hasta dónde lo requiera la demanda.

Para contratos de importación o exportación, el agente o Comercializador del MEM dentro del contrato es el responsable de pagar los cargos de transporte, fijos y variables, dentro del MEM que correspondan a la ejecución del contrato y es facturado por ello por el OED, independientemente de lo que se establezca en el contrato respecto a la participación de cada parte en los costos de transporte.

Para las operaciones Spot de importación y exportación, el agente o Comercializador del MEM responsable de la operación paga implícitamente en el precio el cargo variable de Transporte que corresponde.

ANEXO 31: INGRESO DE PARTICIPANTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

1. GENERALIDADES

La Secretaría de Energía y Puertos otorgará la habilitación para actuar como Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en los términos de los incisos a) y b) del Artículo 1° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 conforme lo establecido en la presente norma.

Las Provincias que optaren por el cobro en energía eléctrica de la compensación establecida en el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336 modificado por Ley Nº 23.164 y reglamentado por Decretos Nº 1398/92, Nº 287/93 y Nº 141/95 - comúnmente denominada “regalía hidroeléctrica” - se consideran comprendidas en el inciso b) del Artículo 1° del Decreto Nº 186/95 en lo referente a su actuación en el MEM.

2. REQUISITOS BASICOS PARA LA HABILITACION COMO PARTICIPANTE DEL MEM

Para obtener la habilitación como Participante del MEM se requiere reunir las condiciones establecidas en la Ley Nº 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias.

En particular:

a) COMERCIALIZADOR del MEM:

- No ser agente reconocido del MEM.
- Estar habilitado en su instrumento constitutivo o estatuto .para dedicarse en forma habitual y como objeto principal a la compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros.
- Contar con un patrimonio neto no inferior a PESOS DIECINUEVE MILLONES SEISCIENTOS MIL ($ 19.600.000.-).

b) PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALÍAS EN ESPECIE.

- Tener derecho a percibir “regalías hidroeléctricas”
- Ejercer la opción por el cobro de tales regalías en energía eléctrica para su comercialización en el MEM.

c) EMPRESA EXTRANJERA:

- Ser sujeto de derecho según las normas del país de constitución.
- Ser titular, fuera del territorio de la República Argentina, de instalaciones de generación, cogeneración o autogeneración, o sistemas de transporte o distribución o plantas o establecimientos con demandas de energía eléctrica con características que permitan - en el país de ubicación del establecimiento o planta - su categorización como Usuario que puede elegir libremente su suministrador y realizar contratos de suministro, o ser una empresa habilitada fuera del territorio de la República Argentina para la comercialización de energía eléctrica.
- Vincularse mediante un contrato de importación o exportación con un agente o Comercializador del MEM.

3. SOLICITUD DE HABILITACION COMO PARTICIPANTE DEL MEM

Para Comercializadores y Provincias Comercializadoras de energía eléctrica proveniente del pago de regalías, la solicitud de habilitación como Participante del MEM debe presentarse ante la Secretaría de Energía y Puertos iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS de acuerdo con lo establecido en el punto 3.1. para Comercializadores y en el punto 3.2. para Provincias Comercializadoras de energía eléctrica proveniente del pago de regalías. Además debe presentar simultáneamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones dentro del MEM de acuerdo con lo establecido en el punto 4.

La solicitud de habilitación debe ser presentada por la empresa interesada - entendiendo por tal a la persona jurídica que en su instrumento constitutivo o estatuto social tenga por objeto la compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros - o por la Provincia que haya ejercido la opción por el cobro de regalías en energía eléctrica para comercializarlas en el MEM.

Para la habilitación como Empresa Extranjera no resulta necesario la presentación de una solicitud ya que será automática una vez autorizado el contrato de importación o exportación en que es una de las partes.

3.1. COMERCIALIZADORES.

La solicitud debe ser presentada con una anticipación no menor a NOVENTA (90) días corridos a la fecha prevista de ingreso como Participante del MEM.

Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Sociedad y estar firmada por su representante legal, con tal firma certificada por escribano público.

La solicitud debe contener la siguiente información:

- Razón Social de la empresa solicitante,
- Domicilio Legal,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido del Representante Legal que firma la solicitud,
- Fecha solicitada de ingreso como Participante del MEM.

Además debe incluir el siguiente párrafo:

"La empresa que presenta esta solicitud manifiesta cumplir con los requisitos básicos para su habilitación como Participante del Mercado Eléctrico Mayorista, expresa su plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y su sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución Ex-S.E.E. Nº 61/92 y sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la Secretaría de Energía y Puertos."

Deberá adjuntarse a la solicitud, la siguiente documentación:

- Copia certificada por escribano público de los instrumentos que acrediten la personería del representante legal.
- Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias.

3.2. PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALIAS EN ESPECIE.

La solicitud debe ser presentada con una anticipación no menor a NOVENTA (90) días corridos a la fecha prevista de inicio de su actuación comercial como Participante del MEM.

Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Gobernación de la Provincia y estar firmada por el Gobernador.

La solicitud debe contener la siguiente información:

- Identificación del Ente Autárquico Provincial o Sociedad del Estado Provincial a través de los cuales actuará en el MEM la Provincia solicitante,
- Domicilio Legal,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido y Nº de documento del Representante Legal del Ente Autárquico Provincial o Sociedad del Estado Provincial a través de los cuales actuará en el MEM la Provincia solicitante.
- Fecha solicitada de ingreso como Participante del MEM.

Además debe incluir el siguiente párrafo:

"La Provincia que presenta esta solicitud manifiesta cumplir con los requisitos básicos para su habilitación como Participante del Mercado Eléctrico Mayorista, expresa su plena conformidad con los términos de la Ley Nº 24.065, sus normas reglamentarias y complementarias, y su sujeción a todas las disposiciones contenidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución Ex-S.E.E. Nº 61/92 y sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las Leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico dicte la Secretaría de Energía y Puertos ".

Deberá adjuntarse a la solicitud, la siguiente documentación:

- Copia certificada por escribano público de los instrumentos que acrediten la personería jurídica y aptitud para actuar comercialmente en el MEM del ente autárquico o sociedad del estado provincial a través de los cuales actuará en el MEM la Provincia solicitante.
- Copia certificada por escribano público de los instrumentos que acrediten la personería del representante legal del ente autárquico o sociedad del estado provincial a través de los cuales actuará en el MEM la Provincia solicitante.

3.3. EMPRESA EXTRANJERA.

La autorización de un contrato de importación o exportación entre un Agente o Comercializador del MEM con una empresa de otro país implicará automáticamente el reconocimiento de tal empresa como Participante del MEM (Empresa Extranjera) por el plazo en que efectivamente permanezca vigente el contrato autorizado.

El Agente o Comercializador del MEM deberá presentar al OED una declaración jurada del cumplimiento por parte de la Empresa Extranjera de los requisitos básicos que la acreditan como tal en el MEM. En caso de considerarlo necesario, el OED podrá requerir al Agente o Comercializador que presentó la declaración jurada la acreditación de lo manifestado.

4. REQUISITOS PARA LA ADMINISTRACION DE LAS TRANSACCIONES EN EL MEM

La empresa o provincia solicitante de la habilitación como Comercializador o como Provincia Comercializadora de Regalías en Especie, conjuntamente con la constancia de la presentación ante la Secretaría de Energía y Puertos de la solicitud de habilitación, debe presentar ante el OED la información mínima requerida para la administración de sus transacciones:

- Denominación o Razón Social.
- Domicilio legal.
- Representante legal.
- Número de CUIT y situación fiscal - agente de retención.

El OED debe informar a la Secretaría de Energía y Puertos la fecha en que el solicitante cumple con el requisito de entrega de la información mínima indicada.

5. CONSULTA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

La Secretaría de Energía y Puertos rechazará el pedido en los casos en que el solicitante no haya cumplido alguno de los requisitos establecidos. Si tal autoridad considera cumplidos todos los requisitos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial.

Los Agentes y Comercializadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) podrán presentar objeciones u oposiciones fundadas a la solicitud de ingreso, dentro de los DIEZ (10) días corridos contados desde la fecha de la aludida publicación. Transcurrido tal plazo se considerará aceptada, por parte de cada uno de los Agentes y Comercializadores que no hayan presentado objeciones u oposiciones, la habilitación solicitada.

Si, conforme lo anterior, no hubiere objeción u oposición alguna, o estas no estuviesen adecuadamente fundadas, la Secretaría de Energía y Puertos se expedirá sobre la solicitud en un plazo máximo de TREINTA (30) días corridos contados a partir de la fecha de la presentación en forma y dentro de los plazos

establecidos de la solicitud. De no expedirse expresamente la Secretaría de Energía y Puertos dentro del plazo indicado, el solicitante podrá entender concedida la habilitación requerida y lo deberá comunicar por escrito a tal Secretaría invocando la presente disposición a sus efectos.

De presentarse objeciones u oposiciones, la Secretaría de Energía y Puertos las derivará al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) quién las resolverá dentro de los VEINTE (20) días corridos. El ENRE notificará su decisión a la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS y la informará mediante su publicación oficial. De no expedirse expresamente el ENRE en tal plazo, se entenderá que rechaza la objeción u oposición.

6. INGRESO DEL PARTICIPANTE

Se considera que el nuevo Participante queda incorporado al MEM:

- A partir de la fecha de entrada en vigencia del contrato del Mercado a Término con un agente o Comercializador del MEM de tratarse de una empresa extranjera.
- A partir del mes inmediato posterior al de su habilitación si se trata de un Comercializador o de una Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías siempre que la habilitación se produzca antes del día DIEZ (10) del mes. De no ser así, se desplazará su incorporación al mes inmediato posterior al siguiente al de su habilitación.

En LOS PROCEDIMIENTOS y sus anexos, toda referencia a un Comercializador del MEM se debe entender, salvo que se indique expresamente lo contrario, como referida a una empresa habilitada como Comercializador o como PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALÍAS EN ESPECIE de acuerdo a lo indicado en el presente anexo.

7. CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE LOS PARTICIPANTES

El Comercializador debe notificar inmediatamente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS cualquier cambio en su composición societaria, domicilio legal y representante legal, o patrimonio.

La Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías debe notificar inmediatamente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS cualquier cambio en el domicilio legal y representante legal del Ente Autárquico o Sociedad del Estado Provincial a través del cual actúa en el MEM.

El OED o cualquier Agente o Comercializador del MEM que verifique que algún Participante del MEM no cumple con los compromisos asumidos o los requisitos básicos indicados en el presente anexo, debe notificarlo simultáneamente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS y al ENRE.

El ENRE resolverá, en un plazo de VEINTE (20) días corridos, la sanción correspondiente y notificará su decisión a la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS y al Participante involucrado.

En casos que estime los incumplimientos como graves la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS podrá sin más trámite cancelar la habilitación como Participante del MEM. La SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS notificará la decisión adoptada al Participante involucrado y al OED.

El Comercializador desvinculado por la causa contemplada en el presente punto no podrá ingresar nuevamente al MEM.

La Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías, desvinculada por la causa contemplada en el presente punto 7 no podrá ingresar nuevamente al MEM hasta transcurridos 5 (cinco) años contados desde su desvinculación.

8. REGIMEN DE DESVINCULACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

El Comercializador o Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías que pretenda suspender o interrumpir, total o parcialmente, su actuación dentro del MEM, debe presentar la solicitud en tal sentido ante la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS con una anticipación de TRES (3) meses a la fecha de la pretendida suspensión o interrupción.

La solicitud de interrupción total (desvinculación) sólo será autorizada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS al solicitante si:

- a la fecha solicitada de desvinculación no tiene contratos vigentes del Mercado a Término;
- cumple además los requisitos establecido para su desvinculación en el **Anexo 32: "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" de LOS PROCEDIMIENTOS.**

Todo Comercializador o Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías que solicite voluntariamente su desvinculación del MEM no podrá solicitar su reincorporación hasta pasados DOCE (12) meses.

Para la Empresa Extranjera la desvinculación será automática al finalizar la vigencia del contrato de importación o exportación por el cual se vinculaba comercialmente con un agente o Comercializador del MEM.

ANEXO 32: COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1. GENERALIDADES

En el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los agentes productores y consumidores realizan dos tipos de operaciones.

- La operación física vinculada a producir o consumir energía eléctrica.
- La operación comercial vinculada a vender o comprar la energía eléctrica que se produce o consume.

La actuación del Comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas.

La empresa que quiera actuar como Comercializador del MEM debe obtener de la Secretaría de Energía y Minería la correspondiente habilitación, conforme lo establecido en el Anexo 31: "INGRESO DE PARTICIPANTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)" de LOS PROCEDIMIENTOS.

La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM:

- comercialización de generación;
- comercialización de demanda;
- comercialización de importación y exportación;
- comercialización de regalías.

La empresa habilitada como PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALIAS EN ESPECIE será considerada como un Comercializador que sólo puede llevar a cabo la función de comercialización de regalías dentro del MEM.

El Acuerdo de Comercialización entre un agente privado del MEM y un Comercializador se pacta libremente entre partes. Las únicas condiciones acordadas a tener en cuenta en la operación comercial del MEM son las referidas al plazo de vigencia del acuerdo e identificación de la generación o consumo a comercializar.

En lo que hace a intercambio de información operativa, programación y coordinación de la operación en tiempo real y en general en todo lo relativo a la operación física del sistema eléctrico, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se relaciona siempre exclusivamente con el agente que produce o consume, independientemente de que tal agente acuerde con terceros la comercialización de parte o toda la energía y potencia producida o consumida, según corresponda.

2. DEFINICIONES

Acuerdo de comercialización: Acuerdo entre un agente del MEM y un Comercializador del MEM en que el agente transfiere al Comercializador por un plazo especificado la comercialización parcial o total de su capacidad de producción de tratarse de un Generador, o la comercialización parcial o total del consumo de tratarse de un Gran Usuario. En todos los casos el Comercializador responde plenamente frente al MEM, es decir frente a las Autoridades Sectoriales, al OED y a los demás Actores del MEM, por todas las obligaciones emergentes de su actuación en éste, independientemente de lo que las partes acuerden para regir sus relaciones recíprocas. Cuando el Comercializador, conforme el Acuerdo de Comercialización celebrado entre las partes, actúe como mandatario del Generador con quien hubiere celebrado el acuerdo, ambas partes en el Acuerdo de Comercialización responden solidariamente frente al MEM, es decir frente a las Autoridades Sectoriales, al OED y a los demás agentes del MEM, por todas las obligaciones resultantes de la actuación del comercializador en el MEM en virtud del Acuerdo de Comercialización, independientemente de lo que convengan para regir sus relaciones recíprocas.

Central comercializada: Central considerada a los efectos de las operaciones comerciales del MEM como resultado de un Acuerdo de Comercialización vigente de una central física.

Porcentaje a comercializar: Porcentaje de la capacidad de producción de una central que el Comercializador adquiere el derecho de comercializar mediante un acuerdo de comercialización de central,

y que define la potencia y energía a asignar a las centrales comercializadas que resultan de dicho Acuerdo de Comercialización.

Máquina comercializada: Máquina considerada a los efectos de las operaciones comerciales del MEM como resultado de un Acuerdo de Comercialización vigente para la máquina física o para la central física a la que pertenece dicha máquina.

Máximo comercializable: Límite a la comercialización de generación o de demanda que puede realizar un Comercializador para el mercado interno mediante dos o más acuerdos de comercialización de generación o de demanda. Se define como el DIEZ POR CIENTO (10%) de la demanda de energía anual para el MEM, calculada con la suma de demanda prevista para Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores del MEM.

Gran Usuario comercializado: Gran Usuario que cuenta con un Acuerdo de Comercialización con un Comercializador.

Generación interna comercializada: Para cada Comercializador es la suma de la potencia representativa de sus máquinas y centrales comercializadas resultantes de sus Acuerdos de Comercialización de generación, entendiéndose por potencia representativa para centrales hidroeléctricas la potencia media correspondiente a la energía firme de la central física multiplicada por el porcentaje a comercializar, y para centrales y máquinas térmicas a la potencia efectiva asignada a la máquina o central comercializada, menos la potencia comprometida en los contratos de exportación vigentes del Comercializador.

Demanda interna comercializada: Para cada Comercializador es la suma de la energía anual comprometida mediante Acuerdos de Comercialización realizados con los Grandes Usuarios comercializados.

3. COMERCIALIZACION DE GENERACION

3.1. CARACTERISTICAS

Dentro del MEM la actuación de un Generador es:

- física, como responsable de la operación de la central, incluyendo los servicios auxiliares que se requieren para la operación del sistema eléctrico en su conjunto, tales como la regulación de frecuencia y el control de reactivo;
- comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el Mercado a Término de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como las compras que efectúe en el Mercado Spot para cumplir con ventas contratadas en el Mercado a Término, los cargos de Transporte, y el cargo por Gastos del OED, y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Un Generador puede, mediante un Acuerdo de Comercialización, convenir con un Comercializador lo siguiente:

- La comercialización total de una o más máquinas térmicas de su propiedad.
- La comercialización total de una central de su titularidad. En este caso se entiende que el porcentaje a comercializar es el CIEN POR CIENTO (100%).
- La comercialización parcial de una o más máquinas térmicas de su propiedad. En este caso la potencia a comercializar no puede ser menor que DEZ (10) MW.
- La comercialización parcial de una central de su titularidad. En este caso al porcentaje a comercializar debe ser tal que la potencia correspondiente a dicho porcentaje no puede ser menor que DIEZ (10) MW.

Si existe un Acuerdo de Comercialización para una o más máquinas térmicas de una central, el Generador no puede realizar además un Acuerdo de Comercialización para la misma central. Si existe un Acuerdo de Comercialización para una central, el Generador no puede realizar además un Acuerdo de Comercialización por una o más máquinas térmicas de dicha central.

El Generador es el responsable en el MEM de la operación física de las centrales y máquinas de su propiedad, independientemente de que existan o no Acuerdos de Comercialización. En particular es el responsable:

- del intercambio de información con el OED para la Programación Estacional, incluyendo declaración de Costos Variables de Producción y Valor del Agua, Programación Semanal, despacho diario y redespacho, operación en tiempo real y los resultados de la producción;
- del aporte a los servicios auxiliares requeridos por el sistema eléctrico, y como tal responsable de pagar los cargos y/o cobrar las remuneraciones que resulten de estos servicios.
- solidariamente con el Comercializador cuando éste actúe como mandatario del Generador con quien hubiere celebrado el acuerdo, por todas las obligaciones resultantes de la actuación del comercializador en el MEM en virtud del Acuerdo de Comercialización.

La comercialización de las centrales binacionales, en tanto la misma sea realizada por empresas del Estado, se rige por las normas establecidas en los acuerdos binacionales vigentes y no pueden operar en el Mercado a Término. Para toda otra comercialización de generación, los requisitos a cumplir y modo de operar en el MEM deben cumplir las normas y procedimientos definidos en el presente anexo.

3.2. MAQUINAS Y CENTRALES COMERCIALIZADAS

A los efectos de la administración de la operación comercial en el MEM, la comercialización de generación, ya sea de una máquina o de una central, se representa como si cada máquina física se convierte en una o más máquinas comercializadas y cada central física en una o más centrales comercializadas.

- Si existe uno o más Acuerdos de Comercialización para una máquina térmica, a cada Comercializador que tiene un acuerdo con el Generador al que pertenece dicha máquina térmica se le asigna una máquina comercializada correspondiente al porcentaje a comercializar acordado de la capacidad y energía de la máquina física, y al Generador otra con el porcentaje restante (uno menos la suma de los porcentajes a comercializar acordados).
- Si existe uno o más Acuerdos de Comercialización para una central, a cada Comercializador que tiene un acuerdo con el Generador al que pertenece dicha central se le asigna una central comercializada correspondiente al porcentaje a comercializar acordado de la capacidad y energía de la central física, y al Generador otra con el porcentaje restante (uno menos la suma de los porcentajes a comercializar acordados). A su vez, a cada máquina de la central se le asigna una máquina comercializada para cada uno de los Comercializadores correspondiente al porcentaje a comercializar de la central y otra al Generador con el porcentaje restante.
- Si no existen Acuerdos de Comercialización para una máquina ni de la central a la que pertenece dicha máquina, al Generador se le asigna una máquina comercializada correspondiente al CIEN POR CIENTO (100%) de la capacidad y energía de la máquina física.
- Si no existen Acuerdos de Comercialización para una central, al Generador se le asigna una central comercializada con la totalidad de la capacidad y energía de la central física.

En una máquina o central con uno o más Acuerdos de Comercialización vigentes, el Generador podrá realizar otro Acuerdo de Comercialización sólo en la medida que el porcentaje a comercializar del nuevo acuerdo no supere el porcentaje correspondiente a la máquina o central comercializada asignada al Generador para los acuerdos ya vigentes.

Cada Generador y cada Comercializador tiene el derecho de comercializar la energía y potencia asociada a sus máquinas y centrales comercializadas, y la obligación de pagar los cargos del MEM que de ello resulten sin perjuicio de la responsabilidad solidaria establecida para el caso en que el comercializador actúe como mandatario del Generador con quien hubiere celebrado un Acuerdo de Comercialización.

En LOS PROCEDIMIENTOS y sus Anexos, toda referencia a una máquina o central en lo que hace a su operación comercial se debe entender como referida a la máquina comercializada o central comercializada según corresponda.

3.3. ACUERDO DE COMERCIALIZACION PARA UNA MAQUINA O CENTRAL

3.3.1. SOLICITUD DE AUTORIZACION

El Comercializador debe presentar al OED el pedido de autorización de un Acuerdo de Comercialización para una central o máquinas dentro de los plazos establecidos para la presentación de contratos a autorizar para el Mercado a Término.

La solicitud debe contener como mínimo:

- la indicación del acuerdo suscrito, que contenga la identificación del Generador, el tipo de acuerdo (de central o de máquinas), la identificación de la central y el porcentaje a comercializar o la identificación de las máquinas y la potencia a comercializar según corresponda, y el precio;
- la identificación del período de vigencia del acuerdo, el que debe ser por un plazo de uno o más Períodos Estacionales;
- la aceptación del Generador de la exactitud de los datos presentados por el Comercializador respecto a los ítems precedentes.
- la manifestación del Comercializador y del Generador de conocer y aceptar que, en los casos en que el Comercializador actúe como mandatario del Generador, ambos responden solidariamente frente al MEM, es decir frente a las Autoridades Sectoriales, al OED y a los demás agentes del MEM, por todas las obligaciones resultantes de la actuación del Comercializador en el MEM en virtud del Acuerdo de Comercialización.

La solicitud de autorización tiene carácter de Declaración Jurada y deberá estar suscripta por los representantes legales o apoderados del Comercializador y el Generador con certificación notarial de la autenticidad de las firmas y la representación invocadas.

3.3.2. REQUISITOS PARA LA AUTORIZACION

El OED debe evaluar y en su caso rechazar el pedido de darse alguna de las siguientes condiciones:

- Que no cumpla alguna de las restricciones definidas en este Anexo respecto a comercialización de generación.
- Que el Generador tenga en el Mercado a Término contratos que requirieron para su autorización en máxima potencia y energía contratable parte de la potencia y energía que se propone entregar para su comercialización al Comercializador si la vigencia de tales contratos se extiende por sobre el período de vigencia del Acuerdo de Comercialización. No debe rechazarse el pedido de autorización si los referidos contratos del Generador en el Mercado a Término se transfieren al Comercializador en cuyo caso debe adjuntarse la documentación que acredite dicha transferencia.
- Que el Comercializador cuente con uno o más Acuerdos de Comercialización de generación vigentes y que la Generación Interna Comercializada, considerando los acuerdos ya existentes de comercialización de generación más el nuevo acuerdo propuesto, supere la potencia media correspondiente al Máximo Comercializable.
- Que en el caso de que el Comercializador actúe como mandatario del Generador, no se hayan formalizado las manifestaciones relativas a la asunción solidaria de responsabilidad.

El rechazo de la autorización por darse cualquiera de las condiciones antes indicadas debe ser notificado al Comercializador por el OED con la correspondiente justificación, dentro de los QUINCE (15) días hábiles de recibido el pedido de autorización. Transcurrido el plazo indicado sin rechazo expreso del OED el solicitante podrá entender autorizado el Acuerdo de Comercialización propuesto, y lo deberá comunicar al OED.

3.3.3. VIGENCIA DEL ACUERDO

El Acuerdo de Comercialización de generación entrará en vigencia en la misma fecha que la establecida para nuevos contratos autorizados para el Mercado a Término.

El OED debe considerar que el Acuerdo de Comercialización de generación se mantiene vigente hasta el mes de finalización indicado en la solicitud, salvo que las partes convengan rescindir dicho acuerdo. La rescisión por convenio entre partes de un Acuerdo de Comercialización de generación sólo se hará efectiva en el MEM a partir del día siguiente al último de un mes calendario. El convenio de rescisión debe notificarse, acompañado de la documentación que lo acredite, al OED con QUINCE (15) días hábiles de anticipación a la fecha en que se hará efectiva.

3.3.4. COMPENSACION DE LA OPERACION

Las partes pueden acordar delegar en el OED la función de realizar la compensación y despeje del Acuerdo de Comercialización y las operaciones que resulten en el MEM de dicha comercialización. En todos los casos se mantendrá frente al MEM, es decir las Autoridades Sectoriales, el OED y los demás Actores del MEM, cuando corresponde conforme la presente norma, la responsabilidad solidaria del Comercializador y el o los Generadores con los que hubiere celebrado Acuerdo de Comercialización. En caso de duda sobre el

alcance de la solidaridad se estará por la más extensa a favor del OED y demás Actores del MEM, independientemente de lo que convengan las partes en los Acuerdos de Comercialización para deslindar entre sí las responsabilidades implicadas en sus relaciones recíprocas.

3.4. IMPLEMENTACION EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El OED debe realizar todos los procedimientos referidos a la operación física e intercambio de información operativa de las centrales y máquinas del MEM como si no existieran Acuerdos de Comercialización de generación.

El OED debe debitar y/o acreditar según corresponda los cargos y/o remuneraciones por Regulación de Frecuencia y control de reactivo, al Generador quien es exclusivo responsable en el MEM por la operación física de las centrales y máquinas de su propiedad.

El OED debe realizar los procedimientos definidos para la operación comercial del MEM considerando las máquinas y centrales comercializadas que se asignan como resultado de la existencia o no de Acuerdos de Comercialización de generación.

A tal fin, el Comercializador deberá declarar al OED, conjuntamente con los datos necesarios para el despacho diario, cuál es el orden de cubrimiento de sus compromisos por parte de cada uno de los Generadores comercializados. Esta información que el Comercializador suministre para el predespacho no se modificará durante todo el día de vigencia del despacho con los sucesivos redespachos, en caso de existir.

3.4.1. ACTUACION DEL COMERCIALIZADOR POR CUENTA PROPIA:

En los casos en que el Comercializador actúe por cuenta propia los débitos y créditos que resulten de las transacciones comerciales en el MEM de las máquinas y centrales comercializadas deben ser asignados al Comercializador. Consecuentemente, las facturas que correspondan serán dirigidas al Comercializador y las deudas de pago que de su comercialización resulten son a cargo del Comercializador.

3.4.2. 3.4.2. ACTUACION DEL COMERCIALIZADOR POR MANDATO:

En los casos en que el Comercializador actúe como mandatario del Generador, los débitos y créditos que resulten de las transacciones comerciales en el MEM de las máquinas y centrales comercializadas deben ser asignados al Generador. Consecuentemente, las facturas que correspondan serán dirigidas al Generador, sin perjuicio de la responsabilidad solidaria asumida por ambos frente al MEM. En dichas facturas el OED dejará constancia de la actuación del Comercializador como mandatario del Generador.

Cuando el Generador incumpla con sus compromisos, la deuda íntegra será reclamada por el OED al Comercializador y solidariamente al Generador, conforme lo descripto en el punto 7.5. USO DEL FONDO DE GARANTIA: INCUMPLIMIENTOS DE PAGO EN EL MERCADO SPOT.

4. COMERCIALIZACIÓN DE REGALÍAS

4.1. HABILITACIÓN PARA UNA PROVINCIA

La provincia con derecho a regalías hidroeléctricas está facultada a optar por cobrarlas en especie en el marco de la Ley Nº 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias. Para hacer uso de esta opción debe estar habilitada para operar comercialmente en el MEM como PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALIAS EN ESPECIE conforme lo establecido en el Anexo 31: “INGRESO DE PARTICIPANTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” de LOS PROCEDIMIENTOS.

El ejercicio de la opción por el cobro en especie de regalías, debe ser notificada al OED para su autorización en el MEM dentro de los mismos plazos establecidos para la presentación de contratos del Mercado a Término y efectuarse por un término de uno o más Períodos Estacionales.

En resguardo de la transparencia de los precios en el Mercado a Término y atendiendo a que la energía y potencia a comercializar no tiene costos variables de producción ni costos fijos para la Provincia que ejerce la opción, ésta sólo podrá vender en el Mercado a Término si los contratos se acuerdan por licitación pública en que se invita a todos los Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores que comercialicen demanda, a presentar ofertas por la compra de toda o parte de la energía y/o potencia cuya opción ejerce. La licitación se debe adjudicar a el o los que ofrezcan el mayor precio, pudiendo resultar más de un adjudicatario de un contrato si se reciben ofertas parciales.

El OED debe rechazar cualquier contrato del Mercado a Término presentado por una PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALIAS EN ESPECIE por el que se venda energía eléctrica proveniente de pago de regalías cuando el contrato no sea adjudicado mediante licitación pública conforme el párrafo precedente.

4.2. CESION A UN COMERCIALIZADOR DEL MEM

El crédito por energía eléctrica de una Provincia que opte por cobrar sus regalías hidroeléctricas en especie puede ser cedido a un Comercializador del MEM y será autorizado en tanto se cumplan los siguientes requisitos:

- Que la cesión tenga por objeto la totalidad de la regalía correspondiente a una central.
- Que la cesión se efectúe a través de un contrato adjudicado mediante un procedimiento de licitación pública abierto a todas las empresas Comercializadoras y que la adjudicación sea a quien ofrezca el mayor precio.

A los efectos de su autorización en el MEM, la cesión debe ser notificada al OED dentro de los plazos establecidos para la presentación de pedidos de autorización de contratos del Mercado a Término y efectuarse por un término de dos o más Períodos Estacionales.

4.3. OPERATORIA EN EL MEM

La operación comercial en el MEM de quien comercializa la energía eléctrica proveniente del pago de regalías, ya sea la PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALIAS EN ESPECIE o el Comercializador al que ésta cede el crédito, se rige por las mismas normas que las establecidas para un Acuerdo de Comercialización de generación para una central hidroeléctrica considerándose como porcentaje a comercializar el porcentaje de regalías que corresponde a la Provincia, salvo que se indique expresamente en este Anexo un tratamiento distinto, con la salvedad que en este caso queda prohibida la actuación del Comercializador como mandatario de la Provincia.

Los cargos a pagar por la comercialización de regalías corresponden a los cargos por compras en el Mercado Spot en caso de contratos de venta del Mercado a Término, y los cargos variables de Transporte asociados a dichos contratos del Mercado a Término.

5. COMERCIALIZACION DE DEMANDA

5.1. CARACTERISTICAS

Dentro del MEM la actuación de un Gran Usuario es:

- física, o sea el consumo efectivo para su demanda incluyendo el servicio de control de reactivo que requiere el sistema eléctrico para su operación;
- comercial, o sea la compra de energía y potencia en el Mercado Spot y en el Mercado a Término, debiendo pagar los cargos del MEM que surjan de esta comercialización tales como sus compras en el Mercado Spot, los cargos de Transporte, cargos por potencia y por Energía Adicional, y el cargo por Gastos del OED, y recibiendo los ingresos que resulten de sus ventas en el Mercado Spot de los excedentes de Contratos a Término.

Un Gran Usuario puede convenir con un Comercializador la comercialización parcial o total de su demanda de energía y potencia. El Comercializador debe cubrir la demanda a comercializar con contratos del Mercado a Término.

El Gran Usuario es el exclusivo responsable del consumo físico de su demanda en el MEM. En particular es responsable:

- del intercambio de información con el OED para la Programación Estacional, Programación Semanal, despacho diario y redespacho, operación en tiempo real, y resultados de la producción, incluyendo declaración de curvas de demanda, proyecciones de consumo de energía y coordinación y programación de las restricciones al suministro, salvo un Gran Usuario Menor o Particular en que esta responsabilidad está asignada al Distribuidor de su área de distribución;
- del servicio de control de reactivo y como tal responsable, según corresponda, de pagar los cargos y/o cobrar las remuneraciones que resulten.

El Comercializador tiene la obligación de acordar contratos de compra del Mercado a Término que cubran la totalidad de la demanda de energía y potencia que corresponde al consumo comercializado del Gran Usuario, y asume la obligación de pagar los cargos del MEM que de ello resulte, no pudiendo actuar como mandatario de la demanda. En todos los casos de comercialización de demanda el Comercializador actúa por cuenta propia.

5.2. ACUERDO DE COMERCIALIZACION

5.2.1. SOLICITUD DE AUTORIZACION

El Comercializador debe presentar al OED el pedido de autorización para la comercialización de demanda dentro de los plazos establecidos para la presentación de contratos a autorizar para el Mercado a Término.

La solicitud debe contener como mínimo:

- la indicación del acuerdo suscrito con la identificación del Gran Usuario;
- la indicación del período de vigencia del acuerdo, el que debe ser por un plazo de uno o más Períodos Estacionales;
- la identificación de el o los contratos del Mercado a Término con los que prevé cubrir la demanda a comercializar, con fecha de entrada en vigencia prevista no posterior a la fecha de entrada en vigencia solicitada para el acuerdo de comercialización de demanda;
- la aceptación del Gran Usuario de la exactitud de los datos presentados por el Comercializador respecto a los ítems precedentes.

5.2.2. REQUISITOS PARA LA AUTORIZACION

El OED debe evaluar y en su caso rechazar el pedido de darse alguna de las siguientes condiciones.

- Que no cumpla alguna de las restricciones definidas en este Anexo respecto a la comercialización de demanda.
- Que para la fecha de entrada en vigencia del acuerdo los contratos de compra del Mercado a Término presentados por el Comercializador en la solicitud más los que ya tiene vigentes no cubran la totalidad de la demanda que comercializa, dada por la de los Acuerdos de Comercialización de demanda ya vigentes más el nuevo acuerdo solicitado.
- Que la Demanda Interna Comercializada, considerando los Acuerdos de Comercialización de demanda ya existentes más el nuevo acuerdo propuesto, supere el Máximo Comercializable dentro del período de vigencia del acuerdo.
- Que dentro del área de distribución en que se ubica el Gran Usuario a comercializar, siendo algún socio de la empresa Comercializadora la empresa Distribuidora de dicha área a un socio con cualquier participación de la referida empresa Distribuidora, la suma de la demanda de energía anual de Grandes Usuarios del área de distribución a comercializar por el Comercializador, considerando los acuerdos ya existentes de comercialización de demanda más el nuevo acuerdo propuesto, supere el VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la demanda de consumidores de dicha área de distribución con características de consumo que lo habilitan a convertirse en Grandes Usuarios Mayores del MEM.

El rechazo de la autorización por darse cualquiera de las condiciones antes indicadas debe ser notificado al Comercializador por el OED con la correspondiente justificación, dentro de los QUINCE (15) días hábiles de recibido el pedido de autorización. Transcurrido el plazo indicado sin rechazo expreso del OED, el solicitante podrá entender autorizado el acuerdo propuesto al OED, lo que deberá comunicar a dicho organismo por escrito.

5.2.3. VIGENCIA DEL ACUERDO

El acuerdo entrará en vigencia dentro de los mismos plazos que los establecidos para nuevos contratos autorizados para el Mercado a Término.

El OED debe considerar que el Acuerdo de Comercialización de demanda se mantiene vigente hasta el mes de finalización indicado en la solicitud, salvo que las partes convengan rescindir dicho acuerdo. La rescisión por convenio entre partes de un acuerdo de comercialización de demanda sólo se hará efectiva en el MEM

a partir del día siguiente al último de un Período Trimestral. El convenio de rescisión debe notificarse, acompañado de la documentación que lo acredite, al OED con QUINCE (15) días hábiles de anticipación a la fecha en que se hará efectiva.

5.2.4. COMPENSACION DE LAS OPERACIONES

Las partes pueden acordar delegar en el OED la función de realizar la compensación y despeje del acuerdo de comercialización y las operaciones que resulten en el MEM de dicha comercialización.

5.3. IMPLEMENTACION EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El OED debe cumplir todos los procedimientos referidos a la operación física e intercambio de información en el MEM para el abastecimiento a la demanda de Grandes Usuarios como si no existieran acuerdos de comercialización de demanda.

Los cargos y/o remuneraciones referidos a control de reactivo, deben ser debitados y/o acreditados al Gran Usuario quien es exclusivo responsable por el consumo físico de su demanda en el MEM.

En lo que hace a la administración de la operación comercial de demanda en el MEM, el OED debe realizar todos los procedimientos referidos a la demanda de un Gran Usuario como si dicha demanda perteneciera a la empresa que la comercializa, y debitar o acreditar, según corresponda, los cargos que de ello resulten.

6. COMERCIALIZACION DE IMPORTACION Y EXPORTACION

La normativa referida a las operaciones de importación y exportación en el MEM se definen en el Anexo 30: “IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA” de LOS PROCEDIMIENTOS.

Todo Comercializador habilitado puede participar en la comercialización Spot de importación y exportación.

El Comercializador que tenga un Acuerdo de Comercialización de generación puede también acordar contratos de exportación.

El Comercializador que tenga un Acuerdo de Comercialización de demanda puede también realizar contratos de importación.

7. FONDO DE GARANTIA DE COMERCIALIZADORES

7.1. DEFINICION

Todo Comercializador que quiera realizar ventas mediante contratos del Mercado a Término debe efectuar aportes a un depósito de garantía, denominado Fondo de Garantía de Comercializadores (FGC).

El Fondo de Garantía de Comercializadores (FGC) está afectado a cubrir los incumplimientos de obligaciones de pago contraídas por un Comercializador en el Mercado Spot del MEM para cumplir sus compromisos contratados en el Mercado a Término, incluyendo los que derivan de aquellos Acuerdos de Comercialización en los que actúa como mandatario.

El aporte de un Comercializador al Fondo de Garantía de Comercializadores (FGC) define el volumen máximo de energía eléctrica que tal Comercializador puede vender por contratos en el Mercado a Término en un Período Trimestral.

La administración del Fondo de Garantía de Comercializadores es responsabilidad del OED. Los aportes al Fondo de Garantía de Comercializadores (FGC) pueden hacerse en alguna de las siguientes formas:

- Dinero en efectivo. En los casos en que el Comercializador opte por entregar dinero en efectivo como depósito de garantía, deberá expresar formalmente su acuerdo para que el OED coloque dicho monto a plazo fijo en los bancos con los que opera normalmente y acredite los respectivos intereses al mismo depósito.
- Carta de crédito “stand by” irrevocable otorgada por un Banco de primera línea.
- Seguro de caución pagadero a primer requerimiento, configurándose el siniestro por la intimación de pago al Comercializador incumplida por éste.

- Títulos Públicos emitidos por el Estado Nacional con un plazo de vencimiento no mayor de TRES (3) años desde la constitución de la garantía y con un aforo del QUINCE POR CIENTO (15%) adicional sobre el valor de cotización respecto del total a garantizar.
- Fianza o aval bancario.

7.2. SALDO EN EL FONDO

En el Fondo de Garantía de Comercializadores debe discriminarse para cada Comercializador el denominado Saldo en el Fondo de Garantía de un Comercializador. Dicho saldo resulta de los aportes y retiros del correspondiente Comercializador.

Un Comercializador puede en cualquier momento incrementar sus aportes al Fondo de Garantía de Comercializadores, para avalar nuevos contratos de venta.

Un Comercializador sólo puede realizar retiros de su Saldo en el Fondo cuando cumpla las siguientes condiciones.

- La solicitud de retiro se haga con una anticipación no inferior a TRES (3) meses.
- A la fecha solicitada de retiro, los fondos a retirar no estén habilitando contratos de venta del Comercializador vigentes en el Mercado a Término.

El Comercializador que deja de pertenecer al MEM, puede solicitar al OED la devolución de su Saldo en el Fondo. El OED sólo debe devolver dicho saldo una vez finalizado el cobro y pago de las transacciones correspondientes al último mes en que el Comercializador perteneció al MEM y previo descuento, en su caso, de los recargos e intereses correspondientes.

7.3. VALOR DE GARANTIA

Se denomina Valor de Garantía (VG) al valor de referencia utilizado para calcular la energía que representa el Saldo en el Fondo. Dicho valor es actualizado al comienzo de cada Período Estacional de Invierno y Período Estacional de Verano.

El OED, junto la Programación Estacional de Invierno y de Verano, debe calcular el precio medio de la energía previsto en el Mercado para el semestre para una probabilidad del CINCUENTA POR CIENTO (50%) (PMEST50) y determinar el Valor de Garantía (VG) multiplicando dicho precio medio por el Factor de Garantía (FGAR) definido en CERO COMA UNO (0,1).

$$VG(\$/MWh) = PMEST50 \times FGAR$$

La Secretaría de Energía y Minería, de acuerdo a las condiciones que se presenten en el Mercado y la actuación de los Comercializadores, podrá modificar el Factor de Garantía (FGAR) dentro de una banda entre CERO COMA CERO CINCO (0,05) y CERO COMA VEINTICINCO (0,25).

Cada Comercializador tiene asignado un Factor por Morosidad (FM) que mide su incumplimiento en las obligaciones de pago con el MEM. Al habilitarse el ingreso de un Comercializador, se le asigna un Factor de Morosidad igual a UNO (1). Cada Período Estacional en que el Comercializador no registre ninguna mora en el MEM, se multiplicará su Factor de Morosidad por CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0,95). Cada mes en que se registre una mora o deuda impaga del Comercializador con el MEM, su Factor de Morosidad se multiplicará por UNO COMA UNO (1,1).

Se denomina Valor de Garantía de un Comercializador (VGC) al valor que resulta de multiplicar el Valor de Garantía (VG) por el Factor de Morosidad de dicho Comercializador. El OED debe actualizar este valor cada vez que se modifique el Valor de Garantía (VG) del Fondo o el Factor de Morosidad del Comercializador.

7.4. RESPALDO PARA CONTRATOS DE VENTA

Se denomina Energía en el Fondo (EFONDO) de un Comercializador “z” a la energía que resulta de dividir su Saldo en el Fondo (SALFON) por el Valor de Garantía del Comercializador (VGC).

$$EFONDO_z = SALFON_z / VGC_z$$

El OED debe calcular y mantener actualizado este valor.

Para cada Comercializador "z", el OED debe calcular la energía trimestral contratable. Para ello, debe totalizar para cada uno de los Períodos Trimestrales futuros "t" en que el Comercializador tiene vigente algún contrato del Mercado a Término en que es la parte vendedora, integrando para los tres meses la energía mensual representativa de cada uno de sus contratos.

$$ETtz = \sum m \sum j ECONTmzj$$

siendo:

t = Período Trimestral.

m = meses del Período trimestral.

ECONTm zj = energía mensual representativa del contrato entre el Comercializador "z" y el consumidor "j" (del MEM o extranjero) en el mes "m".

Se denomina Energía Trimestral Máxima Contratada de un Comercializador al máximo de las energías trimestrales (ET) calculadas.

Cada Comercializador al pedir la autorización de un nuevo contrato del Mercado a Término en que es la parte vendedora debe contar con una Energía en el Fondo mayor o igual que la Energía Trimestral Máxima Contratada que resulte incluyendo el nuevo contrato.

Cada vez que se modifique el Valor de Garantía (VG) de un Comercializador, el OED debe recalcular su Energía en el Fondo y verificar que la Energía en el Fondo del Comercializador es suficiente para respaldar su Energía Trimestral Máxima Contratada.

El OED debe notificar al Comercializador si verifica que, debido al cambio, la Energía en el Fondo del Comercializador resulta menor que su Energía Trimestral Máxima Contratada. El Comercializador deberá dentro de un plazo de SESENTA (60) días adicionar los aportes necesarios para que su Energía en el Fondo sea mayor o igual que su Energía Trimestral Máxima Contratada. Transcurrido el plazo indicado, si se mantiene la condición de Energía en el Fondo insuficiente, el OED debe retirar la autorización a los contratos del Mercado a Término en que el Comercializador es la parte vendedora que no cuenten con el respaldo necesario como Saldo en el Fondo del Comercializador, comenzando con los contratos de fecha de vigencia más reciente, y notificar a las partes de dichos contratos.

7.5. USO DEL FONDO DE GARANTIA: INCUMPLIMIENTOS DE PAGO EN EL MERCADO SPOT.

Cuando un Comercializador incumple sus pagos en el MEM, el OED debe utilizar el saldo de dicho Comercializador en el Fondo de Garantía de Comercializadores para cubrir la deuda impaga, que incluye los recargos e intereses correspondientes.

Existiendo un Saldo en el Fondo de Garantía de un Comercializador suficiente para cubrir la totalidad de la deuda, el OED debe retirar el total del monto adeudado. Por el contrario, de resultar insuficiente, el OED debe retirar la totalidad del Saldo en el Fondo del Comercializador, resultando el Comercializador deudor del MEM por el faltante.

Cuando se utiliza el Saldo en el Fondo de Garantía de un Comercializador para pagar su deuda, dicho Comercializador cuenta con QUINCE (15) días contados a partir de la comunicación' fehaciente del OED al Comercializador, para aportar al Fondo de Garantía de Comercializadores los fondos retirados más los adicionales que sean necesarios para que su Energía en el Fondo resulte mayor o igual que su Energía Trimestral Máxima Contratada. De no cumplir este requerimiento en el plazo indicado, el OED debe considerar que la empresa pierde automáticamente su habilitación y notificar la situación a la Secretaría de Energía y Minería.

Vencido el plazo de QUINCE (15) días, el/los Generador/es que tienen Acuerdos de Comercialización con el Comercializador que perdió automáticamente su habilitación, deben asumir su responsabilidad solidaria,

aportando el monto adeudado por el mismo. En caso de incumplir con esta obligación, se considerará al Generador incurso en los términos del Artículo 11 inciso b), correspondiendo la aplicación de lo prescripto en los Artículos 16 y 17, de la Resolución SETyC Nº 29/95 de fecha 29/12/1995.

Si el Comercializador pierde su condición de Comercializador con un saldo negativo en el Fondo de Garantía de Comercializadores y no lo repone en un plazo de (TREINTA) 30 días, el OED debe publicar en por lo menos tres medios de prensa de amplia difusión la condición de deudor incumplidor de la empresa correspondiente, identificando las personas que la representaron en el MEM.

8. CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO

El OED debe rechazar todo contrato presentado por un Comercializador si no cumple con los requisitos establecidos y las normas aplicables para el Mercado a Término más los requisitos que adicionalmente se establecen en el presente anexo.

Un Comercializador que comercializa generación puede vender por contratos del Mercado a Término a un Comercializador que comercializa demanda, siempre que ninguno de los socios de empresas Comercializadoras sea socio en ambas, directa o indirectamente.

8.1. CONTRATOS DE VENTA

El Comercializador puede vender en el Mercado a Término hasta la máxima energía y potencia contratable correspondientes a sus centrales y máquinas comercializadas, incluyendo las centrales correspondientes al porcentaje de regalías en especie que comercialice.

El OED debe rechazar un contrato del Mercado a Término en que un Comercializador sea la parte vendedora si la parte compradora del contrato es un Distribuidor y alguno de los socios de la empresa Comercializadora es también la empresa Distribuidora o un socio de dicho Distribuidor y la energía total contratada, sumando la energía representativa del contrato solicitado más la de los contratos vigentes que tenga el Comercializador con el mismo Distribuidor, supere el VEINTE POR CIENTO (20%) de la demanda de energía del área de distribución del Distribuidor.

Excepto en las diferencias y especificidades expresamente indicadas en el presente anexo, se aplican a la autorización y administración de un contrato de venta del Mercado a Término de un Comercializador las mismas reglas que las vigentes para un agente Productorr.

8.2. CONTRATOS DE COMPRA

El Comercializador puede comprar en el Mercado a Término hasta un máximo dado por la demanda máxima contratable de la demanda de los Grandes Usuarios con quienes tiene un acuerdo de comercialización.

Excepto en lo indicado en el presente anexo, en todo lo demás se aplica a la autorización y administración de un contrato de compra del Mercado a Término de un Comercializador las mismas reglas que las vigentes para un Gran Usuario.

9. REGISTRO DE COMERCIALIZADORES

El OED debe llevar y mantener actualizado un registro de los Comercializadores habilitados del MEM y del estado del Fondo de Garantía de Comercializadores. Este registro se denomina Registro de Comercializadores.

La habilitación y cese de habilitación de una empresa como Comercializador del MEM será notificada por la Secretaría de Energía y Minería al OED, salvo en los casos de incumplimientos de pago establecidos en el presente anexo en que el OED debe considerar su cese en forma automática.

Dentro del Registro de Comercializadores el OED debe incluir y mantener actualizado el Valor de la Garantía (VG) y el listado de Comercializadores habilitados. Respecto a cada Comercializador debe incluir los siguientes datos.

- El Valor de Garantía del Comercializador.
- Su Saldo en el Fondo, totalizando los aportes realizados y descontando los retiros efectuados sean estos últimos a pedido del Comercializador o para cubrir deudas impagas en el MEM.

- El Factor de Morosidad del Comercializador.
- Su Energía en el Fondo.
- Su Energía Trimestral Máxima Contratada.

A su vez, el OED debe incluir el saldo del Fondo de Garantía de Comercializadores totalizando el Saldo en el Fondo de todos los Comercializadores habilitados.

El OED debe confeccionar un listado del Registro de Comercializadores en cada Programación Estacional.

10. REGIMEN DE DESVINCULACION DEL MEM

El Comercializador que pretenda cesar su actuación dentro del MEM, debe solicitar su desvinculación a la Secretaría de Energía y Minería, de acuerdo a las normas que se establecen en el Anexo 31: "INGRESO DE PARTICIPANTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)" de LOS PROCEDIMIENTOS. Sólo se habilitará la desvinculación una vez finalizados todos los contratos del Mercado a Término en que participe el Comercializador.

La Secretaría de Energía y Minería notificará al OED la solicitud de cese de actuación y requerirá que informe el mes, denominado mes de fin de operaciones, a partir del cual el Comercializador solicitante no tendrá contratos vigentes en el Mercado a Término. La Secretaría de Energía y Minería notificará al Comercializador como mes autorizado de desvinculación el solicitado siempre que sea posterior al mes de fin de operaciones. De lo contrario, autorizará como mes de desvinculación el mes posterior al mes de fin de operaciones.

Durante el período comprendido entre la solicitud de retiro y el mes autorizado de desvinculación el Comercializador queda inhabilitado para acordar nuevos contratos en el Mercado a Término. Finalizado dicho período, el OED lo retirará del Registro de Comercializadores.

11. DEUDAS DE UN COMERCIALIZADOR CON EL MEM

El OED informará a la Secretaría de Energía y Minería cada vez que un Comercializador incumpla cualquiera de sus obligaciones de hacer aportes en el Fondo de Comercializadores.

De no pagar un Comercializador sus deudas en el MEM le es aplicable la normativa general para los casos de incumplimiento de los agentes el MEM.

Cuando un Comercializador, luego de utilizar su saldo en el Fondo de Garantía de Comercializadores, resulta aún deudor del MEM, cuenta con QUINCE (15) días para saldar dichas deudas. El OED debe notificar a la Secretaría de Energía y Minería cuando un Comercializador, transcurrido el plazo indicado, no salda su deuda pendiente en el MEM y considerar que cesa automáticamente la habilitación de dicho Comercializador.

11.1. COMERCIALIZADOR DE GENERACION POR CUENTA PROPIA

Para el caso de los Comercializadores de Generación que actúen por cuenta propia, en caso de perder su habilitación para operar en el MEM, el/los Generador/es que tenían Acuerdo de Comercialización con el mismo, quedan operando dicha potencia y energía en el Mercado Spot.

11.2. COMERCIALIZADOR DE GENERACION POR MANDATO

Para el caso de los Comercializadores de Generación que actúen como mandatarios de un Generador con el cual tengan un Acuerdo de Comercialización, vencido el plazo de QUINCE (15) días contados a partir de la mora en que haya incurrido el/los Generadores y en virtud de la responsabilidad solidaria asumida tanto por el/los Generador/es y el Comercializador, éste perderá automáticamente su habilitación y el/los Generador/ es quedarán incursos en los términos del Artículo 11 inciso b) de la Resolución SET y C Nº 29/95 de fecha 29/12/1995, correspondiendo la aplicación de lo prescripto en los Artículos 16 y 17 de la citada norma.

11.3. COMERCIALIZADOR DE DEMANDA

Para el caso del Comercializador de Demanda, en caso de perder su habilitación para operar en el MEM, el/los Demandantes que tenían Acuerdo de Comercialización con el mismo, quedan operando dicha potencia y energía en el Mercado Spot, según corresponda.

Para los GUMA y GUME (los GUPA se asimilan a los efectos aquí citados a los GUME), será de aplicación lo previsto en el Artículo 13 de la Resolución SET y C Nº 29/95 de fecha 29/12/1995, para el caso de la pérdida de la condición de Agente de un Generador del MEM con el cual tenían contrato.

ANEXO 33: SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES

El Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC) establecido por Ley 23.966, la Tasa Sobre Gas-Oil (TSGO) establecida por Decreto 652/2002 y el Recargo sobre Gas Natural (RGN) establecido por Decreto 786/2002, no se incluyen en el precio máximo reconocido para combustibles en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o sea en el cálculo del correspondiente Precio de Referencia. Los Generadores recuperarán el monto asociado a estos gravámenes, de acuerdo al combustible utilizado, como un Sobrecosto de Combustibles (SCCOMB).

Si a través de una Ley Nacional o Decreto del Poder Ejecutivo Nacional se introdujera un nuevo impuesto, tasa o recargo sobre los combustibles consumidos por las centrales de generación térmica, como también alguna modificación de los valores de los ya señalados más arriba, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá incluirlos transitoriamente en el cálculo del sobrecosto de combustibles definido en el presente Anexo "ad-referendum" de la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA de tal decisión.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar los datos informados por los Generadores referidos a los volúmenes consumidos en sus centrales para los distintos tipos de combustibles y sus precios, de acuerdo a lo indicado en el punto 1 del Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS. De verificar inconsistencias, por ejemplo respecto de la energía producida por la central con un determinado combustible, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá observar el valor y notificar al Generador el motivo de la observación. En este caso, ambas partes deben buscar acordar los valores a considerar. De no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA el dato observado junto con:

- la justificación del Generador de cada dato informado;
- la observación y el motivo que la justifica.

La SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de CINCO (5) días hábiles los valores aceptados. Transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se aceptan los valores informados por el Generador.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe mantener en su base de datos la información mensual aceptada para combustibles (volúmenes, precios, tasas, impuestos y/o recargos declarados) en cada central térmica. Con dicha información debe calcular el Sobrecosto de Combustibles horario en cada máquina y, junto con las transacciones económicas de cada mes, totalizar el monto a acreditar a cada Generador en concepto de Sobrecosto de Combustibles. Dicho monto puede resultar nulo.

ANEXO 34: ASIGNACION DE RESPONSABILIDADES A LOS USUARIOS DE AMPLIACIONES DE CALIDAD, DE SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

1. INTRODUCCION

El presente régimen perfecciona el procedimiento de determinación de beneficiarios por uso en ampliaciones de transporte, contenido en "LOS PROCEDIMIENTOS", para los casos particulares que se detalla en los siguientes SUBANEXOS:

SUBANEXO I: "AMPLIACIONES ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE"

SUBANEXO II: "AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA MEJORA ADICIONAL DE LA CALIDAD"

SUBANEXO III: "AMPLIACIONES PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD"

El presente procedimiento se aplicará a las ampliaciones de transporte en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) impulsadas en los términos del Apéndice C al Título III del REGLAMENTO DE ACCESO, denominado AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA MEJORA ADICIONAL DE LA CALIDAD, MEJORA DE LA SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD, tales que por sus características técnicas y su propósito se correspondan con aquellas detalladas en los Subanexos antes referidos.

Los beneficiarios para ampliaciones especiales de capacidad de transporte y para mejora adicional de la calidad, resultarán de la evaluación que deberá realizar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) entre los usuarios del Sistema de Transporte, debiendo aquéllos abonar los cargos de inversión, y operación y mantenimiento resultantes.

SUBANEXO I - AMPLIACIONES ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

1. INTRODUCCION

Se consideran ampliaciones especiales de capacidad de transporte aquellas que, sirviendo a ese fin no pueden ser asociadas directamente, por sus características, a una determinada línea o Estación Transformadora.

En este aspecto se entiende como tales taxativamente a:

- Desconexión Automática de Generación y Conexión/Desconexión Automática de Compensación
- Estabilizadores de Potencia
- Resistores de frenado
- Desconexión Automática de Cargas, cuando ésta se instale a fin de servir al incremento de la capacidad de transporte de un vínculo de transporte
- Equipos de Supervisión de Oscilaciones
- Equipamientos de Potencia Reactiva para compensación de sistemas de transporte
- Equipamientos y protecciones asociadas que se deban modificar o reemplazar ante la superación de la Potencia de Cortocircuito de los primeros.

2. RESPONSABILIDADES ADMINISTRATIVAS Y ECONOMICAS DE LAS AMPLIACIONES

2.1. RESPONSABILIDADES EN LA DEFINICION, ADQUISICION, MONTAJE, PUESTA EN SERVICIO Y OPERACION Y MANTENIMIENTO.

2.1.1. El proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes y, en general, la implementación de nuevas instalaciones de Desconexión Automática tanto de Generación como Conexión /Desconexión Automática de Compensación, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por el Transportista titular de la Concesión en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen.

2.1.2. El proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de equipos existentes y, en general, la implementación de nuevos equipos Estabilizadores de Potencia, inclusive los equipos menores que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por los titulares de las unidades productoras en las cuales serán instalados o modificados.

2.1.3. El proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes y, en general, la implementación de nuevas instalaciones de Desconexión Automática de Cargas, que se instalen para incrementar la capacidad de transporte en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), deberán ser ejecutados por los Distribuidores o Transportistas en cuyas redes o sistemas, habrán éstos de ser instalados o modificados.

2.1.4. El proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de equipos existentes y, en general, la implementación de nuevos equipos de Supervisión de Oscilaciones, deberán ser ejecutados por la empresa concesionaria del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión, TRANSENER S.A.

2.1.5. Las empresas concesionarias de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y de Transporte por Distribución Troncal deberán determinar los cambios necesarios en los equipamientos y en las protecciones de sus sistemas que sean debidos a la superación de la Potencias de Cortocircuito y en las protecciones de sus sistemas.

2.1.6. El proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido para realizar los cambios en las instalaciones referidos en el punto anterior, deberán ser ejecutados por los propietarios de las instalaciones en los cuales deben ser realizados.

2.1.7. Las empresas concesionarias de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y de Transporte por Distribución Troncal deberán determinar los cambios o nuevas inversiones necesarias en los equipamientos de compensación de potencia reactiva para mejorar la calidad de tensión de sus sistemas. El presente procedimiento no será de aplicación para instalaciones de compensación que se destinen a mejorar el factor de potencia de las cargas conectadas a los Sistemas de Transporte.

2.1.8. El proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes y, en general, la implementación del equipamiento referido en el punto anterior, así como su operación y mantenimiento, deberán ser ejecutados por los propietarios de las instalaciones en los cuales deben ser realizados.

2.2. REGIMEN TARIFARIO APLICABLE A LOS USUARIOS DEL SISTEMA. CARGOS DE INVERSION, Y POR OPERACION Y MANTENIMIENTO

2.2.1. La operación y el mantenimiento de los diferentes sistemas referidos en los puntos precedentes - como ser los de desconexión automática de generación y de cargas, conexión y desconexión automática de compensación, los estabilizadores de potencia- implementados, o a implementarse en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) para mantener el nivel de confiabilidad requerido en dicho SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) ante fallas en el Sistema de Transporte en Alta Tensión, así como sus modificaciones y ampliaciones, deberá ser realizada por los propietarios de las instalaciones en los cuales están o habrán de ser instalados dichos sistemas o sus componentes.

2.2.2. La operación y el mantenimiento de los equipos de Supervisión de Oscilaciones, así como el envío al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de la información en tiempo real que éste requiera para su función de supervisión, deberán ser realizados por el Transportista en Alta Tensión TRANSENER S.A.

2.2.3. Los costos incurridos por los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cumplir con lo indicado en el punto 2.1.1 y en el punto 2.2.1 en lo que corresponda, serán soportados por los usuarios productores del corredor correspondiente en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte de dicho corredor.

2.2.4. Los costos incurridos por los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cumplir con lo indicado en el punto 2.1.2 y en el punto 2.2.1 en lo que corresponda, serán abonados por los todos los usuarios productores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

2.2.5. Los costos incurridos por los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cumplir con lo indicado en el punto 2.1.3 y en el punto 2.2.1 en lo que corresponda, serán soportados en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte de dicho corredor por:

a) todos los usuarios productores en caso de ser el área exportadora, o

b) todos los usuarios demandantes en caso de ser el área importadora.

2.2.6. Los costos incurridos por los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cumplir con lo indicado en los puntos 2.1.4 y 2.2.2 serán debitados de la Cuenta de Apartamientos de Transporte en Alta Tensión.

2.2.7. Los costos incurridos para realizar los trabajos dispuestos en el punto 2.1.6 en componentes, equipos o aparatos cuando se vean superadas sus potencias de cortocircuito de diseño y/o se deben adecuar sus protecciones, se asignarán de la siguiente forma:

a) en las líneas, a cargo de los usuarios del área de influencia de dichas líneas en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte de la línea en cuestión.

b) en los equipamientos de conexión y transformación, a cargo de los usuarios de la conexión en proporción a su participación en los cargos de conexión que les correspondan.

2.2.8. Los costos incurridos para realizar los trabajos dispuestos en el punto 2.1.8 serán a cargo de los usuarios del área de influencia de la instalación en cuestión, y serán soportados en proporción a su participación en los cargos de capacidad de transporte de las líneas vinculadas a la Estación Transformadora donde dicho equipamiento sea instalado.

SUBANEXO II - AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA MEJORA ADICIONAL DE LA CALIDAD

1. INTRODUCCION

El presente procedimiento será de aplicación para la determinación de los beneficiarios de aquellas ampliaciones requeridas en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) para la mejora adicional de la calidad.

Se definen como Ampliaciones para la Mejora Adicional de la Calidad a aquellas AMPLIACIONES del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) que, dispuestas en áreas de influencia asignadas a generación, tienen por objetivo la disminución del nivel de cortes resultante de fallas tanto típicas como atípicas de alta probabilidad de ocurrencia, en el abastecimiento a una demanda o a conjunto de demandas desde dicho Sistema.

Los costos de ejecución de estas AMPLIACIONES y de su operación y mantenimiento serán a cargo de sus beneficiarios por uso, determinándose éstos según se indica en el punto siguiente:

2. REGIMEN TARIFARIO APLICABLE A LOS USUARIOS. CARGOS DE INVERSION Y POR OPERACION Y MANTENIMIENTO.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá definir el área de influencia de la Ampliación para determinar, en base al uso previsto, sus Beneficiarios y los cargos que corresponde a cada uno.

El área de influencia de una ampliación de calidad se realizará considerando que son beneficiarios todos los usuarios del sistema de transporte que ven reducidos los cortes de sus demandas como consecuencia de dicha ampliación.

Para ello se deberá evaluar su efecto promedio en un Período de Uso que será igual a los DOS (2) primeros años del Período de Explotación, medidos cada uno de éstos como DOCE (12) meses entre mayo y abril, contados a partir del primero de mayo siguiente a la puesta en servicio prevista de la ampliación. Las participaciones en el pago determinadas para dicho Período de Uso se mantendrán constantes durante el tiempo en que se remunere el cargo de inversión y el cargo de operación y mantenimiento.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar como demanda la disponible en la Base de Datos Estacional y, de ser necesario, las proyecciones de crecimiento elaboradas por la SECRETARIA DE ENERGIA. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar como oferta a las centrales pertenecientes a agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que estén en servicio, más aquellas que estén en proceso de construcción y cuya fecha de puesta en servicio prevista resulte dentro del período analizado. Para cada máquina se tomará como potencia disponible la máxima generable menos un porcentaje de indisponibilidad. Para las máquinas nuevas se tomará como porcentaje de indisponibilidad el declarado por el Generador.

Para las máquinas existentes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá calcular el porcentaje de indisponibilidad como el promedio entre:

- La indisponibilidad total real de la máquina registrada en los últimos DOCE (12) meses;
- El porcentaje del año previsto en mantenimiento de acuerdo al Mantenimiento Programado Anual acordado en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), más el porcentaje de indisponibilidad forzada establecida en la Base de Datos Estacional.

Como capacidad de transporte, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá tomar el equipamiento existente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y todo aquel aprobado y/o en proceso de construcción cuya fecha de ingreso previsto resulte dentro del período analizado. Se utilizarán los límites de capacidad de transporte entre regiones asumidos en la Programación Estacional, considerando para su determinación en las ampliaciones futuras los mismos criterios que los utilizados para su determinación en el Sistema Existente.

Utilizando estos datos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá correr los modelos OSCAR y MARGO para la serie hidrológica de la Base de Datos Estacional. Con los resultados obtenidos, deberá determinar para cada estado la energía que resulta generada por cada Generador y demandada por cada Beneficiario Distribuidor y Gran Usuario. Para cada estado, con las potencias medias correspondientes a la energía calculada el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar el flujo de potencia.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá calcular para los primeros dos años, en cada estado "p" y para cada Beneficiario "j", el Factor de Participación del Usuario (% PMUpij) en el uso de la ampliación "i". Los coeficientes de participación determinados de esa manera se mantendrán constantes en la totalidad del período de explotación y del período de amortización de la Ampliación.

El factor de participación se determinará:

$$\%\ PMUpij = \frac{PCOR\ pij}{}$$

siendo:

* PCOR pij = potencia cortada evitada del usuario "j" por la ampliación "i" en el estado "p",

Con ello obtendrá el factor medio ponderado bianual, determinado como:

$$\%\ PARTI\ ij = \frac{p\ \%PMUpij * Hap}{}$$

siendo:

* Hap = horas en los DOS (2) años correspondientes al estado "p".

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá determinar el cargo mensual REMUij que corresponde abonar a cada Beneficiario como el porcentaje de participación resultante multiplicado por el cargo mensual a abonar al transportista titular del equipamiento "i" (REMUi).

$$REMUij = REMUi * \%PARTIij$$

SUBANEXO III-AMPLIACION PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD

Se definen como Ampliaciones para Mejora de la Seguridad a aquellas ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) que permiten reducir el riesgo de colapso total o parcial del sistema debido a fallas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Se considerarán incluidas en la presente categoría exclusivamente a las ampliaciones comprendidas por:

a) Instalaciones de Arranque en Negro.

b) Sistemas de Formación de Islas.

c) ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS).

Con la opinión favorable del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), la SECRETARIA DE ENERGIA podrá incorporar otras Ampliaciones a esta categoría.

Los costos de “Operación y Mantenimiento” de las obras correspondientes a las Instalaciones de Arranque en Negro se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia.

Los costos de “Inversión, Operación y Mantenimiento” de las obras correspondientes a los Sistemas de Formación de Islas, se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia del área involucrada en la formación de las islas eléctricas.

Los costos de “Inversión” de las obras requeridas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como consecuencia de la puesta en vigencia del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia.

Los nuevos Agentes (Demandantes y Transportistas Independientes responsables de ampliaciones que en el futuro se les asignen) a quienes se les requiera implementar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) en cumplimiento de lo indicado en el Apéndice A del presente Anexo 34, deberán absorber los costos de “Inversión”.

La “Operación y Mantenimiento” de las instalaciones pertenecientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) que les sean requeridas a los Agentes Demandantes y Transportistas Independientes responsables de ampliaciones que en el futuro se les asignen, en cumplimiento de lo indicado en el Apéndice A del presente Anexo 34, serán de su exclusiva responsabilidad sin tener derecho a percibir ninguna remuneración adicional por los gastos que ello origine.

La “Operación y Mantenimiento” de las instalaciones pertenecientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) que les sean requeridas a los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, en cumplimiento de lo indicado en el Apéndice A del presente Anexo 34, se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) establecerá la remuneración que corresponde asignar en concepto de “Operación y Mantenimiento” de las instalaciones pertenecientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), que sean requeridas a los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, según lo establecido en el Apéndice A del presente Anexo 34.

•

APENDICE “A”

ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS)

1.- DEFINICIONES:

ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS): Es el conjunto de automatismos que actuando sobre las cargas de los Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Agentes Demandantes en general, incluyendo las demandas exportación a través de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, o sobre los elementos de compensación de potencia reactiva del sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, ante una perturbación de gran magnitud asociada a eventos atípicos de baja probabilidad de ocurrencia, toma acciones para restablecer el control del sistema eléctrico y mantener la estabilidad, con el fin de minimizar la necesidad de

actuación de los esquemas de Formación de Islas Eléctricas y disminuir el riesgo de colapso parcial o total en el SADI.

INSTALACION INDIVIDUAL del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (IIESCFTS): Es el conjunto de elementos que integrando un subsistema puede operar en forma autónoma y permite la desconexión de una o más cargas o la conexión de uno o más reactores.

La estructura del esquema a implementar es la siguiente:

- En las instalaciones de un Agente Demandante con Potencia Declarada igual o mayor a NUEVE (9) MW, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran los elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos que permiten desconectar un DIEZ POR CIENTO (10%) de la carga cuando la frecuencia descienda hasta un nivel de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms, o se mantenga en un nivel inferior a CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos.
- En los sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, que atiendan demandas de exportación, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran los elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos que se agreguen o modifiquen con el fin de adecuar los sistemas de control del flujo en la interconexión para que, cuando la misma se encuentre exportando, ante un descenso de la frecuencia por debajo de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms o, si la frecuencia se mantiene en un nivel inferior CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos, se produzca una rápida reducción del flujo en la interconexión de una magnitud equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) del valor que tenía antes de la perturbación que originó la caída de frecuencia en el SADI.
- En el sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos para producir la operación automática de los reactores operables que se usan para compensar el reactivo de la red en Alta Tensión cuando la frecuencia descienda hasta un nivel de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms, o se mantenga en un nivel inferior a CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos y la tensión supere un desvío que el Concesionario deberá acordar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con el objeto de coordinar la actuación de estos elementos con las protecciones de los equipos y otros automatismos existentes en la red de transporte. La operación de reactores mediante estos automatismos tiene por finalidad la normalización de las tensiones de la red y el establecer los márgenes de reserva adecuados en la potencia reactiva de los generadores y de los equipos de compensación de la red de transporte.

2.- REQUISITOS:

La reducción de carga en los Agentes Demandantes incluyendo el flujo de exportación en los sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, se debe efectuar dentro de los CIENTO CINCUENTA (150) ms siguientes a que se detecten las condiciones especificadas, siendo esta disminución de carga adicional a la que corresponda efectuar en cumplimiento del Anexo 35-Reserva Instantánea y Esquemas de Alivio de Cargas de LOS PROCEDIMIENTOS.

Los Agentes Demandantes podrán implementar y diseñar la INSTALACION INDIVIDUAL del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (IIESCFTS) que le sea requerida, compartiendo los equipos y circuitos de los esquemas de alivio de carga. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará esta alternativa y, en el caso que el diseño cumpla con los requerimientos especificados y se obtengan economías de escala y operativas respecto de los Costos Estándar definidos por la SECRETARIA DE ENERGIA, podrá aprobarla.

Similarmente, a los Agentes Demandantes que por la particularidad de sus instalaciones o procesos industriales, superen la disminución de carga requerida por lo establecido en los Anexos 34 y 35 de LOS PROCEDIMIENTOS en forma conjunta con el sistema previsto en el Anexo 35 solamente, no les serán requeridas las ampliaciones que se establecen en el presente documento.

3.- INGRESO AL MEM:

Los Agentes Demandantes que ingresen al MEM y los Concesionarios de los nuevos sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional que operen con demandas de exportación, deberán disponer del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) les requiera específicamente, con el alcance indicado en el presente Apéndice previo a su vinculación al SADI.

Cuando ingresen nuevas instalaciones en el sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que dispongan de reactores operables, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá establecer si corresponde que ingresen con los automatismos correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), acordando con el Transportista correspondiente la especificación y alcance de esas instalaciones, informando de ello a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

4.- AJUSTES DEL ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS):

Anualmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará, mediante estudios, las perturbaciones que pueden afectar el SADI y, en función del desempeño observado por este esquema de seguridad, en la operación real, de resultar necesario, definirá nuevos valores de frecuencia y/o temporización de los relés de corte de carga o accionamiento de los reactores.

Todos los ajustes y parámetros actualizados del esquema y la propuesta con los nuevos valores deberán ser publicados en el Programa Estacional de Verano. Una vez que éstos hayan sido aprobados, los Agentes contarán con TREINTA (30) días corridos para adecuar sus instalaciones a los nuevos requerimientos desde la fecha en que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) les informe de los mismos.

5.- CONTROL Y VERIFICACION DEL ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS):

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá efectuar las auditorías técnicas que considere convenientes con el objeto de establecer si las instalaciones responden a los requerimientos establecidos y detectar cualquier anormalidad que impida su correcto funcionamiento.

Dado que el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) actuará en situaciones extremas y muy esporádicas, el control de cumplimiento de las instalaciones destinadas al mismo se realizará en base a los registros que se obtengan del Sistema de Medición Comercial (SMEC), del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) o de los sistemas de registro de demanda que puedan definirse en un futuro de iguales o mejores prestaciones.

Las verificaciones y demás información relacionada con las instalaciones dispuestas en los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y en los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, como así también la aplicación y facturación de las sanciones por indisponibilidad del equipamiento se regirá por lo establecido en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones determinado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

En relación a los Agentes Demandantes, el control se realizará respecto del total de demanda comprometida a cortar, el cual resulta de la suma del presente ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) más el esquema de corte que se encuentre vigente por aplicación del Anexo 35- Reserva Instantánea y Esquema de Alivio de Carga de LOS PROCEDIMIENTOS.

Cuando como resultados de las auditorías técnicas que se realicen, o ante perturbaciones en las que deban operar alguno de estos automatismos, se verifique la existencia de defectos, anormalidades, indisponibilidad de elementos, cantidad de carga cortada inferior al valor especificado, o el incumplimiento en los plazos establecidos para su puesta en servicio o su adecuación, que impidan el correcto funcionamiento de las instalaciones del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá enviar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) toda la información necesaria que permita evaluar esa anormalidad. El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá determinar las penalizaciones adicionales a las previstas en la presente norma y que se deban aplicar considerando los efectos potenciales que puede causar el incumplimiento informado sobre la seguridad del SADI en el marco del Apartado 8 del Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Una vez informada la indisponibilidad al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y al Agente responsable, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) facturará a dicho Agente un cargo por la indisponibilidad de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS), y por cada mes en que las instalaciones no hayan sido normalizadas a la finalización del mismo: a) QUINCE POR CIENTO (15%) del Costo Estándar de tratarse de un Agente Demandante (Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador), b) TREINTA POR CIENTO (30%) del presupuesto aprobado de tratarse de Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional. Para el primer mes, este cargo será de aplicación siempre que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) haya notificado al Agente la irregularidad detectada antes del día QUINCE (15) del mismo.

El cargo establecido en el párrafo anterior se liquidará aplicando a la parte del presupuesto o del Costo Estándar en Dólares Estadounidenses, la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil anterior al de la emisión del respectivo documento en Pesos.

Estos cargos se deberán considerar pagos a cuenta de las penalizaciones que establezca al efecto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y, consecuentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá efectuar la liquidación final tomando en consideración dichos pagos.

Cuando el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) verifique que, ante un evento en el cual se den las condiciones requeridas para la actuación del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), el corte de carga haya sido inferior al requerido deberá aplicar un cargo al Agente responsable de esas instalaciones cuyo valor se determinará en base a la Energía que no se redujo valorizada al Costo de la Energía Cortada del último escalón de corte definido en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá asignar la recaudación proveniente de los cargos aplicados por incumplimientos según lo dispuesto en el presente apartado a cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

ANEXO 35: RESERVA INSTANTANEA Y ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGAS

1. DEFINICIONES

Reserva instantánea: Reserva de corto plazo que aporta la demanda a través de los esquemas de alivio de cargas, para mantener la seguridad del Sistema.

Nodo equivalente de corte (NEC): Conjunto de barras de la red de QUINIENTOS (500) kV del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) que permanecen vinculadas eléctricamente cuando se examinan todas las fallas típicas y atípicas de alta probabilidad sobre el sistema de QUINIENTOS (500) kV. No se consideran para su determinación las posibles vinculaciones entre nodos de QUINIENTOS (500) kV a través de redes de menor nivel de tensión. Se considerarán pertenecientes a un Nodo equivalente de corte (NEC) todos los Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) vinculados directa o indirectamente a las barras de QUINIENTOS (500) kV que lo integran. En particular el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá identificar también los nodos equivalentes de corte del Sistema Interconectado Patagónico (SIP).

Convenio de Alivio de Cargas: Convenio en que un grupo de Grandes Usuarios Mayores acuerdan agruparse para compartir un esquema de alivio de cargas que les permita cumplir su aporte a la reserva instantánea del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como una demanda conjunta

2. OBJETO

Las perturbaciones por un déficit imprevisto de generación y/o fallas en la red de Transporte provocan un desequilibrio brusco entre oferta y demanda de energía eléctrica que lleva a caídas en lafrecuencia y al riesgo de la pérdida del sincronismo en todo el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) o en un área en particular. Para restituir el equilibrio entre oferta y demanda y evitar el colapso del Sistema es necesario contar con reserva instantánea mediante la desconexión automática de cargas, por actuación de relés de alivio de carga.

La responsabilidad de aportar a la reserva instantánea del MEM se asigna a los agentes Demandantes del mismo que participan en el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y en los que, por lo tanto, es posible verificar el cumplimiento de dicho aporte.

3. ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGAS.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar los estudios necesarios para determinar los criterios, características y requerimientos del esquema de alivio de cargas para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) con hasta SIETE (7) escalones de cortes por relés de frecuencia absoluta y DOS (2) escalones de corte por relés de decremento de frecuencia o por derivada de frecuencia y hasta DOS (2) escalones por restablecimiento de la frecuencia. Para ello deberá considerar como PORCENTAJE DE CORTE MAXIMO (PMC) de demanda asignable a dichos esquemas el valor que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA como criterio de seguridad. Inicialmente se establece el PMC en el CUARENTA Y DOS POR CIENTO (42 %) de la demanda.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de la demanda correspondiente al mismo a un escalón de accionamiento anterior.

El OED describirá el estudio y sus resultados en un Informe de Alivio de Cargas, que deberá enviar a los agentes y a la SECRETARIA DE ENERGIA. El estudio deberá ser revisado cada año, junto con la Programación Estacional de Verano, para realizar los ajustes y modificaciones que sean necesarios. Asimismo, en cada Programación Estacional deberá indicar los esquemas de alivio de cargas vigentes.

En el Informe de Alivio de Cargas, el OED deberá indicar y justificar los nodos equivalentes de corte del MEM. De este modo, quedará identificado el conjunto de nodos incluido en cada nodo equivalente de corte y los agentes conectados a cada uno de los mismos.

Los esquemas de alivio de cargas asignarán proporcionalmente el requerimiento de reserva instantánea entre los agentes del MEM responsables de su aporte.

A lo largo de cada año, el OED deberá evaluar el comportamiento del sistema de relés de cortes vigente.

Junto con el Informe de Alivio de Cargas, el OED deberá informar sus conclusiones y recomendaciones respecto al comportamiento del sistema de relés de cortes.

El OED deberá desarrollar Procedimientos Técnicos con los criterios técnicos y los procedimientos de implementación y verificación asociados a lo que establece el presente Anexo, los que deberán ser presentados a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación.

Cuando razones de seguridad lo justifiquen y en el momento que lo considere necesario e imprescindible, el OED podrá proponer a la SECRETARIA DE ENERGIA esquemas de emergencia de alivio de carga alternativos a los descriptos precedentemente.

4. RESPONSABILIDAD DEL DISTRIBUIDOR.

Cada Distribuidor es el responsable de disponer esquemas de alivio de carga, de forma tal de cumplir con el nivel de reserva instantánea requerido para la demanda que se le asigna a cada escalón de corte en el cumplimiento de este servicio. La demanda que abarca su responsabilidad es la siguiente:

- La de los clientes a quienes abastece;
- La de los Grandes Usuarios del MEM conectados a su red que no son GUMAs.

5. RESPONSABILIDAD DE UN GUMA

Un GUMA deberá elegir una de las siguientes opciones en su aporte a la reserva instantánea del área:

- implementar su propio esquema de alivio de cargas, de acuerdo a las características y participación definidas para el nodo equivalente de corte al que está conectado.
- acordar con otro GUMA o grupo de GUMAs conectados al mismo nodo equivalente de cortes aportar en conjunto a la reserva instantánea que les es requerida En este caso, las partes deberán acordar un Convenio de Alivio de Cargas, con las características que se definen en el presente Anexo.

Un GUMA o un conjunto de GUMAs con un Convenio de Alivio de Cargas, con excepción de aquel que preste el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, podrá implementar un Esquema Simplificado de Alivio de Cargas que consiste en cortar un valor determinado de demanda en UNO (1) o más escalones de cortes, según lo que se establece en el presente Anexo.

5.1. CONVENIO DE ALIVIO DE CARGAS.

Un Convenio de Alivio de Cargas establece el acuerdo de un grupo de GUMAs, conectados a un mismo nodo equivalente de corte, de aportar como un conjunto el requerimiento de alivio de carga que corresponde a la demanda agrupada.

Para quedar habilitado un Convenio de Alivio de Cargas, se deberá solicitar su autorización al OED con una anticipación no menor de TREINTA (30) días corridos a su entrada en vigencia. El Convenio deberá indicar, como mínimo:

- Los GUMAs que acuerdan compartir reserva instantánea.
- El esquema de alivio de carga del GUMA equivalente
- La vigencia del Convenio, que deberá ser de uno o más Períodos Trimestrales.
- La metodología para asignación de los cargos y compensaciones que resulten de los desvíos entre el corte realizado y el corte comprometido

El OED deberá analizar la solicitud e informar el rechazo o autorización dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos. El OED deberá rechazar la solicitud si verfica que no cumple alguna de las restricciones y características definidas en este Anexo. De no contestar dentro del plazo indicado, el Convenio se considerará automáticamente autorizado.

El OED administrará cada Convenio de Alivio de Cargas considerando, a los efectos del compromiso y requisito de aporte a la reserva instantánea, como un GUMA equivalente a la suma de lasdemandas de los GUMAs que participan en dicho Convenio. Los cargos y compensaciones que resulten por desvíos en la

Reducción de Demanda Comprometida del GUMA equivalente se asignarán según lo que indique el Convenio respectivo.

Junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED incluirá para conocimiento de todos los agentes, un listado de los Convenios de Alivio de Cargas vigentes, identificando los GUMAs que participan en cada uno.

5.2. ESQUEMAS SIMPLIFICADOS DE ALIVIO DE CARGA

Un esquema simplificado de alivio de carga consiste en la implementación del corte del PORCENTAJE DE CORTE MAXIMO (PMC) en UNO (1) o más escalones de cortes.

En ese caso, cada vez que actúe alguno de los escalones anteriores al escalón o a los escalones en que tiene implementado su corte máximo tendrá que pagar una compensación tal como se indica en el presente Anexo. En los restantes escalones, cada vez que corte un porcentaje mayor que el correspondiente al escalón requerido, adquiere el derecho de participar en la distribución del monto recaudado por compensaciones de los restantes agentes, de acuerdo a lo que establece el presente Anexo.

El GUMA, o un conjunto de GUMAs con un Convenio de Alivio de Cargas, que opte por implementar un esquema simplificado deberá solicitar su autorización al OED, con una anticipación no menor que TREINTA (30) días corridos a su puesta en servicio, con una descripción del citado esquema simplificado. El OED deberá analizar, dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos, el efecto sobre la reserva instantánea del MEM de que el GUMA se acoja a este esquema simplificado, pudiendo rechazar el pedido si existiesen motivos técnicos que lo justifiquen. De no contestar dentro del plazo indicado, el esquema simplificado se considerará automáticamente autorizado.

El OED podrá aceptar esquemas de alivio de carga mixtos, entre el esquema completo y el esquema simplificado, propuestos por los GUMAs siempre y cuando los mismos cumplan como mínimo con los requisitos de los esquemas simplificados

5.2.1. GRANDES USUARIOS MAYORES CON POTENCIA DECLARADA MENOR O IGUAL A CINCO (5) MW

Los GUMAs con potencia declarada menor o igual a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de un solo relé de corte de frecuencia absoluta que opere a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el PMC de su demanda

5.2.2. GRANDES USUARIOS MAYORES CON POTENCIA DECLARADA MAYOR A CINCO (5) MW

Los GUMAs con potencia declarada mayor a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de un relé de corte de frecuencia absoluta que opere a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el PMC de su demanda, un relé de decremento de frecuencia o de derivada de frecuencia según corresponda y un relé de restablecimiento que corte la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

6. SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA.

6.1. REDUCCION DE DEMANDA COMPROMETIDA.

Ante una caída de frecuencia en que se considera debieron actuar los relés de cortes, todos los Agentes del MEM con responsabilidad en el servicio de reserva instantánea (Distribuidores y GUMAs) asumen la obligación del cumplimiento del aporte comprometido.

En lo que hace a determinar la obligación de corte, se considerará que el relé correspondiente a un escalón debió actuar si el valor mínimo al que llegó la frecuencia del sistema resultó menor que la frecuencia de corte de dicho escalón menos CERO COMA CERO CUATRO HERTZ (0,04 Hz) o si la pendiente de caída de la frecuencia ocurrida resultó mayor que la pendiente de corte más CERO COMA CERO CINCO HERTZ POR SEGUNDO (0,05 Hz/seg.) en el caso del relé de derivada o del relé decremental.

El OED calculará la Reducción de Demanda Comprometida (REDCOMPj) que corresponde a la demanda de cada Distribuidor y GUMA "j" multiplicando el porcentaje de su demanda que le corresponde aportar de acuerdo al valor alcanzado por la frecuencia y la última demanda (registrada o estimada, según corresponda) antes de producirse la perturbación (PDEM1j);

$$REDCOMPj = PDEM1j \times \sum e\%RELEej$$

siendo:

%RELEej: el porcentaje de corte correspondiente al escalón "e".

e: escalón que debió actuar de acuerdo a la caída de frecuencia registrada.

6.2. CALCULO DE CORTES REALIZADOS.

Cada Distribuidor y GUMA debe informar al OED la demanda previa al corte, la potencia cortada y el tiempo de reposición del corte. En particular, en los casos en que los cortes se repongan en menos de QUINCE (15) minutos, los agentes deberán suministrar la información correspondiente o se considerará que el corte fue cero.

Para los casos de cortes cuya duración no fue menor de QUINCE (15) minutos, el OED deberá completar los datos faltantes de potencia de corte y duración del mismo en base a los valores estimados.

El OED estimará el corte realizado de acuerdo a la siguiente metodología:

- Calculará la demanda de cada agente en base a las mediciones registradas por el SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC) o eventualmente por el SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR). Con dicha información estimará también la demanda abastecida durante la perturbación.
- Calculará una primera estimación de la demanda cortada teniendo en cuenta la demanda prevista estimada, la demanda registrada, la evolución de la frecuencia durante la perturbación y la información de actuación de cortes por relés de subfrecuencia que suministren los operadores de los Transportistas (COT) o de los Distribuidores y GUMAs (COD) al CENTRO DE OPERACIONES DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (COC);

De verificar el OED diferencias significativas entre el valor que estimó y la información suministrada por un agente, deberá observar la información y solicitar al agente ajustes a los datos suministrados, con la correspondiente justificación. En caso de no llegar a un acuerdo, el OED deberá aceptar la información suministrada pero dejando constancia de su observación a publicar la correspondientetransacción. Si en una siguiente perturbación el OED detecta nuevamente diferencias significativas del mismo tipo que los datos observados, informará al agente y el OED quedará habilitado a estimar los valores de corte del agente durante los siguientes DOCE (12) meses.

El OED asignará a cada Distribuidor y GUMA "j" una POTENCIA RECONOCIDA CORTADA (PCORTEj) y un Tiempo de Reposición de la Demanda Cortada Reconocido (TRRj) de acuerdo a la información suministrada por el agente y los ajustes que correspondan de acuerdo a lo establecido en el presente Anexo.

El Tiempo de Reposición de la Demanda Cortada (TR) se subdivide en DOS (2). Uno debido al Sistema (TS), que media desde el momento en que se produce la falla hasta el momento en que el Centro del Control del Area (CCA) comunica al Agente la instrucción operativa de reposición, parcial o total de cortes. Otro, atribuible a los agentes demandantes (TD) que constituye el tiempo que media entre el momento en que se ordena desde el CCA la reposición de cortes hasta que los mismos son repuestos. Inicialmente se regula un valor reconocido de TD igual a DIEZ (10) minutos. Estos tiempos serán calculados por el OED para cada Nodo Equivalente de Corte (NEC).

$$TR = TS + TD$$

La duración de los cortes asociados a la falla que provocó la actuación del esquema de alivio de cargas, a los efectos de calcular las compensaciones correspondientes, concluirá a la hora en que la orden de reconexión, parcial o total de la demanda, impartida formalmente por el Centro de Control del Area a todos los Agentes de su área, se haya hecho efectiva. En consecuencia:

$$(TRRj) = mínimo(TR, TRj)$$

siendo TRj el Tiempo de Reposición de la Demanda Cortada (TRj) informado por el agente. El OED estimará la energía total no suministrada en el MEM debido a los cortes por alivio de cargas (ENSC) totalizando la energía estimada como cortada a cada agente:

$$ENSC = \sum j(PCORTEj \times TRRj)$$

El OED calculará el tiempo medio de reposición reconocido de la demanda cortada (TRU) de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$TRU = ENSC / \sum jPCORTEj$$

7. DESVIOS EN EL COMPROMISO DE REDUCCION DE DEMANDA.

7.1. CALCULOS DE DESVIOS

Ante una caída de frecuencia en que deben actuar relés de cortes, el OED debe calcular los desvíos que resultan para cada Distribuidor y GUMA o GUMA equivalente (para el caso de Convenios de Alivio de Cargas) entre el corte que debe aportar y la reducción de demanda estimada.

Para cada Distribuidor, calculará la potencia cortada como la suma de la potencia cortada por sus clientes más la de los Grandes Usuarios del MEM (que no son GUMAS) asignados a su esquema de alivio de cargas.

Para cada Convenio de Alivio de Cargas, calculará la potencia cortada por el GUMA equivalente como la suma de la potencia cortada por cada GUMA que participa en dicho Convenio.

El OED calculará el desvío por cortes que resulta para cada Distribuidor, GUMA equivalente (para Convenio de Alivio de Cargas) y GUMA que participa con su propio esquema de relé de cortes "j" del MEM como la diferencia entre la reducción realizada y el corte que le corresponde aportar de acuerdo a los compromisos establecidos.

$$APCORTEj = REDCOMPj - PCORTEj$$

Si el desvío resulta positivo, realizó un corte menor que el correspondiente a su compromiso de aporte a la reserva instantánea. Si el desvío resulta en cambio negativo, realizó más cortes que su requerimiento de aporte a la reserva instantánea.

7.2. COMPENSACIONES POR DESVIOS.

7.2.1. COSTO DE LA ENERGIA CORTADA.

Las compensaciones por faltantes en el aporte a la reserva instantánea correspondiente a cada escalón del esquema de alivio de cargas se valorizarán al COSTO DE LA ENERGIA CORTADA (CECe) de dicho escalón.

El valor del COSTO DE LA ENERGIA CORTADA para el primer escalón de cortes (CEC1) será fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA en un valor no menor que DOS (2) veces el Costo de la Energía No Suministrada (CENS). Inicialmente se establece en DOS (2) veces el Costo de la Energía no Suministrada.

El valor del COSTO DE LA ENERGIA CORTADA (CECe) para los restantes escalones de corte será exponencialmente creciente: ajustando dicho exponencial con DOS (2) o más rectas. Inicialmente dichos valores se establecen en la siguiente Tabla pero podrán ser incrementados por la SECRETARIA DE ENERGIA si, de los resultados registrados, el comportamiento que resulta para la reserva instantánea total no cumple los criterios de seguridad pretendidos.

Escalón de Corte	Costo de la Energía Cortada
2	CEC1 + 0,2 * CEC1
3	CEC2 + 0,3 * CEC1
4	CEC3 + 0,5 * CEC1
5	CEC4 + 1,0 * CEC1
6	CEC5 + 1,0 * CEC1
7	CEC6 + 1,0 * CEC1

El COSTO DELA ENERGIA CORTADA para el primer escalón de corte por derivada de frecuencia será

CECdf1 = CEC4

El COSTO DE LA ENERGIA CORTADA para el segundo escalón de corte por derivada de frecuencia será CECdf2 = CEC5

El COSTO DE LA ENERGIA CORTADA para el primer escalón de corte por decremento de frecuencia será CECDf1 = CEC4

El COSTO DE LA ENERGIA CORTADA para el segundo escalón de corte por decremento de frecuencia será CECDf2 = CEC5

El COSTO DE LA ENERGIA CORTADA para el primer escalón de corte por restablecimiento de frecuencia será CECr1 = CEC5

El COSTO DE LA ENERGIA CORTADA para el segundo escalón de corte por restablecimiento de frecuencia será CECr2 = CEC6

7.2.2. PAGOS POR ENERGIA NO CORTADA.

El Distribuidor, GUMA equivalente o GUMA "j" que resulta con un desvío positivo por cortes, no ha cumplido con su compromiso de reserva instantánea y le corresponde pagar como compensación la energía que no redujo valuada al Costo de la Energía Cortada.

El OED debe calcular, para cada escalón de corte "e" que debió actuar, el déficit de corte DEFCORTEej como la diferencia entre la demanda que debería cortar en ese escalón y la proporción de APCORTEj que corresponde al mismo.

Si APCORTEj > 0,

$$\mathbf{COMPCORj = \sum eCECe \times DEFCORTEej \times TRU}$$

siendo "e" el escalón de corte que debió actuar.

El Distribuidor, GUMA equivalente o GUMA "j" que resulta con un desvío negativo por cortes, ha cortado en exceso con respecto a su compromiso de reserva instantánea y no le corresponde pagar por energía no cortada.

Si APCORTE j < o = 0,

$$\mathbf{COMPCORj = 0}$$

El monto total recaudado (COMPEM) por incumplimientos en reserva instantánea está dado por la suma de los montos pagados en compensación por los agentes con desvíos positivos.

$$COMPEM = \sum jCOMPCORj$$

7.2.3. ENERGIA CORTADA EN EXCESO.

Para un Distribuidor, GUMA equivalente o GUMA "j" con un desvío negativo, el OED calculará la reducción de energía en exceso como:

Si APCORTE j < 0,

$$EXCCORj = APCORTEj \times TRRj$$

La energía total cortada en exceso está dada por la suma del exceso de cada agente.

$$EXCTOT = \sum jEXCCORj$$

7.2.4. PRECIO DE LA COMPENSACION POR ENERGIA CORTADA EN EXCESO.

El precio de la compensación estará dado como máximo por el Costo de la Energía Cortada para el primer escalón de corte.

Para calcular el precio por compensación de energía cortada en exceso ($COMP), el OED deberá dividir el monto total recaudado por incumplimiento de cortes (COMPEM) por la energía total cortada en exceso (EXCTOT), salvo que el resultado sea mayor que el Costo de la Energía Cortada para el primer escalón en cuyo caso será el Costo de la Energía Cortada de dicho escalón.

$$\$COM = mínimo(COMPEM/EXCTOT, CEC1)$$

7.2.5. COMPENSACION POR ENERGIA CORTADA EN EXCESO.

El monto a asignar como compensación por la demanda cortada en exceso por un Distribuidor, GUMA equivalente o GUMA "j" será la energía en exceso valorizada al precio de la Compensación por Energía Cortada en Exceso.

$$COMPEXCj = EXCCORj \times \$COMP$$

Luego de asignadas las compensaciones por cortes en exceso, de existir un saldo positivo el OED lo deberá asignar como un descuento al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia. Para ello, se asignará el monto correspondiente, con signo negativo, para el cálculo del MONTO MENSUAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA (MONSER).

8. INCUMPLIMIENTOS

El OED deberá realizar el seguimiento de los incumplimientos en los compromisos de reserva instantánea. Para cada caso en que registre incumplimientos, deberá solicitar a el o los agentes el motivo y el modo en que corregirán el problema.

Si no mediaran motivos que justifiquen el incumplimiento el OED deberá informar al ENRE, adjuntando los antecedentes. El ENRE evaluará las situaciones registradas y podrá aplicar sanciones.

De llegar el Sistema a la frecuencia que justifique la actuación del último escalón de cortes por frecuencia absoluta y de verificar el OED incumplimiento, por parte de algún Agente, del corte del PORCENTAJE DE CORTE MAXIMO (PMC) de demanda, deberá informar al ENRE, adjuntando los antecedentes. El ENRE

evaluará las situaciones registradas y podrá aplicar sanciones, pudiendo disponer la pérdida de la condición de Agente de quien incumplió.

9. CONDICIONES DE APLICABILIDAD COMPLEMENTARIAS

A partir de la puesta en vigencia del esquema de alivio de carga establecido en el presente anexo, de presentarse el caso que un Agente demandante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) adeude más de un mes de la facturación emitida por sus transacciones en el Mercado Spot y ésta estar vencida e impaga, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá ordenar al Agente moroso que ajuste su esquema de alivio de carga disponiendo que el PORCENTAJE DE CORTE MAXIMO (PMC) establecido en el Anexo 35 – "RESERVA INSTANTANEA Y ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA" de LOS PROCEDMIENTOS, se desconecte toda vez que la frecuencia del sistema descienda a 49,2 Hz.

En caso que ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) detectara que no se ha satisfecho dicha orden operativa, el mismo está autorizado a instalar, con cargo al agente deudor y en la localización que considere más adecuada, el equipamiento necesario para cumplir tal objetivo.

Una vez cancelada la deuda que diera origen a la modificación del esquema requerida por la mora en el pago, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá autorizar al Agente involucrado para que reconfigure sus instalaciones de corte de carga conforme el esquema aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

ANEXO 36: SERVICIO DE RESERVAS DE CORTO PLAZO Y MEDIANO PLAZO

1. OBJETO.

Las reservas de corto y mediano plazo son las requeridas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

Reservas de corto plazo

- Reserva instantánea.
- Reserva para Regulación de Frecuencia.
- Reserva operativa de CINCO (5) minutos.
- Reserva de DIEZ (10) minutos.
- Reserva fría de VEINTE (20) minutos.
- Reserva térmica de CUATRO (4) horas.

Reserva de mediano plazo

- Reserva de confiabilidad

El OED deberá asignar las reservas señaladas dentro de los niveles requeridos y de acuerdo a los criterios y metodologías de ofertas y disponibilidad que se definen en el presente Anexo. El OED no podrá forzar generación para obtener la reserva requerida excepto para cumplir con el requerimiento mínimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de acuerdo a lo que establece el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La Remuneración Base de Potencia incluye la potencia comprometida para el suministro de potencia para regulación de frecuencia y la operativa.

Salvo el servicio de regulación de frecuencia definido en el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS, el resto de los servicios de reserva serán abonados adicionalmente y con independencia de la remuneración base de potencia que correspondiere.

2. REQUISITOS Y RESTRICCIONES.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica podrá ofertar un tipo de reserva en la medida que esté disponible, cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en el presente Anexo de LOS PROCEDIMIENTOS. Una máquina térmica o central hidroeléctrica no podrá vender la misma reserva para más de un servicio de reserva de corto plazo regulado por este Anexo.

Un Gran Usuario Interrumpible será considerado habilitado a aportar un tipo reserva de corto y/o mediano plazo en la medida que cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3. TIPOS DE RESERVA DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.

En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad y seguridad pretendida necesita que:

Se genere la potencia para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de transporte y red de distribución;

Se mantenga adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva de corto plazo, en caliente o en frío pero lista para estar rápidamente en servicio como reserva, para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores;

Se mantenga adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva de corto plazo, de reserva fría de VEINTE (20) minutos y reserva de CUATRO (4) horas disponible para entrar en servicio en un plazo no mayor que el indicado para cada tipo de reserva, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.

Se mantenga adicionalmente dentro del parque de generación una reserva de confiabilidad con capacidad de entregar potencia firme durante el horario de punta para la demanda no contingente del sistema.

3.1. RESERVA INSTANTANEA.

Es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes. Es aportada por la demanda en su conjunto, de acuerdo a los criterios y procedimientos establecidos en los Anexos 35 y 41 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3.2. RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA.

Es la reserva regulante para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), asignada entre máquinas que están generando y habilitadas para ello.

3.3. RESERVA OPERATIVA DE CINCO (5) MINUTOS.

La reserva operativa es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que CINCO (5) minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.

El nivel de reserva operativa requerido por tipo de día se determinará en la Programación Estacional teniendo en cuenta las características de la demanda, de acuerdo a los requerimientos para mantener la operatividad del sistema eléctrico y el nivel de calidad pretendido.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán sus ofertas para brindar el servicio de reserva operativa estando la máquina parada. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada para brindar este servicio estando parada. Una máquina o central será habilitada a aportar reserva operativa cuando no está generando, si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor que CINCO (5) minutos.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que CINCO (5) minutos de serle requerido por el OED y poder mantenerlo durante una hora.

3.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

Es la reserva de respuesta menor o igual que DIEZ (10) minutos, cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

El criterio para definir el nivel de reserva de DIEZ (10) minutos se determinará en la Programación Estacional, en función de las características de la demanda y la calidad pretendida.

Diariamente, el OED determinará la necesidad de este tipo de reserva por bloques de una o más horas del día de acuerdo al nivel de reserva operativa asignado, la forma de la curva de carga, la aleatoriedad probable de la demanda y los requerimientos de punta.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos estando la máquina parada. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada para brindar este servicio estando parada. Una máquina o central será habilitada a aportar reserva de DIEZ (10) minutos cuando no está generando, si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es entregar la reserva ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios Interrumpibles) en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos de serle requerido por el OED y poder mantenerlo durante una hora.

3.5. RESERVA FRIA DE VEINTE (20) MINUTOS.

La reserva fría será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que VEINTE (20) minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.

El nivel de reserva fría se determinará en la Programación Estacional, en función de los requisitos de reserva para aleatorios prolongados y contingencias.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva fría. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica de punta habilitada para ello.

Una máquina térmica de punta será habilitada a aportar reserva fría si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios Interrumpibles) en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos de ser requerido el arranque o reducción por el OED y poder mantenerlo durante cinco horas.

3.6. RESERVA TERMICA DE CUATRO (4) HORAS

La reserva térmica de cuatro horas será adjudicada por el OED a las unidades turbo vapor y TG, o ciclo combinados, y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que una hora y por el horario de punta.

La reserva de CUATRO (4) horas será cubierta con máquinas térmicas paradas disponibles o rotando pero fuera de sincronismo, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en el tiempo requerido.

Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de Unidades, fuera de servicio de Líneas, etc.).

Las unidades habilitadas deben ser capaces de generar la potencia comprometida durante todo el período de la banda horaria de punta, ante el requerimiento del OED realizado con una anticipación de cuatro horas.

Con el envío de datos para la programación semanal los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva de CUATRO (4) hs. Junto con la Programación Semanal, el OED determinará el requerimiento de reserva para esa semana, pudiendo ser CERO (0). Los generadores podrán presentar ofertas para cada máquina térmica habilitada para ello. Una máquina térmica será habilitada a aportar reserva de cuatro horas si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro en los plazos fijados precedentemente.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios) en un plazo no mayor que el establecido y poder mantenerlo durante cinco horas.

3.7. RESERVA DE CONFIABILIDAD

Es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

El nivel de reserva requerido para cada mes se determinará conforme lo establezca expresamente la SECRETARIA DE ENERGIA, donde la generación hidráulica podrá ofertar hasta su potencia máxima mensual neta en condiciones de mantener durante el horario de punta de un día con el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de excedencia. La generación térmica y cogeneración podrá ofertar su potencia efectiva neta. Las máquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no podrán ofertar reserva de confiabilidad por la potencia comprometida en exportación.

Junto con la programación de invierno y con la base de datos estacional los generadores hidroeléctricos y térmicos, así como los cogeneradores, podrán ofertar para cada mes del año la potencia y el precio al cual están dispuestos a brindar este servicio.

El compromiso asociado es mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas que se remunera potencia y estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque y parada de la base de datos del sistema y poder mantenerlo, para las centrales hidráulicas durante cinco horas y para las térmicas durante las hrp.

4. RESERVA DE CORTO PLAZO EN GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES.

El Gran Usuario Interrumpible podrá proveer los servicios de reserva según lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

5. OFERTAS DE RESERVA DE CORTO PLAZO CON MAQUINAS PARADAS Y DE DISPONIBILIDAD DE MEDIANO PLAZO.

5.1. OFERTA SEMANAL

Junto con la Programación Semanal (para las de corto plazo), el OED informará la magnitud de cada tipo de reserva de corto plazo prevista requerida para cada día, en particular la Reserva Fría y la Reserva de CUATRO (4) horas prevista para cada semana. Redespachos semanales podrán ajustar los requerimientos a nuevas condiciones y en el caso de que por apertura de líneas el sistema se separe en diferentes áreas, se deberá mantener en cada una de ellas reservas que cumplan con los criterios generales requeridos en este Anexo.

Los Generadores que declaren estar en condiciones de prestar estos servicios estando paradas, podrán presentar ofertas de disponibilidad para la semana siguiente, con un precio tope fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA. Las ofertas se deberán informar al OED antes de las 12:00 hs del último día hábil de la semana anterior a la ofertada, salvo la Reserva de CUATRO (4) horas que se deberá informar simultáneamente con los datos para la programación semanal.

Cada oferta deberá identificar:

- El servicio de reserva de corto plazo para el que se oferta;
- La identificación del Generador y la máquina que oferta.
- La potencia ofertada como reserva.
- Precio por MW puesto a disposición como reserva para la Reserva de CUATRO (4) horas.
- Tiempo comprometido para entrar en servicio y entregar la potencia comprometida.

Esta oferta representará un compromiso por parte del Generador de, en caso de ser requerido por el OED, poner en servicio la potencia ofertada dentro de los tiempos indicados. En consecuencia, el Generador al presentar su oferta deberá tomar los márgenes suficientes en la definición de los tiempos como para garantizar que en la operación real pueda cumplirlos.

Una misma máquina podrá ser ofertada a más de un servicio de reserva de corto plazo, pero en el despacho y la operación sólo podrá ser asignada a uno de ellos.

El OED deberá rechazar toda oferta a un servicio de reserva de corto plazo que no cumpla los requisitos establecidos, o en que el tiempo comprometido sea mayor que el establecido como máximo para el correspondiente tipo de reserva de corto plazo, para lo cual utilizará los antecedentes disponibles del Generador y/o realizar las pruebas que considere convenientes para constatar la capacidad de la unidad para proveer el servicio para el que se ofrece.

5.1.1. PENALIZACIONES

En caso que en la operación real una unidad generadora, asignada a un servicio de reserva de corto plazo, a excepción de la reserva de CUATRO (4) horas, al ser convocada no cumpla con su compromiso, perderá la remuneración correspondiente a ese día en forma proporcional a la potencia incumplida a partir del momento en que debió entrar en servicio.

Para el caso de que en la operación real una máquina o central asignada a un servicio de reserva de CUATRO (4) horas, al ser convocada no cumpla con su compromiso, perderá la remuneración de ese día multiplicado por cinco en forma proporcional a la potencia incumplida a partir del momento en que debió entrar en servicio.

Aquellas máquinas o centrales que hayan fallado en su compromiso de reserva, no entre en servicio y/o no alcance un mínimo del 75% de la potencia asignada como reserva dentro y durante los tiempos comprometidos, quedarán automáticamente excluidas de participar en la provisión del servicio de reserva de corto plazo incumplido durante las siguientes dos semanas.

Si, conforme lo dispuesto en el párrafo anterior, una máquina o central generadora falló en su compromiso más que tres veces en TRES (3) meses consecutivos, se la considerará inhabilitada para participar de las reservas de corto plazo por un trimestre.

5.2. LICITACION ESTACIONAL O MENSUAL PARA RESERVA DE CONFIABILIDAD

Junto con la programación de invierno para todo un año o en los meses y por el período que la SECRETARIA DE ENERGIA fije, se licitará la Reserva de Confiabilidad. Los Generadores con máquinas habilitadas a prestar este servicio podrán presentar ofertas, con un precio tope fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Cada oferta deberá identificar:

- La identificación del Generador y la máquina para centrales térmicas y la central hidroeléctrica que oferta total o parcialmente.
- Los módulos de potencia ofertados como Reserva de Confiabilidad.
- Precio por MW puesto a disposición como reserva para cada uno de los módulos ofrecidos.

El OED conformará un orden de mérito entre las ofertas recibidas y aceptadas, ordenándolas en base al precio ofertado, pero teniendo en cuenta las restricciones de transporte existente de tal forma que la reserva de confiabilidad aceptada corresponda a las máquinas que ofrecieron los menores precios y tienen suficiente capacidad de transporte para llegar con su potencia al Nodo Mercado y limitando las ofertas aceptadas al límite de potencia hidráulica y térmica calculado en el punto 3.7 de este Anexo.

Para realizar el flujo que verifique que existe la capacidad de transporte suficiente, se utilizará la demanda de pico requerida en el punto 3.7 del presente ANEXO, sin considerar el uso de la demanda de exportación. En cuanto a la capacidad de transporte, los límites de transporte entre áreas tendrán en cuenta el uso medio que la exportación hace uso de los mismos.

El precio de corte resultará de la evaluación indicada en el párrafo anterior o el máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

En el caso de máquinas térmicas o hidráulicas con igual precio tendrán prioridad aquellas que resulten con mayor cantidad de horas de utilización de la potencia ofertada, en los últimos tres años.

5.2.1. GENERACION FORZADA POR CONFIABILIDAD

Cada demandante o área de demanda que no disponga transporte suficiente para cubrir su demanda y desee tener potencia garantida, podrá solicitar incluir dentro de la licitación del sistema una determinada cantidad adicional de potencia (MW mensuales), e indicará la central o centrales que podrían solucionar su restricción de transporte.

En el caso de generación forzada, el requerimiento se entiende al nivel de central o de grupos de centrales que pueden cumplir el mismo servicio y el precio será el máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA. En caso que para un Demandante fuese imprescindible la disponibilidad de un generador específico, para el mismo será obligatorio prestar este servicio, hasta el precio máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA si para el mes en cuestión la máquina cobra la Remuneración Base de Potencia. De no prestar el servicio requerido, el generador perderá la remuneración base de potencia del mes.

En el caso que por problemas de transporte o Distribución, fuese requerida generación forzada durante un período superior al horario de punta de un día o más de cinco horas durante más que dos días en el mes, en momentos en que el requerimiento se debe a evitar cortes de demanda y salvo que la demanda disponga de un contrato de disponibilidad de potencia que fue convocado al efecto, la máquina requerida tendrá derecho al cobro de Reserva de Confiabilidad al precio máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA, por la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la base de datos durante todo el mes en el cual fue convocada ocasionalmente, teniendo las mismas sanciones por incumplimiento que las establecidas en el presente Anexo.

5.2.2. PENALIZACION

En el caso que un generador al cual se le asignó el servicio de reserva de confiabilidad resulte convocado por el despacho, o por pruebas aleatorias que el OED realice para verificar su efectiva disponibilidad y no resulte capaz de entregar la potencia ofertada total o parcialmente, durante el período especificado perderá:

- La remuneración por confiabilidad en las horas en que esté indisponible en las horas en que se remunera potencia.
- De existir GUI convocados a interrumpir su demanda y/o restricciones a la disponibilidad de reservas operativas durante la indisponibilidad, la remuneración horaria correspondiente multiplicada por CIEN

(100) y por el porcentaje incumplido en cada hora durante la indisponibilidad. De efectivizarse TRES (3) incumplimientos en diferentes semanas en las condiciones mencionadas en este punto, el generador resultará inhabilitado para ofrecer y recibir remuneración por reserva de confiabilidad por un año.

- La remuneración correspondiente a la semana por el porcentaje incumplido en las situaciones no indicadas en el párrafo precedente.

La indisponibilidad se medirá en las horas del mes en las que se paga potencia y debe poder mantener la potencia entregando energía el tiempo especificado para esta reserva.

Cualquiera sea el caso, el generador no recibirá la remuneración por Reserva de Confiabilidad hasta que demuestre operativamente, a su costo, que está en condiciones de entregar la potencia comprometida durante el período especificado.

6. DESPACHO Y REMUNERACION DE RESERVAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.

6.1. INFORMACION.

Junto con los resultados del predespacho y cada redespacho, el OED informará la programación prevista de reservas de corto plazo, identificando para cada tipo de reserva de corto plazo la cantidad asignada y las máquinas responsables de aportarlo.

Junto con los resultados de la operación, el OED informará la reserva de corto plazo con que se operó realmente, identificando para cada tipo la cantidad asignada a cada máquina y el total.

6.2. ASIGNACION.

6.2.1. CRITERIOS GENERALES.

Una misma potencia no podrá ser asignada al cubrimiento de más de un tipo de reserva de corto plazo.

Cada día al realizar el despacho, el OED constituirá cada tipo de reserva de corto plazo de existir el excedente necesario. En ese caso, para definir el nivel de reserva a utilizar deberá tener en cuenta el criterio acordado en la programación estacional.

6.2.1.1. DESPACHO DIARIO Y PRECIOS PREVISTOS

Cada día, cuando se requiera asignar una reserva de corto plazo con máquinas paradas, partiendo de la lista de mérito semanal el OED conformará la lista de mérito del día eliminando aquellas máquinas que hayan resultado generando en el predespacho o estén declaradas como indisponibles o que informen que retiran su oferta a aportar este servicio. Los procedimientos para determinar la lista de mérito diaria se describen en mayor detalle en este Anexo.

El despacho de reserva de corto plazo en máquinas paradas se realizará en el siguiente orden:

- Primero: Se asigna la Reserva para Regulación de Frecuencia.
- Segundo: Se asigna la Reserva Operativa de CINCO (5) minutos.
- Tercero: Se asigna la Reserva de DIEZ (10) minutos.
- Cuarto: Se asigna la Reserva Fría de VEINTE (20) minutos.
- Quinta: Reserva Térmica de CUATRO (4) horas.

De ser necesario utilizar máquinas paradas para cubrir el requerimiento de un tipo reserva de corto plazo, el OED despachará el conjunto de máquinas ofertadas y disponibles para dicho servicio, partiendo de la primera máquina de la correspondiente lista de mérito diaria, hasta completar el nivel de potencia requerido como reserva o que no queden más ofertas en dicha lista de mérito. De acuerdo a la cantidad de reserva ofertada y disponible, podrá resultar una reserva menor que la requerida.

6.2.1.2. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.

La definición de las máquinas paradas que aportan a un servicio de reserva de corto plazo se fija con el predespacho.

Si alguna máquina asignada como reserva de corto plazo en máquinas paradas se ve forzada a entrar en servicio a requerimiento del OED, deja de aportar dicho servicio de reserva. El OED decidirá si es necesario redespachar la correspondiente reserva de corto plazo para agregar una nueva máquina parada.

6.2.2. RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA.

El nivel de reserva regulante para Regulación de Frecuencia (Primaria y Secundaria) y su asignación entre las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas que están generando, así como las transacciones asociadas, se realizan de acuerdo al despacho de reserva regulante, metodologías y criterios que se establecen en el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS.

6.2.3. RESERVA OPERATIVA DE CINCO (5) MINUTOS.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva operativa será adjudicada por el OED a las máquinas de respuesta rápida habilitadas para ello de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Diariamente, en el predespacho o redespacho, para cada intervalo Spot el OED debe analizar las condiciones previstas de reserva operativa.

En primer lugar, se asignará la reserva operativa entre las máquinas de respuesta rápida que están generando por despacho (no forzadas) y que tengan reserva rotante disponible no asignada como reserva regulante. Dicha reserva constituirá la reserva operativa rotante.

En cada intervalo de Mercado y para cada máquina térmica o central hidroeléctrica prevista generando en el predespacho o redespacho diario y habilitada para el servicio de reserva operativa, el OED tomará como oferta de reserva operativa rotante a la potencia rotante que no está ya asignada a los servicios de Regulación de Frecuencia, y qué la máquina o central podría incrementar en CINCO (5) minutos teniendo en cuenta su despacho, restricciones propias y de Transmisión.

De resultar de dicho cálculo que la oferta de reserva operativa rotante es mayor o igual que la requerida como reserva operativa, se asignará la reserva operativa requerida en función de la lista de mérito entre la oferta de reserva operativa rotante disponible. Si por el contrario resulta insuficiente, se asignará toda la oferta de reserva operativa rotante disponible como reserva operativa.

Para cada intervalo Spot, si la reserva operativa rotante prevista en el despacho es insuficiente para cubrir el requerimiento de reserva operativa, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas y centrales que no están previstas generando de acuerdo a la lista de mérito diario que surge de las ofertas de reserva operativa en máquinas paradas, hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas. Dicha reserva constituirá la reserva operativa en máquinas paradas.

6.2.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva de DIEZ (10) minutos se asignará a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente Anexo.

Diariamente, en el predespacho o redespacho, para cada intervalo Spot, el OED debe analizar las condiciones previstas de reserva de DIEZ (10) minutos teniendo en cuenta la reserva operativa ya asignada.

En primer lugar, asignará la reserva de DIEZ (10) minutos entre las máquinas habilitadas que están generando por despacho (no forzadas) y que tengan reserva rotante disponible no asignada como reserva regulante o reserva operativa. Dicha reserva constituirá la reserva de DIEZ (10) minutos rotante.

Para cada máquina o central prevista generando en el predespacho o redespacho diario, el OED tomará como oferta rotante de reserva de DIEZ (10) minutos a la potencia rotante que no está ya asignada a los servicios de Regulación de Frecuencia o Reserva Operativa (de CINCO (5) minutos), y que la máquina o central podría incrementar en DIEZ (10) minutos teniendo en cuenta su despacho, restricciones propias y de Transmisión.

De resultar de dicho cálculo que la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos rotante es mayor o igual que la requerida, se asignará la reserva de DIEZ (10) minutos requerida en función de la lista de mérito de la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos disponible. Si por el contrario resulta insuficiente, se asignará toda la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos rotante disponible como reserva de DIEZ (10) minutos.

Para cada intervalo Spot, si la oferta prevista en el predespacho diario es insuficiente para cubrir el requerimiento establecido como reserva de DIEZ (10) minutos, el OED deberá determinar la reserva de DIEZ (10) minutos disponible en Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) habilitados para ello. De resultar de

dicho cálculo que la reserva de GUIs fuera mayor o igual que el faltante para cubrir la reserva de DIEZ (10) minutos requerida, se asignará el faltante proporcionalmente entre la oferta de GUIs disponible. De ser menor, a cada Gran Usuario Interrumpible se le asignará la totalidad de su oferta de interrumpibilidad de DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado al servicio asignado es reducir la potencia ofertada como interrumpible en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos, de serle requerido por el OED.

Para cada intervalo Spot, si la oferta prevista rotante en el despacho diario y de Grandes Usuarios Interrumpibles es insuficiente para cubrir el requerimiento establecido de reserva de DIEZ (10) minutos, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas y centrales que no están previstas generando de acuerdo a la lista de mérito para la reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas, hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas. Dicha reserva constituirá la reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas.

6.2.5. RESERVA FRIA DE VEINTE (20) MINUTOS.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva fría se asignará a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) y a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Para cada intervalo Spot, el OED deberá determinar la reserva de VEINTE (20) minutos disponible en Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) habilitados para ello y no asignada como reserva de DIEZ (10) minutos. De resultar de dicho cálculo que la reserva de GUIs fuera mayor o igual que el faltante para cubrir la reserva fría requerida, se asignará el faltante proporcionalmente entre la oferta de GUIs disponible. De ser menor, a cada Gran Usuario Interrumpible se le asignará la totalidad de su oferta de interrumpibilidad de VEINTE (20) minutos que no esté ya asignada como reserva de DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es reducir la potencia ofertada como interrumpible en un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos de serle requerido por el OED.

Para cada intervalo Spot, si la oferta que resulta asignada a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) resulte insuficiente para cubrir el requerimiento establecido de reserva de VEINTE (20) minutos, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas térmicas que están habilitadas y de acuerdo a la lista de mérito para la reserva de VEINTE (20) hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas.

6.2.6. RESERVA TERMICA DE CUATRO (4) HORAS

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva de cuatro horas se asignará para las horas definidas de pico.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva de CUATRO (4) horas se asignará a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) y a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Para cada intervalo Spot, el OED deberá determinar la reserva de CUATRO (4) horas disponible en Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) habilitados para ello y no asignada como reserva de DIEZ (10) minutos y/o VEINTE (20) minutos. De resultar de dicho cálculo que la reserva de GUIs fuera mayor o igual que el faltante para cubrir la reserva requerida, se asignará el faltante proporcionalmente entre la oferta de GUIs disponible. De ser menor, a cada Gran Usuario Interrumpible se le asignará la totalidad de su oferta de interrumpibilidad de CUATRO (4) horas que no esté ya asignada como reserva de VEINTE (20) minutos y/o reserva de DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es reducir la potencia ofertada como interrumpible en un plazo no mayor de DOS (2) horas para los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI).

Para cada intervalo Spot, si la oferta que resulta asignada a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) resulte insuficiente para cubrir el requerimiento establecido, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas térmicas que están habilitadas hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas.

6.2.7. RESERVA DE CONFIABILIDAD

La reserva de confiabilidad se asignará a las máquinas que resulten adjudicadas en la licitación anual o mensual. Respecto a la convocatoria de los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) que no abonan esta reserva, se establece en el Anexo 38 – "PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE" la metodología específica.

6.3. REMUNERACION POR POTENCIA Y CARGOS POR RESERVA DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.

6.3.1. CRITERIOS GENERALES.

A la potencia que resulte como reserva de corto y mediano plazo le corresponderá un pago equivalente a valorizar dicha potencia al precio correspondiente al servicio que aporta.

En concordancia, los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) no pagan el cargo correspondiente a las reservas que aportan y por lo tanto no reciben remuneración por estos servicios.

6.3.2. RESERVA REGULANTE.

Será de aplicación el Anexo 23 – "REGULACION DE FRECUENCIA" correspondiente a la Regulación primaria y secundaria de frecuencia.

6.3.3. RESERVA OPERATIVA.

La reserva operativa se remunerará durante todas las horas del día:

Al precio que resulte de aplicar el factor%KRO al precio de la energía en el Mercado.

Si la máquina convocada no es remunerada total o parcialmente por Base de Potencia cobrará adicionalmente $PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Al finalizar cada mes, el OED calculará la remuneración por reserva operativa de cada máquina térmica y central hidroeléctrica integrando la correspondiente remuneración horaria. El OED determinará el Monto Total por el servicio de Reserva Operativa totalizando la remuneración por reserva operativa de todas las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

6.3.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

Durante todas las horas del día, la potencia que resulte en la operación real asignada como reserva de DIEZ (10) minutos será remunerada por dicho servicio:

Al precio que resulte de aplicar el factor%KR10M al precio de la energía en el mercado.

Si la máquina convocada no es remunerada total o parcialmente por Base de Potencia cobrará adicionalmente $PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por el servicio de Reserva de DIEZ (10) minutos, totalizando la remuneración por reserva de DIEZ (10) minutos de todas las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del MEM.

Los agentes demandantes pagarán esta reserva a través del Cargo por Reserva en forma diferenciada.

6.3.5. RESERVA FRIA DE VEINTE (20) MINUTOS.

Durante todas las horas del día, la potencia que resulte en la operación real asignada como reserva de VEINTE (20) minutos será remunerada por dicho servicio:

Al precio que resulte de aplicar el factor%KRF al precio de la energía en el mercado.

Si la máquina convocada no es remunerada total o parcialmente por base de potencia cobrará adicionalmente $PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por Potencia en Reserva de VEINTE (20) minutos, totalizando la remuneración por reserva de VEINTE (20) minutos de todas las máquinas térmicas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, en forma diferenciada.

6.3.6. RESERVA TERMICA DE CUATRO (4) HORAS

A cada máquina que resulte asignada en calidad de reserva de cuatro horas, el OED le asignará una remuneración resultante de su oferta en la licitación de reservas de CUATRO (4) Horas y se abonará en las horas en que se remunera la potencia, no recibiendo remuneración adicional por arranque y parada de la máquina.

El OED, para definir qué ofertas acepta, con cada oferta valorizada al precio ofertado, realizará una evaluación de mínimo costo con el objeto de definir el nivel máximo aceptable de Reserva de CUATRO (4) horas que minimiza los costos de operación del sistema, en competencia con el despacho forzado de máquinas para el cubrimiento del pico de demanda diario. Es decir, sólo se aceptarán Reservas de CUATRO (4) horas en la medida que las ofertas aceptadas minimicen el costo de operación del sistema. Cada oferta aceptada se remunerará al precio ofertado.

Si la máquina es convocada a generar y no es remunerada total o parcialmente por Base de Potencia cobrará adicionalmente $PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por Potencia en Reserva de Cuatro Horas, totalizando la remuneración por reserva de cuatro horas de todas las máquinas térmicas.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, diferenciado como Reserva de CUATRO (4) Horas.

6.3.7. RESERVA DE CONFIABILIDAD

Con la licitación y asignación de Reserva de Confiabilidad, se determinará el precio mensual de la Reserva de Confiabilidad en el Mercado.

El valor máximo posible de ser aceptado será el Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD - $/MWhrp) multiplicado por el coeficiente%KRCmáx. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá definir para la aceptación de las ofertas un valor mínimo, a través de la aplicación del factor%KRCmín al Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD - $/MWhrp).

Cada día hábil, a cada unidad generadora en reserva de confiabilidad, el OED le asignará una remuneración igual al precio de corte de la licitación, en cada hora en que se remunera la potencia, transferido a su nodo con el factor de Adaptación. En lo que respecta a la potencia remunerada será:

Para las máquinas térmicas la ofertada y la aceptada

Para las centrales hidráulicas la ofertada y aceptada dividida por la Relación de Empuntamiento Mensual (REM) determinada según el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por el servicio de Reserva de Confiabilidad, totalizando la remuneración por Reserva de Confiabilidad de todas las máquinas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, en forma diferenciada como Reserva de Confiabilidad.

En aquellos casos en los cuales la Reserva de Confiabilidad fue requerida forzada por Agentes demandantes, ésta deberá ser abonada por los solicitantes, hasta un valor máximo resultante de afectar el Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD - $/MWhrp) por el coeficiente%KRCF, el que será tomado en cuenta también en las licitaciones de Reserva de Confiabilidad señaladas previamente.

7. LISTA DE MERITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA DE CORTO PLAZO EN MAQUINAS PARADAS

7.1. OBJETO

En la Programación Semanal, para cada reserva de corto plazo, el OED recibirá las ofertas de máquinas habilitadas a prestar el correspondiente servicio de reserva.

El OED realizará diariamente el ordenamiento de la disponibilidad ofertada según precios crecientes en función del CVP (costo variable de producción para centrales térmicas) y VA (valor de agua) con el que entregarían las reservas requeridas las centrales hidroeléctricas) declarados para la participación en el despacho de energía determinando la lista de mérito correspondiente a cada reserva de corto plazo.

Para la Reserva Fría de VEINTE (20) minutos, el elencamiento corresponderá a las máquinas térmicas habilitadas y no previstas operando en el despacho.

Para la Reservas de CUATRO (4) horas, la selección de máquinas resultará de un despacho de mínimo costo.

Cada vez que se realice un redespacho, se deberá efectuar el control y adecuación de las reservasen función de las variaciones y novedades producidas en tal redespacho.

8. RESERVAS DE CORTO PLAZO FORZADAS

En la programación semanal, un agente demandante podrá solicitar la asignación de reservas de corto plazo adicionales a las requeridas por el sistema en nodos determinados y a las comprometidas a convocar por contratos de disponibilidad de potencia.

El costo de esta reserva será solventado por el solicitante.

ANEXO 37: DEROGADO POR RES. SEyM N° 128/2001

INCORPORADO POR RES. S.E. N° 545/1999

Y

DEROGADO POR RES. SEyM N° 128/2001

ANEXO 38: PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE

1. CONTRATOS, RESERVA E INTERRUMPIBILIDAD.

De acuerdo a las características y tipos de contratos del Mercado a Término y el tipo de reserva que se pague, existen distintas prioridades en el abastecimiento de una demanda del MEM.

1.1. ABASTECIMIENTO EN EL MERCADO SPOT.

Las compras en el Mercado Spot son interrumpibles programadamente ante condiciones de déficit. Su abastecimiento es condicional a que en el área en que se conecta la demanda exista el excedente Spot necesario.

- La demanda que cuenta con el respaldo de reserva del MEM es la que tiene mayor prioridad. Este respaldo se logra abonando la totalidad del Cargo por Reserva y Servicios que refleja el tipo de reserva que requiere.
- La demanda que corresponda a consumos del MEM (o sea excluyendo exportaciones) y que no paga Cargo por Reserva tiene la segunda prioridad, en razón del pago que efectúa de los servicios de reserva regulante y reserva operativa a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.
- La demanda que incumplió el pago de la última facturación emitida y vencida, por el porcentaje de incumplimiento de pago, tiene la tercer prioridad de abastecimiento. Si lo incumplido es superior al SETENTA PORCIENTO (70%), este último será el porcentaje máximo de su demanda considerada condicional (interrumpible) para el despacho.
- La demanda que se agrega al MEM por exportaciones de oportunidad (spot) es la de menor prioridad ya que no paga, y por lo tanto no cuenta, con ningún respaldo de reserva del MEM.

1.2. ABASTECIMIENTO POR CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO.

La demanda cubierta por un Contrato del Mercado a Término con garantía de suministro en que el Generador cumple su compromiso con disponibilidad propia tiene un abastecimiento firme condicional a la disponibilidad del Transporte necesario. Esta demanda no puede ser interrumpida programadamente si el Generador contratado cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecerla (se cumple el compromiso asumido en el contrato) y no existen restricciones de Transporte que impidan llevar esa disponibilidad hasta dónde la requiere la demanda.

Si, en cambio, la disponibilidad propia del Generador es insuficiente, el faltante, que debe adquirir en el Mercado Spot pierde su prioridad de abastecimiento y pasa a ser considerada interrumpible programadamente como una demanda del Mercado Spot.

2. EL GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE

2.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

El objeto del GUI es contar, en la demanda, con una reserva (comprometida por lo menos por DOS (2) Períodos Estacionales) que, ante condiciones de déficit de corto y mediano plazo, sirva para reemplazar restricciones al suministro.

Se entiende como Potencia Interrumpible a aquella que el OED podrá requerir reducir ante emergencias y/o restricciones y/o requerimientos de reserva de corto plazo, de acuerdo al tipo de Potencia Interrumpible ofertada

Un Gran Usuario, que demanda energía eléctrica para consumo propio, podrá declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y convertirse en Gran Usuario Interrumpible (GUI) del MEM.

Los agentes que presten el servicio de Distribución ya sea como Distribuidores o bajo la figura de GUMA no pueden ofrecer interrumpibilidad.

La cantidad de demanda que el Gran Usuario Interrumpible (GUI) oferta y compromete como interrumpible es una demanda condicional para el despacho. Sólo si existe excedente en la oferta, el OED programará adicionalmente el abastecimiento de la demanda interrumpible El GUI asume los siguientes derechos y compromisos:

- La obligación de no cubrir la demanda que compromete como interrumpible con un contrato con garantía de suministro y no interrumpible.
- El compromiso de retirar la demanda comprometida como interrumpible ante una condición de faltantes en el Mercado Spot, reflejando su condición de primera opción a interrumpir programadamente.
- De acuerdo a la velocidad de respuesta comprometida para el retiro de demanda, su interrumpibilidad será considerada y utilizada, cuando es asignada a un servicio, como reserva de corto plazo para la operación.

2.2. HABILITACIÓN COMO GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE.

Un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de mediano plazo si ofrece el retiro de demanda con un tiempo de preaviso de TRES (3) horas. Asimismo, un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de corto plazo si ofrece el retiro de parte de su demanda con un tiempo máximo de preaviso correspondiente a DIEZ (10) minutos, a VEINTE (20) minutos, o DOS (2) horas, según la reserva que oferte suministrar.

En estos casos, el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible es implementar la reducción de su demanda en un tiempo máximo menor o igual que los señalados precedentemente ante un requerimiento del OED, según corresponda a cada una de las reservas comprometidas.

El Gran Usuario que desee declararse interrumpible debe comprometerse a mantener su interrumpibilidad por DOS (2) o más Períodos Estacionales.

El Gran Usuario que desee pedir la habilitación como interrumpible debe presentar la solicitud al OED junto con los datos para la Programación Estacional, indicando lo siguiente:

- Identificación del Gran Usuario.
- La permanencia de su oferta, o sea la cantidad de Períodos Estacionales en que ofrece su interrumpibilidad.
- La potencia (MW) que ofrece interrumpir a requerimiento del OED en cada una de las reservas indicadas y los plazos comprometidos para su convocatoria. Esta potencia será la máxima que el OED podrá requerir retirar del Mercado Spot dentro del compromiso de interrumpibilidad.
- El modo en que implementará la interrumpibilidad ofertada y el medio a través del cual el OED podrá verificar su cumplimiento con la exactitud y/o precisión necesaria para la operatoria de la interrumpibilidad ofrecida (SOTR u otros sistemas a satisfacción del OED).
- Los medios de comunicación que se ponen a disposición del COC y del CCA correspondiente para las comunicaciones de convocatoria y/o reconexión de la carga interrumpible.

La potencia ofertada es el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible de implementar en el tiempo máximo comprometido luego de serle requerido por el OED el retiro de demanda del MEM en la cantidad ofertada. El OED podrá requerir el retiro de esta demanda en el despacho y la operación, hasta un máximo dado por la permanencia de la habilitación como Gran Usuario Interrumpible (duración de la interrumpibilidad ofertada).

El OED debe rechazar la oferta en caso que se cumpla al menos una de las siguientes condiciones.

- Parte o toda la potencia ofertada esté cubierta por un contrato de abastecimiento con garantía de suministro, sin la correspondiente cláusula de interrumpibilidad condicionada al requerimiento del retiro de demanda por parte del OED, de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- La potencia ofertada retirar en cada uno de los plazos, represente menos que el porcentaje mínimo de las reservas a aportar.
- La interrumpibilidad se oferte por menos de DOS (2) Períodos Estacionales.
- Debido a las condiciones indicadas por el GUI, el OED no puede verificar el cumplimiento de la interrumpibilidad ofertada.
- El Gran Usuario ha sido habilitado previamente como Gran Usuario Interrumpible y, al serle requerido el retiro comprometido de demanda, registró incumplimientos en el compromiso establecido, ya sea

en la cantidad de potencia retirada y/o en el tiempo transcurrido para llevar a cabo dicha interrupción, que llevaron a su inhabilitación como Gran Usuario Interrumpible por un plazo que aún no ha finalizado al inicio del período de vigencia de la nueva habilitación solicitada.

El OED debe rechazar la oferta en caso que no se cumpla alguno de los requisitos definidos en el presente Anexo para la aceptación de ofertas de interrumpibilidad. En ese caso, al rechazar una solicitud, el OED debe informar al Gran Usuario indicándole el motivo.

En la Programación Estacional el OED debe adjuntar un listado de los Grandes Usuarios Interrumpibles, indicando para cada uno y para el total del MEM:

- la Potencia Declarada mensual;
- la Potencia Máxima Estacional;
- la potencia comprometida como interrumpible para cada tipo de reserva.

2.3. IMPLEMENTACIÓN EN EL DESPACHO Y LA OPERACIÓN.

La implementación operativa de los servicios de reserva que provee el Gran Usuario Interrumpible es la siguiente:

- Con la periodicidad indicada, se habilita al Gran Usuario Interrumpible (GUI) y se establece el compromiso de potencia a retirar (MW ofertados).
- Estacional, semanal y diariamente, el GUI informará al OED su demanda prevista. El OED descontará la potencia ofertada (MW) como interrumpible y la separará como una demanda a abastecer condicional a que exista el excedente necesario.
- En el despacho o redespacho, de asignarse su interrumpibilidad como reserva de corto plazo, el OED deberá informar al GUI indicando la reserva asignada. Dicha reserva se asignará y administrará de acuerdo a los criterios y procedimientos indicados en el ANEXO 36 DE LOS PROCEDIMIENTOS.

2.4. CARGOS POR RESERVA.

El Cargo por Reserva de cada Gran Usuario Interrumpible se determinará teniendo en cuenta el tipo de reserva (tiempo de respuesta) al que está habilitado. De acuerdo a los plazos de respuesta ofertados por un GUI, aportará distintos tipos de reserva y, como consecuencia, no requerirá las mismas del MEM.

- **Reserva de Máximo Requerimiento Térmico:** Por comprometer retirar el Porcentaje de Reserva del Sistema (%PRS), calculado de acuerdo al Anexo 21 – "REMUNERACION BASE DE POTENCIA", aplicado sobre su potencia máxima estacional (PMAXEST), en un plazo no mayor a TRES (3) horas de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período comprometido ante falta de oferta en el sistema, se considera que no requiere la Reserva de Máximo Requerimiento Térmico calculada mediante el porcentaje mencionado y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de dicho Porcentaje de Reserva del Sistema (%PRS) de su potencia máxima estacional (PMAXEST).
- **Reserva de Confiabilidad:** Por comprometer retirar un porcentaje de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro de un plazo no mayor de TRES (3) horas de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período de pico del sistema, se considera que no requiere Reserva de Confiabilidad y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de tal reserva por la demanda que oferta cortar.
- **Reserva Térmica de CUATRO (4) Horas:** Por comprometer retirar como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro de un plazo no mayor de DOS (2) horas de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período mínimo requerido, se considera que no requiere Reserva Térmica de CUATRO (4) horas y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de dicha reserva.
- **Reserva de VEINTE (20) minutos:** Por comprometerse a retirar el DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro en un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos y estando habilitado a aportar el correspondiente servicio de reserva fría de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, el Gran Usuario Interrumpible aporta dicho servicio al MEM y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de la Reserva Fría, además de no pagar el costo de la Reserva Térmica de CUATRO (4) horas.

- **Reserva de DIEZ (10) minutos:** Por comprometerse a retirar el DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro en un plazo no mayor de DIEZ (10) minutos y estando habilitado a aportar la correspondiente reserva de DIEZ (10) minutos, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, el Gran Usuario Interrumpible aporta dicho servicio al MEM y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de la Reserva de DIEZ (10) minutos, además de no pagar el costo de Reserva Fría ni la Reserva de CUATRO (4) horas.

2.5. PENALIDADES Y PÉRDIDA DE LA HABILITACION.

En caso de incumplimientos que afecten la calidad de la reserva ofertada de un Gran Usuario Interrumpible, dicho agente deberá pagar una compensación y será sancionado con el retiro de su habilitación como reserva.

- Si al registrarse el incumplimiento hay o es necesario aplicar restricciones programadas al abastecimiento, le corresponderán las siguientes penalidades:
- Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda comprometida dentro del tiempo de respuesta requerido (DIEZ (10) y/o VEINTE (20) minutos, etc.), perderá su habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes DOCE (12) meses para el servicio de reserva incumplido.
- Deberá pagar, en compensación, un monto igual a DOS (2) veces el costo mensual de la o las reservas que no pagaba como GUI de acuerdo a los plazos de respuesta comprometidos, no cumplidos y deshabilitados conforme lo anterior.
- Si al registrarse el incumplimiento no es necesario aplicar restricciones programadas al suministro, le corresponderán las siguientes penalidades:
- Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro del tiempo de respuesta requerido (DIEZ (10) y/o VEINTE (20) minutos, etc.), perderá su habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes SEIS (6) meses para el servicio de incumplido.
- Deberá pagar, en compensación, un monto igual a UNO COMA CINCO (1,5) veces el costo mensual de la o las reservas que no pagaba como GUI de acuerdo a los plazos de respuesta comprometidos y no cumplidos.

A partir del mes en que se detectó el incumplimiento del GUI, éste deberá comenzar a abonar todas las reservas de potencia para las cuales perdió la habilitación.

Si un Gran Usuario Interrumpible informase el retiro de su compromiso de interrumpibilidad sin cumplimentar los DOS (2) Períodos Estacionales establecidos como tiempo mínimo de permanencia de la oferta, quedará inhabilitado para requerir nuevamente su habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes DIECIOCHO (18) meses.

Al finalizar cada mes, el OED debe informar a los agentes del MEM las penalidades y pérdidas de habilitación aplicadas a los Grandes Usuarios que dejaron de ser considerados interrumpibles y el motivo.

3. EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN.

Las operaciones Spot de importación o exportación son las de menor prioridad de abastecimiento en el MEM, o sea las primeras a interrumpir ante emergencias o condiciones de faltantes o sobrantes no previstos.

La prioridad de abastecimiento con que compra en el Mercado Spot una demanda asociada a un contrato de importación dependerá del respaldo con que cuente a través del tipo de Cargo por Reserva que pague el agente local de dicho contrato. El tipo de reserva que requiere del MEM, o sea que debe pagar, depende del plazo en que se compromete a interrumpir su compra Spot para cubrir el contrato de exportación o reemplazar el contrato de importación. Para ello, existen dos opciones:

- Comprar sin respaldo: Recibe similar tratamiento que un Gran Usuario Interrumpible, con una potencia interrumpible igual a la potencia contratada sin respaldo. Cuando requiere comprar en el Mercado Spot, sólo es abastecida si existe el excedente necesario. Asume el compromiso de interrumpir su compra Spot en un plazo no mayor de UNA (1) hora de serle requerido por el OED ante una condición de déficit programado. Este retiro podrá ser requerido programadamente con anticipación en el predespacho, o durante la operación, en cuyo caso deberá concretarse dentro de un lapso no mayor que el comprometido.

- Comprar con respaldo: De resultar comprando en el Mercado Spot, cuando existe déficit en la oferta o en las reservas de corto plazo, la compra requerida recibirá el mismo tratamiento que los compradores Spot que no son considerados Grandes Usuarios Interrumpibles. Para acceder a este respaldo debe pagar el Cargo por Reserva correspondiente a la potencia contratada para el tipo de reserva que requiere (Reserva Base, de confiabilidad, de CUATRO (4) horas, fría y/o de DIEZ (10) minutos). En el caso de un contrato de importación de un Distribuidor, éste estará obligado a comprar con respaldo del MEM para todos los tipos de reserva.

El OED deberá considerar que la potencia asociada a un contrato de importación o exportación tomará la totalidad de su respaldo de dicho contrato y le deberá dar el tratamiento de un Gran Usuario Interrumpible con el plazo de respuesta comprometido, que no podrá ser mayor que UNA (1) hora, salvo que se cumpla alguna de las siguientes condiciones.

- Es un contrato de importación de un Distribuidor.
- El agente que es la parte local del contrato solicita respaldo para toda o parte de la potencia contratada para DOS (2) o más Períodos Estacionales consecutivos, y se compromete a informar que no requerirá más respaldo o modificar su requerimiento de respaldo con una anticipación no menor a UN (1) Período Estacional.
- Se registran incumplimientos al requerirse la interrumpibilidad, al no retirar la totalidad de la compra Spot sin respaldo dentro del plazo máximo comprometido de serle requerido por el OED.

Como consecuencia, a partir del mes en que se verifica esta condición de incumplimiento, deberá pasar a comprar con reserva de respaldo y pagar el correspondiente costo del Cargo por Reserva.

El OED calculará el Cargo por Reserva que le corresponde al contrato con respaldo, de acuerdo a lo que establece el Capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La demanda asociada a un contrato de importación o exportación que, debido a incumplimientos en los plazos comprometidos de retiro de compra Spot, pasa a ser obligada a comprar con respaldo a partir del mes en que se produjo el incumplimiento, no podrá ser considerada nuevamente como interrumpible en tanto no transcurran por lo menos DOCE (12) meses de su incumplimiento y demuestre al OED el modo en que resolvió el motivo que llevó al incumplimiento.

El agente o Comercializador que es la parte local del contrato de importación es el responsable del pago de los Cargos por Reserva de Potencia que resulten.

ANEXO 39: GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA, EXCLUIDA LA HIDRÁULICA Y LA EÓLICA

1. OBJETO

El presente Anexo establece el tratamiento en el MEM de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, con excepción de la proveniente de energía hidráulica y eólica, valiendo para esta última lo establecido en el Anexo 40 – GENERACIÓN EÓLICA, atendiendo a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional.

Sólo se definen en este Anexo aquellas cuestiones de índole exclusiva de la generación eléctrica producida a partir de la transformación de la energía disponible en su forma primaria proveniente de fuentes renovables, tales como solar, biogás, geotérmica, biocombustibles y biomasa, entre otras, que se encuentren alcanzadas por la Ley 26.190 – Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica, o aquella otra legislación que promueva este tipo de energías.

Para el resto de los aspectos que son asimilables a los de la generación convencional, este tipo de generación, con excepción de la proveniente de biocombustibles, será tratada como generación hidráulica de pasada, y por tal razón toda referencia hecha en LOS PROCEDIMIENTOS a generación en general o en particular que resulte aplicable a ese tipo de generación deberá entenderse como aplicable, salvo que en este Anexo o en LOS PROCEDIMIENTOS se indique explícitamente lo contrario.

2. REQUISITOS DE INGRESO

Será condición para el ingreso de este tipo de generación al MEM que la misma totalice una potencia nominal igual o mayor a 0,5 MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular. Adicionalmente, deberá cumplir todos los requisitos que se establecen para el ingreso de nueva generación al MEM conforme lo definido en LOS PROCEDIMIENTOS.

3. CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE REACTIVO

En caso que las unidades generadoras sean de tipo distinto a la sincrónica, el Generador será responsable de la instalación de equipamiento de compensación de reactiva necesario para cumplir con lo indicado a continuación:

La generación menor o igual a 1 MW no debe absorber potencia reactiva de la red (es decir debe operar
ad o entregando reactiva a la red). Puede trabajar con un

mantener dentro de banda las tensiones.

La generación mayor a 1 MW y menor a 25 MW debe disponer de capacidad para operar en cualquiera de

capacitivo). Cuando las condiciones del punto de conexión lo requieran se podrá exigir que disponga control automático de la tensión en el punto de conexión a la red.

Para los generadores con potencia superior a 25 MW los requerimientos de potencia reactiva y control de tensión se establecerán en base a los estudios de funcionamiento indicados en el Procedimiento Técnico N° 1 para los estudios de Etapa 1.

Para las unidades generadoras sincrónicas los requerimientos de suministro de potencia reactiva y control de tensión serán los indicados en LOS PROCEDIMIENTOS.

Si por razones de diseño del sistema de transporte o distribución donde se conecte la central generadora o de disponibilidad de los equipos de compensación de dichas redes no pudiera darse satisfacción al requerimiento de potencia reactiva referido previamente, será de aplicación lo establecido en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS según sea solicitado por el OED dentro de los límites fijados en el presente Anexo.

4. DATOS CARACTERISTICOS, OPERACION Y RESTRICCIONES

El Generador deberá proceder a suministrar, como Declaración Jurada, aquellas características operativas de sus unidades que el OED le solicite; en particular las que hacen a los parámetros funcionales referidos, como ser aleatoriedad prevista del recurso. En caso de tratarse de un Agente del MEM preexistente, esta información será complementaria a la que se solicita a través del Anexo 1 – "Base de Datos Estacional" de LOS PROCEDIMIENTOS.

Por su parte, el OED deberá programar y ejecutar la operación en base a los datos declarados por el Generador, salvo que éstos puedan comprometer la seguridad operativa del sistema o que durante la operación se verifique que los mismos no se ajustan a la realidad.

De verificarse que la información referida no se ajusta a la realidad, el OED podrá establecer datos a partir de sus propias estimaciones. En virtud de los resultados de la operación, el OED estará habilitado a limitar la operación de un generador, sea en tiempo real o programadamente, debiendo poder justificar técnicamente para ello que el generador provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.

5. DESPACHO Y RECONOCIMIENTO DE COSTOS DE GENERACIÓN CON BIOCOMBUSTIBLES

La generación producida a partir de biocombustibles que se haya incluido en la promoción de este tipo de energía por aplicación del Régimen de Fomento Nacional para Uso de Fuentes Renovables de Energía, será despachada considerando un Costo Variable de Producción (CVP) combustible, a ser determinado sobre la base del consumo específico neto de la unidad generadora y el Precio de Referencia del Fuel Oil en el nodo de vinculación de dicha máquina vigente en cada momento en el MEM, o el Costo Variable de Producción del combustible declarado por el Generador, si este último fuera menor.

ANEXO 40: GENERACIÓN EÓLICA

1. OBJETO

El presente Anexo establece el tratamiento en el MEM de la generación eólica, atendiendo a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional.

En este Anexo se definen aquellas cuestiones de índole exclusiva a la generación eólica. Para el resto de los aspectos que son asimilables a los de generación convencional, la generación eólica será tratada como generación hidráulica de pasada, y por tal razón toda referencia hecha en LOS PROCEDIMIENTOS a generación en general o en particular que resulte aplicable a ese tipo de generación deberá entenderse como aplicable también a la generación eólica salvo que en este Anexo o en LOS PROCEDIMIENTOS se indique explícitamente lo contrario.

2. REQUISITOS DE INGRESO

Será condición para el ingreso de generación eólica al MEM que totalice una potencia nominal igual o mayor a UN (1) MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular.

Adicionalmente, deberá cumplir todos los requisitos que se establecen para el ingreso de nueva generación al MEM conforme lo definido en LOS PROCEDIMIENTOS.

3. CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA

La granja eólica deberá cumplimentar las obligaciones de entrega y absorción de potencia reactiva de tal

como capacitivo.

Si por razones de diseño del sistema o de disponibilidad de los equipos de compensación no pudiera darse satisfacción al requerimiento de reactivo, según sea solicitado por el OED dentro de estos límites de capacidad P-Q, será de aplicación a la generación eólica lo establecido en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso que el equipamiento del Generador sea mixto, o sea conformado por equipamiento eólico y convencional, a efectos de las exigencias referidas al intercambio de reactivo, se considerará como prestación exigible la de una Curva de Capacidad P-Q correspondiente a una máquina térmica de potencia activa nominal igual a la potencia activa nominal mixta que se encuentre generando.

Atendiendo a la naturaleza aleatoria del recurso, a la incidencia de las eventuales variaciones rápidas y lentas de la velocidad del viento, a la interferencia de las estructuras portantes con el sistema motriz, a la cantidad y ubicación de cada aerogenerador, una granja eólica provoca fluctuaciones en la potencia entregada al sistema eléctrico. Estas alteraciones no podrán estar fuera de la tolerancia en los parámetros funcionales del sistema eléctrico al cual aportan su energía.

Para cada tipo de granja eólica, el grado de perturbación del funcionamiento del sistema eléctrico depende fuertemente de la potencia de la granja eólica en relación a la rigidez (potencia de cortocircuito) del sistema eléctrico en el punto de conexión.

Por ello, se definen 2 tipos de granjas, Tipo A y Tipo B. Las primeras son aquellas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red y en las segundas dicha relación es de un nivel menor.

Granjas de Tipo A

En este tipo de granjas, la máxima perturbación admitida de la tensión en el punto de conexión de la granja o de cualquier otro nodo de la red eléctrica, se define de la siguiente manera:

En los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), la “mayor variación rápida de generación” y la “mayor variación de generación frecuente” deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a:

1% en las redes de tensión mayor a 132 kV y menor o igual a 500 kV.

2% en las redes de tensión menor o igual a 132 kV y mayor a 35 kV.

3% en las redes de tensión menores o iguales a 35 kV.

Se define como “mayor variación rápida de generación” al valor de la máxima variación estimada de potencia activa, dentro de cada 10 minutos, de los 10 valores de potencia media registrada cada 1 minuto. La tecnología constructiva de los aerogeneradores y de sus controles y también la arquitectura del Parque Eólico, deberán evitar la producción de variaciones rápidas de la potencia de la Granja debido a turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento.

Se define como “mayor variación de generación frecuente” al valor de la máxima variación de potencia activa, dentro de cada hora, de los 6 valores de potencia media registrada cada 10 minutos que no es superado durante el 95% del tiempo (de las horas del año). Es decir variaciones superiores sólo se dan en el 5% del tiempo total. Estas variaciones de potencia deberán ser el resultado de mediciones de vientos adecuadas (valor medio cada 10 minutos) tomadas en el lugar de emplazamiento de la granja durante un año como mínimo.

La granja deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja. Para lograr efectividad en esta función deberá poseer un control conjunto de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada aerogenerador.

El Control Conjunto de tensiones deberá presentar una respuesta dinámica (tiempo de establecimiento, sobrevalor, amortiguamiento, etc.) que verifique los criterios mínimos de desempeño definidos en el Procedimiento Técnico N°4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En casos que, de acuerdo a los resultados de los estudios de funcionamiento indicados en los estudios de Etapa 1 del Procedimiento Técnico N° 1 de LOS PROCEDIMIENTOS, se requiera ampliar el rango de control de la potencia reactiva y/o la velocidad de respuesta del control conjunto de la tensión por condiciones de estabilidad en la transmisión de potencia, el OED podrá exigir la instalación de un equipo de compensación dinámica de potencia reactiva (compensador sincrónico, SVC, STATCOM, etc.).

Deberá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia

entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (característica de capacidad P-Q de forma pentagonal), excepto que el Generador demuestre que, por las características de su punto de conexión, puede tener menor capacidad de potencia reactiva.

El Generador deberá proponer alguna contramedida o estrategia operativa de tal manera de evitar la desconexión en forma cuasi-simultánea de todos los aerogeneradores de la granja debido a vientos extremos.

Las rampas o gradientes, tanto de descenso de potencia frente a vientos extremos, como de rearranque, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el MEM y minimizar las perturbaciones en la frecuencia.

Deberá tener un centro de control atendido y poder aumentar la generación (en los instantes de arranque o cuando tenga reserva de potencia) o disminuir la misma, en cualquier momento según las indicaciones del Transportista o el PAFTT al cual están conectados, o del OED, según corresponda.

Frente a fallas en el SADI, correctamente despejadas por sus protecciones, la Central Eólica deberá soportar, sin desconectarse de la red, disminuciones de tensión (de cada fase) en magnitud y tiempo, en el punto de conexión de la Granja, comprendidas dentro de la curva límite definida en el Procedimiento Técnico N°4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Dependiendo de la potencia de la granja, deberá tener una o más torres de medición de vientos.

Granjas Tipo B

Si el tamaño de la granja es pequeño respecto a la robustez del punto de conexión y la variación instantánea de la potencia desde su valor nominal a cero (efecto equivalente a una desconexión de la granja operando a potencia plena y entregando a la red potencia reactiva en su punto de conexión a la red), produce variaciones de tensión menores a las indicadas anteriormente, no será necesario que la granja

requerido en cada ocasión por el Transportista o PAFTT al cual se conecta o por el OED, según corresponda.

Este tipo de Granjas podrá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un

(característica capacidad P-Q de forma triangular).

Para ambos tip
instalarse capacitores shunt en las instalaciones del parque eólico, la potencia de los mismos debe ser tal que su maniobra de conexión o desconexión, con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), no provoque variaciones de tensión permanentes, mayores a los porcentajes indicados anteriormente, pero adicionando a los porcentajes un uno por ciento (1%) para cada nivel de tensión.

Todas las granjas deberán poder operar en forma permanente con tensiones en el punto de conexión y soportar las mismas variaciones de la frecuencia, sin desconectarse de la red, que se exigen a un generador convencional según lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

4. CALIDAD DE LA POTENCIA

Los aerogeneradores deberán cumplir, en lo que respecta a inyección de armónicas, flickers, etc. con la Norma IEC 61400-21

5. DATOS CARACTERISTICOS, OPERACION Y RESTRICCIONES

El Generador deberá proceder a suministrar, como Declaración Jurada, aquellas características operativas de sus unidades eólicas que el OED le solicite, en particular las que hacen a los parámetros funcionales referidos, como ser aleatoriedad prevista del recurso, etc. En caso de tratarse de un Agente del MEM preexistente, esta información será complementaria a la que se solicita a través del Anexo 1 – “Base de Datos Estacional” de LOS PROCEDIMIENTOS

Por su parte, el OED deberá programar y ejecutar la operación en base a los datos declarados por el Generador, salvo que éstos puedan comprometer la seguridad operativa del sistema o que durante la operación se verifique que los mismos no se ajustan a la realidad.

De verificarse que la información referida no se ajusta a la realidad, el OED podrá establecer datos a partir de sus propias estimaciones. En virtud de los resultados de la operación, el OED estará habilitado a limitar la operación de un generador eólico, sea en tiempo real o programadamente, debiendo poder justificar técnicamente para ello que la generación eólica provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.

ANEXO 41: MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA

1. OBJETO

Crear un MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA en el MEM, que permita reducir la Energía No Suministrada (ENS) resultante de la acción del Esquema de Alivio de Cargas.

2. DEFINICIONES

MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA: Es el procedimiento que permite a los agentes habilitados para el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA presentar sus ofertas, y al OED recibirlas, ordenarlas, aceptarlas o rechazarlas, determinar el precio del servicio, liquidar las remuneraciones y asignar sus costos.

OFERTAS SEMANALES DE RESERVA INSTANTANEA: Es el mecanismo por el cual los agentes habilitados para ofrecer el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) informan al OED, en los plazos especificados en el Procedimiento Técnico para el Servicio de Reserva Instantánea, su oferta semanal de potencia horaria afectada al SRI, y el precio al que están dispuestos a brindar el servicio.

SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI): es el servicio prestado por agentes consumidores habilitados que aceptan que parte de su demanda pueda ser interrumpida en forma automática y dentro del tiempo especificado, ante una disminución en la frecuencia del sistema eléctrico que pueda ocasionar la acción del Esquema de Alivio de Cargas.

RELES PARA RESERVA INSTANTANEA: son los relés conectados a la demanda asignada alservicio de reserva instantánea. Los valores de frecuencia y decremento o derivada de frecuencia en el sistema eléctrico a los cuales actuarán estos relés, así como SUS características técnicas, serán establecidos por el OED en el Procedimiento Técnico para el Servicio de Reserva Instantánea (PTSRI).

TIEMPO DE REPOSICION MINIMO (TRM): tiempo en el cual la demanda interrumpida por los RELES PARA RESERVA INSTANTANEA puede ser reconectada, en el caso que no se haya desconectado otra demanda por acción del Esquema de Alivio de Cargas. Inicialmente este valor es de QUINCE (15) minutos, pudiendo el OED reducirlo.

PRECIO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI): es el pago máximo que recibirá cada agente que preste el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI). Este pago se expresará en dólares estadounidenses por MW-hora, remunerará en forma horaria a la potencia que cada agente ofrece para dicho servicio y será fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

3. AGENTES HABILITADOS PARA PRESTAR EL SERVICIO

Los agentes habilitados a ofertar el SRI y participar en el MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA son:

Grandes usuarios que pueden ofrecer desconectar como mínimo UN (1) MW.

Agentes o participantes del MEM, que sean exportadores de energía mediante estaciones conversoras, como representantes de la demanda extranjera, durante los estados de carga en que la conversora esté exportando energía.

Centrales de bombeo.

Todos estos agentes para ser habilitados, deberán presentar una solicitud al OED, instalar el equipamiento que éste requiera y suministrar los detalles técnicos que permitan al OED evaluar la capacidad del agente para desconectar la potencia ofertada. Esta información será especificada en el PTSRI.

4. REQUERIMIENTOS DE RESERVA INSTANTANEA

El OED establecerá en el PTSI el detalle de la metodología de calculo de la potencia horaria máxima requerida como reserva instantánea, considerando las necesidades de los distintos nodos equivalentes de corte.

En cada programación semanal el OED informará la determinación realizada de la potencia horaria máxima requerida como reserva instantánea.

El criterio de cálculo de la potencia horaria máxima requerida para el SRI a detallar en el PTSRI deberá considerar que la salida de servicio en forma intempestiva de la unidad generadora de mayor potencia que se encuentre generando no produzca la acción de los relés del Esquema de Alivio de Cargas.

La potencia máxima requerida será calculada por el OED como la diferencia entre la potencia perdida ante la Contingencia de Referencia, siendo inicialmente ésta la definida en el párrafo precedente, y la máxima pérdida que puede aceptar el sistema eléctrico sin que la frecuencia llegue al primer nivel de corte del Esquema de Alivio de Cargas.

5. PRESENTACION DE LAS OFERTAS POR LOS AGENTES HABILITADOS

Los agentes habilitados para el SRI enviarán al OED, con la anticipación prevista en el PTSRI, sus ofertas semanales, consistentes en:

- Nodo equivalente de corte donde se ubica su reserva instantánea;
- Potencia en reserva instantánea ofertada cada hora, modificable diariamente;
- Precio ofertado para cada hora;

Las centrales de bombeo podrán especificar un precio máximo de la energía en el MEM para el cual mantienen sus ofertas.

Opcionalmente podrán ofertar un precio por defecto para el servicio, que no debe superar al PRECIO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA. Toda semana que no realicen una oferta, el OED deberá asumir el precio por defecto informado. El precio por defecto podrá ser modificado mensualmente.

5.1. OFERTAS DE GRANDES USUARIOS

La potencia afectada al SRI será descontada de la obligación de participación del Gran Usuario en el Esquema de Alivio de Cargas previsto en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS. Tal descuento será progresivo a partir del primer escalón, hasta agotar dicha potencia.

5.2. OFERTAS DE AGENTES O PARTICIPANTES EXPORTANDO MEDIANTE ESTACIONES CONVERSORAS

El oferente podrá discriminar la potencia ofertada cortar para cada día de la semana.

La potencia afectada al SRI será descontada de la obligación de participación de la estación conversora en el esquema de alivio de cargas previsto en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS.

5.3. OFERTAS DE CENTRALES DE BOMBEO

Las ofertas deberán indicar la Potencia máxima que ofrece al SRI, la cual deberá corresponder a:

a) la potencia media mensual prevista por el OED en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral para el trimestre en curso en caso de bombeo económico o

b) la potencia operada cada hora en la o las bombas de la central en caso de operación simultánea de bombeo y generación. En ambos casos la potencia podrá ser discriminada para cada día de la semana.

Cada día las centrales de bombeo que ofrezcan el SRI deberán informar al OED su programa de bombeo y generación si su oferta fuera aceptada.

Una Central de Bombeo puede participar en el MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA de DOS (2) formas:

a) cuando está despachada económicamente, recibiendo un pago fijo complementario a la remuneración por potencia;

b) adicionalmente, cuando sin estar despachada económicamente ha instalado el equipamiento necesario al efecto y compite por el servicio ofertando la operación simultánea de bombeo y turbinado por un precio igual o menor al PRECIO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA.

5.3.1. CENTRALES EN BOMBEO ECONOMICO

En este caso la remuneración mensual complementaria por instalar el equipamiento requerido para la desconexión y por prestar el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) será un valor fijo de CERO COMA CINCUENTA DOLARES ESTADOUNIDENSES por KILOVATIO - MES (0,50 US$/kW - mes).

Para determinar el monto mensual a asignar a la central por este concepto, se deberá multiplicar la remuneración fija establecida en el párrafo precedente por la potencia media disponible en condiciones de

bombear de manera económica. Este último valor se define como la potencia disponible media mensual para el bombeo, afectada por un factor que refleja la expectativa máxima media de bombeo económico. Inicialmente este último factor se establece igual al DIEZ POR CIENTO (10%), considerando los registros de bombeo económico de los últimos años. En el Procedimiento Técnico para el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (PTSRI) a elaborar, el OED deberá fijar el criterio para determinar la disponibilidad de la bomba para el SRI, debiendo considerar el efecto las restricciones técnicas de la central y las de transporte.

5.3.2. CENTRALES EN OPERACIÓN SIMULTÁNEA DE BOMBEO Y GENERACIÓN

Estas centrales recibirán por la prestación del servicio el precio de corte del MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA.

5.4. ORDEN DE MÉRITO DE LAS OFERTAS

El OED ordenará las ofertas recibidas por precios crecientes, estableciendo como precio horario del SRI el correspondiente a la oferta cuya potencia ofertada, acumulada a la correspondiente a las más económicas, iguale a la potencia máxima requerida. En caso que la potencia total ofertada sea inferior a la potencia máxima requerida, el precio será el PRECIO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA.

Además, para definir las unidades que aportarán el SRI, el OED tendrá en cuenta que, ante igualdad de precios ofrecidos, la selección se realizará con los siguientes criterios:

Se seleccionarán primero los grandes usuarios, ordenados por mayor a menor potencia ofertada;

Posteriormente se seleccionarán las ofertas de las estaciones conversoras, de mayor a menor potencia ofertada;

En último término se considerarán las ofertas de las centrales de bombeo.

Para las centrales de bombeo se deberá verificar las horas de operación en que el precio de la energía en el MEM está por debajo del precio máximo aceptado para prestar el servicio.

Una vez seleccionadas las propuestas, el OED informará a los agentes sobre las ofertas aceptadas y rechazadas.

5.5. ASIGNACION ANTE DEFICIT DE OFERTA DE SRI

Cuando la oferta de SRI sea insuficiente para cubrir el requerimiento, se estará en una condición de déficit de SRI. En estas situaciones, en caso de que existan Grandes Usuarios que por sus características de consumo pudieran ofertar una Reserva Instantánea de volumen y compromiso variable a lo largo de la hora (por ejemplo, grandes acerías) se podrá asignar este tipo de ofertas para procurar disminuir el déficit de SRI.

La remuneración y el control de cumplimiento de compromiso de este tipo de oferta se realizará considerando la oferta realizada, el consumo real registrado a lo largo de la hora y la demanda informada como ininterrumpible por el Gran Usuario.

Balance = MIN (Oferta SRI, Dem. Total – Dem. Ininterrumpible)

Integrando a lo largo de la hora este balance se obtendrá el volumen de energía a remunerar al precio del SRI. En caso de producirse un evento de subfrecuencia que requiera la actuación del SRI, se verificará el cumplimiento de su compromiso en función del balance en ese instante.

6. PRECIO POR SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI).

6.1. PRECIO MENSUAL POR SERVICIO DE RESERVA INSTANTÁNEA (SRI).

El costo del SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) destinado a evitar o disminuir la producción de Energía No Suministrada (ENS) resultante de la operación del Esquema de Alivio de Cargas es atribuible a los requerimientos de potencia en el MEM.

Al finalizar cada mes "m", el OED debe calcular para cada intervalo Spot los costos totales del Servicio. El valor denominado Monto Mensual del Servicio MONSRIm ($), se calcula mediante la integración de los costos registrados en cada intervalo Spot.

Al finalizar el mes "m", el OED debe calcular el Precio Mensual del Servicio de Reserva Instantánea (PMESSRI), dividiendo la remuneración total para el mes (MONSRI) por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia en el Mes (REQMAX) de todos los Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores "j" multiplicado por su Factor de Adaptación.

$$\mathbf{PMESSRI^{m}(\$/MWmes)} = \frac{\mathbf{MONSRI^{m}}}{\sum \mathbf{j}\left(\mathbf{REQMAX^{mj}} \times \mathbf{FAj}\right)}$$

6.2. PRECIO ESTACIONAL POR SERVICIO DE RESERVA INSTANTÁNEA.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe calcular la Remuneración por el Servicio de Reserva Instantánea a asignar al primer trimestre "t" del período, para ello debe evaluar los siguientes conceptos:

- La suma de los Montos Mensuales por Servicios (SRIMES) registrados en los TRES (3) meses comprendidos entre el último mes del trimestre segundo anterior al trimestre a programar (t-2) y el segundo mes del trimestre anterior al trimestre a programar (t-1).

$$\mathbf{SRIMES^{t}(\$)} = \sum_{\mathbf{m}} \mathbf{MONSRI^{m}}$$

  siendo "m" los meses comprendidos entre mi-4 y mi-2, donde "mi" es el primer mes del trimestre "t".
- El saldo previsto, en el Fondo de Apartamiento del Servicio de Reserva para Calidad de Suministro (FONSRI) al comienzo del siguiente Período Trimestral, resultado de la metodología descripta en el punto 6.4.

Con estos valores, debe determinar el valor unitario correspondiente al MW mes para los siguientes conceptos.

- El valor unitario por Servicio de Reserva Instantánea (UNISRI), calculado dividiendo los Montos Mensuales por Servicios (SRIMES) por la suma de la potencia declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador "j" del MEM en cada mes del trimestre, afectadas por su Factor de Adaptación.

$$\mathbf{UNISRI^{t}(\$/MWmes)} = \frac{\mathbf{SRIMES^{t}}}{\sum_{\mathbf{m}} \sum_{\mathbf{j}} \left(\mathbf{PDECL^{mj}} \times \mathbf{FA_{j}}\right)}$$

  siendo "m" los meses del trimestre "t".
- El valor unitario del saldo previsto en el Fondo de Apartamiento del Servicio de Reserva para Calidad de Suministro (UNIFONSRI), calculado dividiendo el saldo previsto en el Fondo de Apartamiento del Servicio de Reserva para Calidad de Suministro (FONSRI), con signo inverso, por la suma de la potencia declarada por los Distribuidores "jj" del MEM en cada mes "m" del trimestre afectadas por su factor de adaptación.

$$\mathbf{UNIFONSRI^{t}(\$/MWmes)} = \frac{\mathbf{FONSRI}}{\sum_{\mathbf{m}} \sum_{\mathbf{jj}} \left(\mathbf{PDECL^{m}jj} \times \mathbf{FAjj}\right)}$$

El OED debe calcular el Precio Estacional por Servicio de Reserva Instantánea (PESTSRI) sumando los valores unitarios calculados.

$$PESTRI^{t}(\$/MWmes) = UNISRI^{t} + UNIFONSRI^{t}$$

6.3. CARGO MENSUAL POR SERVICIO DE RESERVA INSTANTÁNEA.

Al finalizar cada mes "m", el OED debe calcular el Cargo por Servicio de Reserva Instantánea (CARGOSRI) correspondiente a cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" multiplicando el Precio por Servicio de Reserva Instantánea que corresponda, Precio Estacional para Distribuidores y Precio Mensual para Grandes Usuarios y Autogeneradores, transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación por su Requerimiento Máximo de Potencia en el Mes (REQMAX):

Para"j" Distribuidor,

$$CARGOSRIm\,j(\$) = REQMAX^{mj} \times PESTSRI^{t} \times FAj$$

Para "j" Autogenerador o Gran Usuario,

$$CARGOSRI^{mj}(\$) = REQMAX^{mj} \times PMESSRI^{m} \times FAj$$

6.4. FONDO DE APARTAMIENTO DEL SERVICIO DE CALIDAD DE SUMINISTRO

Al finalizar cada mes el OED debe calcular la diferencia entre lo asignado como cargo a los agentes por compra de servicio de reserva instantánea, y lo asignado como remuneración a los agentes habilitados por venta de reserva instantánea.

Este monto, ya sea positivo o negativo, se acumulará en el Fondo de Apartamiento del Servicio de Reserva para Calidad de Suministro.

Para el cálculo del correspondiente Precio por Servicio de Reserva Instantánea, se transferirá el saldo FONSRI de un Periodo Trimestral al siguiente trimestre en su totalidad.

6.5. ASIGNACIÓN AL PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio del SRI en el MEM a la tarifa a usuarios finales de distribuidores, se modificará la ecuación para la determinación del Precio de Referencia de la Potencia para un Distribuidor "j" ($POTREFt,aj) en un período trimestral "t" del año "a" indicado en el punto 2.13. 1 del Capítulo 2 de LOS PROCEDIMENTOS, resultando así:

$$\$POTREF^{t,aj}(\$/MWmes) = \left(PMESBAS^{t,a} \times RELI^{t,aj} + PESTRES^{t,a} + PESTSER^{t,a} + PESTSRI^{t,a}\right) \times FA^{t,aj}$$

siendo los términos los indicados en dicho punto 2.13.1, a excepción del PESTSRI t,a que se define en el punto 6.2 del presente.

7. INCUMPLIMIENTOS

7.1. INCUMPLIMIENTOS EN LA PRESTACIÓN DEL SRI

En el Procedimiento Técnico para el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (PTSRI) se establecerán los procedimientos a seguir en el caso en que una contingencia en el sistema eléctrico produzca una reducción de la frecuencia a un valor tal que hubiera debido desconectarse la demanda asignada al servicio de reserva instantánea de uno o más agentes habilitados, y esta desconexión no se hubiera producido, o hubiera sido de sólo parte de la potencia comprometida.

En caso de verificarse que el incumplimiento es atribuible al agente habilitado, éste deberá pagar una multa igual a:

- Para el primer incumplimiento, la multa será equivalente a la remuneración percibida en los últimos CUARENTA Y CINCO (45) días por este concepto;
- Para el segundo incumplimiento, la multa será equivalente a la remuneración percibida en los últimos NOVENTA (90) días por este concepto.
- A partir del tercer incumplimiento, el agente perderá por UN (1) año su habilitación para prestar el SRI.

En caso de suministrarse cortes inferiores a lo comprometido, el OED deberá contemplar la aplicación de penalizaciones proporcionales al corte no efectuado.

Para la verificación de incumplimientos, se adoptará una tolerancia de CERO COMA CERO CUATRO (0,04) Hertz.

Los montos recolectados por las multas aplicadas se destinarán a la cuenta de Servicio de Reserva para Calidad del Suministro.

7.2. INCUMPLIMIENTO DE GUMAS QUE NO ADHIRIERON AL SRI.

En el caso de un GUMA que hubiere optado por no recibir los beneficios del SRI, y ante un incumplimiento del compromiso de corte definido en el apartado 9 del presente Anexo, ello implicará la pérdida de su condición, debiendo pasar a pagar por el Servicio a partir del mes en que hubiere incumplido y hasta tanto demuestre estar en condiciones de poder cumplir con dicho compromiso a satisfacción del OED.

8. RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO

Cuando se produzca un evento en el SADI que produzca la desconexión de demanda por acción de los relés del Esquema de Alivio de Cargas y de los RELES PARA RESERVA INSTANTANEA, sedará prioridad en el restablecimiento del servicio a aquella demanda que no esté afectada al SRI.

9. PARTICIPACION DE LOS GRANDES USUARIOS

Los Grandes Usuarios podrán optar por no recibir los beneficios del SRI, en cuyo caso deberán tener sus relés del Esquema de Alivio de Cargas preparados para desconectar no menos de un DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda en un escalón de corte fijado en un nivel intermedio entre el nivel de frecuencia establecido para el SRI y el correspondiente al primer escalón absoluto del Esquema de Alivio de Cargas. Inicialmente ese valor se fija en CUARENTA Y NUEVE HERTZ CON TRES DECIMOS (49.3 Hz), debiendo en cualquier caso mantenerse el fichado por debajo del nivel establecido para el SRI, con una frecuencia no menor a CERO COMA UN HERTZ (0,1 Hz).

La tolerancia a respetar en la evaluación de este corte será de CERO COMA CERO CUATRO HERTZ (0,04 Hz).

Los Grandes Usuarios que hayan optado por no recibir los beneficios del SRI no pagarán el Cargo mensual por SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA indicado en el punto 6.3 del presente Anexo.

P.T. 1: ESTUDIOS REQUERIDOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD DE ACCESO y AMPLIACIONES AL SISTEMA DE TRANSPORTE

1. OBJETIVO

Para cumplir con el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Anexo 16 de LOS PROCEDIMIENTOS), la solicitud presentada por el Usuario debe contener estudios del Sistema de Transporte para el acceso a la capacidad de transporte existente por el ingreso de potencia adicional, así como para las ampliaciones, ya sean por acuerdo entre partes como por concurso público.

El objetivo del presente procedimiento técnico es especificar los estudios que deben realizar un Agente, o grupo de Agentes, para el acceso a la capacidad de transporte existente del Sistema, y sus ampliaciones, de acuerdo a lo indicado en las reglamentaciones vigentes.

Estos estudios deben verificar:

- El funcionamiento estático del sistema.
- Los límites de transporte de los sistemas de transmisión.
- El funcionamiento ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos ante diferentes perturbaciones y maniobras.

Toda ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal, y de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte en lo que a Generadores y Distribuidores se refiere, deberá ser analizada en el marco de las reglamentaciones de acceso a la capacidad de transporte existente en lo que respecta a su conexión e influencia sobre el sistema existente.

Dentro de este marco CAMMESA debe:

- Verificar que las Bases de Datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuadas.
- Verificar que los estados y escenarios analizados sean los requeridos.
- Verificar que los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema, y de las consecuencias de la conexión y/o la ampliación sobre el mismo.
- Producir un informe técnico, que además de difundir las conclusiones de los estudios incluya las observaciones que correspondan, detalle las afectaciones que se producirán en los Sistemas de Transporte, en el SADI en su conjunto, o a algunos agentes en particular.

2. INTRODUCCIÓN

Al conectarse una nueva generación o demanda en el SADI, o realizarse una ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte, debe verificarse que este ingreso no producirá efectos adversos en el sistema. Debe analizarse para:

- El ingreso de generación adicional:
    - si reduce la capacidad de transporte del sistema
    - si produce sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipamientos existentes.
    - si reduce la calidad de servicio del sistema existente
    - si incrementa los costos de operación del sistema, es decir, si introduce restricciones que ocasionan mayores costos de operación y mantenimiento incluyendo la energía no suministrada, que los ahorros que produce su ingreso.
- El ingreso de nuevas demandas
    - si lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos, de cumplir los usuarios con el cos fi tolerado para la demanda prevista.

  - si introduce sobrecargas que puedan conducir a cortes de carga.
  - si introduce perturbaciones superiores a los niveles establecidos en las normas vigentes (armónicas, flicker, variaciones bruscas de carga, etc.)
- Una ampliación:
  - si produce sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito u otros efectos que puedan afectar al equipamiento existente.
  - si reduce la calidad de servicio del sistema existente.
  - si incrementa los costos de operación y mantenimiento, incluyendo ENS del sistema, es decir, si introduce mayores costos que los ahorros que produce su ingreso.
  - si lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos, de cumplir los usuarios con el cos fi tolerado para la demanda prevista.
  - si introduce sobrecargas que pueden conducir a cortes de carga.

Se definen tres etapas con diferentes requerimientos de estudios para la conexión al sistema de transporte:

Etapa 1. Acceso a la capacidad de transporte y ampliaciones.

Esta etapa es la requerida para que el ENRE pueda autorizar el acceso a la capacidad de transporte existente o su ampliación. También incluye la definición básica de las instalaciones y de los equipamientos de control requeridos.

Etapa 2. Diseño técnico de detalle.

En esta etapa, posterior a la aprobación del ENRE, y previa a la puesta en servicio, se deberán realizar los estudios necesarios para definir en detalle las características del equipamiento a instalar, el que deberá ser aprobado por el transportista en el marco de lo establecido por el ENRE, Los Procedimientos y la Licencia Técnica. De existir condiciones que afecten el funcionamiento del sistema en su conjunto, o de algunos agentes en particular, deberá ser evaluado por CAMMESA.

En esta etapa se deben definir los requerimientos de equipamiento de control y recursos estabilizantes, así como los de las instalaciones de arranque en negro y formación de islas.

Etapa 3. Diseño y optimización de los sistemas de control.

En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control de los generadores, sistemas de estabilización, características de excitación. curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar la calidad de servicio del SADI. Estos deberán ser aprobados por la Transportista en Alta Tensión, Distribución Troncal y/o por los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte y CAMMESA

3. ESTUDIOS REQUERIDOS

Se establecen cuáles son las características de los estudios de funcionamiento del sistema de potencia requeridos para la incorporación de un nuevo equipamiento, para cada una de las etapas enumeradas.

Los estudios deben ser realizados con programas de cálculo y/o simuladores analógicos utilizando modelos adecuados y reconocidos para el fin establecido.

Se considera que un programa es reconocido si es utilizado habitualmente en nuestro país para estudios operativos o si, de no serlo, se presenta una descripción técnica detallada de sus características y metodología de cálculo. El responsable técnico del estudio deberá avalar que tal modelo cumple con lo especificado y que los datos y sus resultados han sido verificados.

Se deberán adjuntar con el estudio todos aquellos datos que no sean los directamente obtenidos de la Base de Datos de CAMMESA.

Los datos y modelos específicos entregados por el usuario son considerados un compromiso que será utilizado para la comprobación de los estudios y deberán representar razonablemente los parámetros del equipamiento que se instale para mantener su vigencia.

Los datos del Sistema para realizar estudios de Flujos de Potencia, Cortocircuitos, Estabilidad Transitoria y Transitorios Electromagnéticos se podrán obtener de las Guías de Referencia de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y/o Distribución Troncal y las de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte y de la Base y las Programaciones Estacionales elaboradas por CAMMESA. En caso de requerirse información adicional, se deberá realizar un relevamiento directo de las Empresas propietarias de los equipamientos. Se deberán incluir todas aquellas ampliaciones y/o incorporaciones que tuvieran autorización del ENRE

Los estudios presentados podrán ser ajustados por el solicitante, regulando el detalle desarrollado en función del objetivo requerido.

3.1. ETAPA 1 - ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y AMPLIACIONES

Si el ingreso de potencia adicional, sea generación o demanda, o una ampliación en el Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte produce una modificación de las potencias transportadas, para cumplir con el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Anexo 16 de LOS PROCEDIMIENTOS), la solicitud presentada debe contener:

- Estudios de flujos de cargas.
- Cortocircuito.
- Estabilidad Transitoria, con modelos estándar para los equipos a instalar y detallado para los actuales y definición de la necesidad o no de equipamientos adicionales de control.
- Requerimientos del Transporte

3.2. ETAPA 2 - DISEÑO TÉCNICO DE DETALLE

Se deberán realizar los estudios requeridos por el Transportista en Alta Tensión, Distribución Troncal y por los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte para la definición y el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección. Por ejemplo, cuando se adicione equipamiento que pueda incrementar las solicitaciones electromagnéticas del sistema existente, deberán realizarse estudios de transitorios electromagnéticos que justifiquen que no se afectará a dicho sistema, o definan los equipamientos de protección necesarios.

Se deberán realizar además los estudios necesarios para definir los requerimientos del equipamiento de control y recursos estabilizantes, necesidad de instalaciones de arranque en negro y para formación de islas y limitación de perturbaciones a la tensión (Estudios de Pequeñas Perturbaciones, Estudios de Transitorios Electromagnéticos, Estudios detallados de Estabilidad Transitoria). Los estudios requeridos deberán ser coordinados por CAMMESA.

3.3. ETAPA 3 - DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

En esta etapa, dependiendo del proyecto, se deben realizar los estudios para el ajuste del equipamiento de control y recursos estabilizantes:

- Estudios de pequeñas perturbaciones (evaluación del amortiguamiento).
- Estudios para el ajuste de los equipos limitadores de perturbaciones introducidas en la tensión (Flicker, armónicos, variaciones bruscas de carga, etc.)
- Estudios detallados de estabilidad transitoria.
- Estudios para el ajuste de los reguladores de tensión y velocidad.
- Estudios para el ajuste de instalaciones para el arranque en negro y la formación de islas.

3.4. ESCENARIOS

Los estudios correspondientes a la etapa 1 deberán ser realizados, para aquellos estados que se presenten, con el parque de generación, la demanda y los sistemas de control asociados al momento previsto de conexión al Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte, o entrada en servicio de la ampliación.

Se deberán además realizar análisis complementarios para escenarios previsibles correspondientes a etapas posteriores al ingreso que permitan detectar las limitaciones que puede producir la propuesta presentada,

Los despachos típicos con sus respectivos flujos de carga para cada uno de los años que fija la reglamentación para situaciones previsibles de máxima exigencia del Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (máximas y mínimas minimorum, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia del sistema de transporte, restricciones, etc.), se obtendrán de la Guía de Referencia, con las actualizaciones de la Programaciones Estacionales y los periódicos informes de nuevas incorporaciones producidos por CAMMESA .

Los estudios a realizar para cada una de las etapas deberán reflejar las modificaciones que la nueva generación o demanda o ampliación producen en el Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte.

Para aquellos estudios correspondientes a las etapas 2 y 3, los agentes deberán solicitar a CAMMESA la confirmación de los estados y escenarios a analizar.

3.5. CUADRO INDICATIVO

El siguiente cuadro es indicativo de los estudios requeridos para cada etapa

		Tipo de Instalación		
Etapa	Tipo de Estudio	Ingreso de Generación	Ingreso de Demanda	Ampliación Transporte
1	Flujo de Cargas	Si	Si	Si
1	Cortocircuitos	Si		Si(1)
1	Estabilidad Transitoria	Si	Si(2)	Si(2)
1	Requerimientos Transporte	Si	Si	Si
2 y/o 3	Transitorios Electromagnéticos	Si	Si(3)	Si
2 y/o 3	Detallados Estabilidad Transitoria	Si(2)	Si(2)	Si(2)
2 y/o 3	Instalación de Arranque en Negro	Si	---	---
2 y/o 3	Formación Islas	Si	Si(4)	---
2 y/o 3	Ajuste de Reguladores	Si	---	---
2 y/o 3	Pequeñas Perturbaciones	Si	---	---

(1) Si modifica la configuración del Sistema de Transporte

(2) Cuando se producen sensibles modificaciones a la potencia o energía transportadas

(3) Cuando introduzcan perturbaciones en la tensión (Flicker, armónicos, variaciones bruscas de carga, etc.)

(4) Cuando la magnitud de la nueva demanda lo requiera

4. DESCRIPCIÓN DE LOS ESTADOS A ANALIZAR Y MODELOS A EMPLEAR

Los estudios que se realicen en cada caso deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

4.1. ESTUDIOS ELÉCTRICOS EN RÉGIMEN PERMANENTE

4.1.1. FLUJOS DE CARGA

Cuando se trate de ingreso de nueva generación o demanda, o se realice una ampliación del sistema de transporte, se deberán realizar estudios de flujos de carga.

Se tomarán como base los flujos de carga de máxima y de mínima demanda de la Guía de Referencia, con actualizaciones de ser necesario, de los periódicos informes de nuevas incorporaciones producidos por CAMMESA, tanto para el acceso al Sistema de Transporte en Alta Tensión como para el de Distribución Troncal y los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte.

En base a éstos se deben realizar estudios en condiciones críticas en relación a la incorporación de las nuevas instalaciones, tanto para máxima como para mínima demanda. De estos flujos de carga se deben verificar la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos de acuerdo a lo especificado en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS (Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva).

Este estudio debe incluir el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición N -1), o sea con elementos serie o de compensación fuera de servicio, analizando los estados que sean más exigentes para el sistema.

Cuando existan contingencias múltiples de alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema ante la ocurrencia de los mismos (por ejemplo en zonas de ocurrencia de tornados).

Deberán analizarse las condiciones de máximo requerimiento del transporte para los escenarios elegidos

4.1.2. CORTOCIRCUITOS

Cuando se trate de ingreso de nueva generación, tanto al Sistema de Transporte en Alta Tensión como al Sistema de Transporte por Distribución Troncal o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte, o de instalaciones que modifiquen la configuración de dichos sistemas de transporte, se deben realizar cortocircuitos trifásicos y monofásicos en los puntos de la red que se consideren más críticos en función de la nueva incorporación.

Se verificará que en ninguna estación de la red se superen los niveles de potencia de cortocircuito de diseño.

Se deberá indicar cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito por efecto de la inserción de la nueva obra.

Deberá analizarse la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

4.1.3. EQUIVALENTES

En las áreas lejanas a la incorporación se podrán utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos de manera tal que muestran un comportamiento aceptable para el tipo de estudios de que se trata.

4.1.4. DATOS

Se deberán consignar el valor y la calidad de los datos empleados en cuánto a su origen (estimados, del fabricante, calculados, de la Guía de Referencia, etc)

4.2. ESTUDIOS DE TRANSITORIOS ELECTROMECÁNICOS

En caso de ingreso de generación y/o demanda o ampliaciones al Sistema de Transporte en Alta Tensión, o cuando, de tratarse de incorporaciones al Sistema de Transporte por Distribución Troncal o de conexiones de nuevos equipamientos, se produzcan modificaciones de importancia en las potencias y/o energías transmitidas, deberán realizarse estos estudios de transitorios electromecánicos de acuerdo a:

4.2.1. REQUISITOS MÍNIMOS PARA EL MODELO A UTILIZAR

- Demanda: Deberá modelar la sensibilidad a variaciones de frecuencia y de tensión.
- Generadores: Deberán modelarse de acuerdo a su potencia:
    - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores ó iguales a 100 MVA y para la máquina a instalar, usarán modelos de 5º y 6º orden. (se debe poder incluir el efecto de los arrollamientos amortiguadores).
    - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias 10 MVA < Sn < 100 MVA se podrá modelar con 3º y 4º orden.
    - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias menores ó iguales a 10 MVA se podrá modelar, para las de áreas cercanas a la de la incorporación, en igual forma que las anteriores (3º y 4º orden), y para las restantes se podrá utilizar el modelo Clásico (de 2º orden) o hacer el balance con la demanda.

- Reguladores de Tensión:
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores ó iguales a 100 MVA ya instaladas, modelar el regulador de la Guía de Referencia (incluyendo alinealidades); y para la máquina a instalar, modelar el regulador de acuerdo a los datos suministrados por el nuevo Agente.
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias menores a 100 MVA se deberá modelar igual que en el caso anterior si están en la misma área de la máquina analizada. Para las restantes se podrá omitir este modelado.
  - Para las máquinas cuyos modelos de reguladores no se encuentran en la Guía de Referencia, deberá adoptarse algún modelo, o aquellos suministrados por el generador, que aproximen los datos que se informan en dicha Guía de Referencia. En todos los casos se suministrarán todos los datos del modelo y criterio adoptados, así como de su comportamiento.
  - Para las máquinas, o equivalentes de máquinas similares, que tengan estabilizador habilitado, este deberá ser modelado.
- Reguladores de Velocidad y Turbinas:
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores ó iguales a 100 MVA ya instaladas, modelar el regulador de la Guía de Referencia.(incluyendo alinealidades); y para la máquina a instalar, modelar el regulador de acuerdo a los datos adoptados por el Agente.
  - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias menores a100 MVA se deberá modelar igual que en el caso anterior si están en la misma área de la máquina analizada. Para las restantes, excepto para estudios de transitorios de frecuencia, se podrá omitir este modelado.
  - Para las máquinas cuyos modelos de reguladores no se encuentran en la Guía de Referencia, deberá adoptarse algún modelo, o aquellos suministrados por el generador, que aproximen los datos que se informan en dicha Guía de Referencia. En todos los casos se suministrarán todos los datos del modelo y criterio adoptados, así como de su comportamiento.

4.2.2. EQUIVALENTES

Se podrán utilizar equivalentes que sean adecuados y reconocidos de manera tal que su uso no modifique el comportamiento del sistema en los casos que se van a analizar.

4.2.3. DATOS

Se deberán indicar la calidad de los datos en cuánto a su origen (estimados, del fabricante, se calcularon, de la Guía de Referencia, etc.)

4.2.4. ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Deben representarse los esquemas adoptados en la Guía de Referencia

- Desconexión Automática de Generación.
- Resistores de Frenado
- Desconexión o conexión de reactores
- Puenteado de capacitores serie
- Control de subfrecuencia
- Desconexión de generación por sobre/subfrecuencia
- Interdisparos
- Fast Valving

4.2.5. SIMULACIÓN DE FALLAS Y PERTURBACIONES

Las fallas, criterios de calidad, etc., a aplicar en los estudios, deberán cumplir con lo indicado en el Anexo 16 de "LOS PROCEDIMIENTOS" (Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión)

Las fallas que se apliquen en las simulaciones deberán adoptarse en base a los criterios para operación dinámica del Anexo 16, incluyendo además otras perturbaciones que definan límites en la operación real, cuando esto pudiera tener efectos sobre la calidad de servicio.

Se deberán simular las fallas más exigentes para el mantenimiento de la estabilidad del sistema para los escenarios elegidos

De ser evidente o demostrable un efecto no significativo en el comportamiento dinámico del sistema ante determinadas perturbaciones, se podrá relevar al solicitante de la realización de algunos estudios.

4.2.6. TIEMPOS DE SIMULACIÓN

Para estabilidad transitoria:	Mínimo = 3 segundos.
Evaluación de amortiguamiento pos-falla	Mínimo = 10 segundos.

Se considera como amortiguamiento aceptable, una relación de atenuación entre 2 picos sucesivos a partir de la 3º oscilación (entre el pico de la 3º y el pico de la 4º), A2/A1 < ó = 0,75

4.3. ESTUDIOS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

Cuando se presenten situaciones que puedan afectar la aislación del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de protección o los tiempos de actuación de los sistemas de protección, se deberán realizar estos estudios de transitorios electromagnéticos.

Los estudios de transitorios electromagnéticos deben permitir identificar solicitaciones extremas para el equipamiento que impongan pautas de diseño para la especificación de nuevos equipamientos y/o verificar que una incorporación o modificación del sistema no conduzca a la superación de límites admisibles del equipamiento existente o no provoque un comportamiento anómalo en el sistema.

Se deberá utilizar un escenario básico elegido como el más exigente dentro de los siguientes años a partir de la entrada en servicio de la obra. Cuando aparezcan modificaciones importantes previstas en el SADI deberán analizarse escenarios adicionales para cada una de ellas.

4.3.1. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO

Elementos de cálculo

Deberá indicarse como se han modelado todos los componentes del sistema de potencia involucrados, y la metodología de cálculo y/o herramienta de simulación empleada.

- **Demanda**: Se deberá especificar la composición activa y reactiva del modelo de la carga y los porcentajes de cada tipo. (por ejemplo Z = Cte., I = Cte., etc.) .
- **Generadores**:
  - En los casos de energizaciones de líneas y transformadores, estudios de arco secundario (análisis de pocos ciclos) se podrá utilizar un modelado de reactancia constante y fem. constante detrás de la misma.
  - Cuando se requiera un período mayor (P.E. pérdida de carga) las máquinas eléctricamente cercanas a la incorporación deberán modelarse como mínimo de 3º orden y representar los arrollamientos amortiguadores para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias Sn >100 MVA y para la máquina a instalar.
  - Para máquinas de 10 MVA < Sn < 100 MVA y/o lejanas a la nueva generación, se podrán representar con modelos de 3º orden o realizar equivalentes de generación con esa representación mínima.
  - Para simulaciones de transitorios de una duración mayor, puede resultar necesario utilizar una representación más detallada del generador.

- **Transformadores**: Deberán conocerse y/o calcularse sus datos característicos, el tipo de conexión de sus arrollamientos y datos de secuencia inversa y homopolar, así como curvas de magnetización y saturación. Para un transformador que es parte de una red remota, o análisis de baja frecuencia (pocos kHz), bastará representarlo con la impedancia de dispersión de secuencia positiva y cero. Para más

altas frecuencias, hasta el orden de los 20 kHz, es necesario incorporar al modelo las capacidades entre terminales y a tierra del transformador. Para estudios de transitorios de frecuencias muy altas en una subestación (descargas atmosféricas) debe modelárselo con una capacitancia a tierra.

- **Interruptores**: Se deberán conocer sus tiempos de actuación y el tipo de que se trata, así como el valor de resistores para maniobra. Para los estudios de dimensionamiento deberán atenerse a lo establecido en la norma IEC 56.
- **Descargadores**: Se deberán suministrar el tipo de que se trata y las curvas I/V correspondientes a las diferentes formas de ondas estándar y la capacidad de disipación de energía de los descargadores considerados
- **Líneas**: Se representarán con sus parámetros de secuencias directa, inversa y homopolar, con los valores especificados en la Guía de Referencia. Para los estudios que involucren la presencia de altas frecuencias, como en el caso de energización de líneas y apertura de interruptores es necesario representar las líneas cercanas con sus parámetros de secuencia en función de la frecuencia.
- **Reactores de Línea y/o Neutro**: Deberán conocerse sus datos de impedancia de secuencia directa, inversa y homopolar, así como las curvas de magnetización y saturación.
- **Arco**: Se lo debe modelar de la forma más adecuada posible, por ejemplo como resistencia alineal.
- **Capacitores Serie**: Se deberán conocer sus datos de impedancia de secuencia directa, inversa y homopolar, así como los parámetros de los equipamientos de actuación para su protección, desconexión o inserción y tiempos de actuación de los explosores y sus características, si los hubiese.

4.3.2. EQUIVALENTES

En las áreas lejanas a la incorporación se podrán utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores que tengan un comportamiento frecuencial aceptable para el tipo de estudios de que se trata.

4.3.3. DATOS

Se deberán consignar el valor y la calidad de los datos empleados en cuanto a su origen (estimados, del fabricante, calculados, de la Guía de Referencia, etc.)

4.4. REQUERIMIENTOS DEL TRANSPORTE

Se deberán presentar los requerimientos de ingreso / egreso de potencia y energía adicional del sistema de transporte, por efecto de la nueva generación o demanda o ampliación, calculados por período estacional semestral para los primeros 4 años siguientes a la entrada en servicio de la obra y estimados para los subsiguientes 6 años.

Si la solicitud de acceso a la capacidad de transporte es de un generador térmico, tendrá que suministrar las restricciones operativas, el mantenimiento programado previsto, la tasa de falla forzada de los grupos, las opciones de consumo de los diferentes combustibles, rendimientos energéticos, consumo propio, precios y disponibilidad de combustibles para su consumo.

Para el caso de un generador hidráulico, deberá suministrar las correspondientes a las crónicas de aportes, curva cota - volumen - rendimiento, las restricciones operativas y de cuenca, el mantenimiento programado, la tasa de falla forzada de los grupos, los tipos de usinas hidráulicas y características de las mismas.

P.T. 2: HABILITACIÓN PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICIÓN EN NODOS DEL MEM

1. OBJETIVO

- Especificar el procedimiento para la Habilitación Comercial del instrumental de un Nodo SMEC de acuerdo con lo previsto en el Anexo 24.1 de Los Procedimientos.
- Determinar la documentación a proveer.
- Establecer el procedimiento de verificación de la medición y registro in-situ, circuitos y equipos asociados, contemplando las comunicaciones hasta el Centro Recolector (CR) asignado, incluyendo el equipamiento y los programas necesarios para la adquisición y el procesamiento de la información en el CR.
- Definir la mecánica de verificación de la funcionalidad del esquema de respaldo del sistema.

2. ALCANCE

Aplica a las instalaciones de medición afectadas al Sistema de Medición Comercial SMEC, y su esquema de respaldo, en el marco de derechos y obligaciones definidas en el Anexo 24-1 de Los Procedimientos.

3. DEFINICIONES

Ver Anexo 24.1 de Los Procedimientos y Procedimiento Técnico N° 14. (P.T.N°14)

4. AGENTES INTERVINIENTES EN LA HABILITACIÓN

Los agentes que pueden intervenir en la habilitación son:

a) El Agente responsable del equipamiento, de acuerdo a lo indicado en el Anexo 24-1 de "Los Procedimientos...".

b) El o los Agentes Interesados en el nodo.

c) CAMMESA o el Contratista de Tareas Complementarias.

5. PROCEDIMIENTO

5.1. SOLICITUD DE HABILITACIÓN

El responsable del equipamiento de medición deberá presentar a CAMMESA una solicitud de Habilitación Comercial del equipamiento SMEC.

Previamente deberá cumplimentar con todos los requisitos señalados en el P.T.N°14 en su Anexo 2, tener aprobado por CAMMESA el proyecto de instalación del equipamiento de medición y haber completado su instalación, incluida la vinculación telefónica.

También previamente al ingreso de la solicitud, en aquellos casos que el software y/o hardware del CR no sea el adecuado deberá instalarlo como se indica en el punto 5.2 del Anexo 24-1 de “Los Procedimientos...”

5.2. NOTIFICACIÓN

Una vez recibida la solicitud de habilitación del nodo, y cumplimentados los requerimientos explicitados anteriormente, el contratista de Tareas Complementarias notificará, según la metodología indicada en el P.T.N°14 pto. 4.1.12 a los Agentes intervinientes, el cronograma de ejecución de las tareas para proceder a la Habilitación Comercial del Nodo.

5.3. PROCEDIMIENTO DE HABILITACIÓN

El trámite de habilitación que consistirá en:

5.3.1-Verificación de cableados

5.3.2-Verificación del equipamiento de medición y registro

5.3.3-Programación de los registradores / medidor-registrador

5.3.4-Verificación de los transformadores de medición

5.3.5-Verificación del funcionamiento del CR cuando se instalen equipos diferentes a los existentes

5.3.6-Verificación de funcionalidad y consistencia del Esquema de Respaldo

5.3.7 Precintado del equipamiento SMEC

Todos los ensayos indicados serán por cuenta, cargo y costo del Agente Responsable de la instalación. Al realizarse las tareas se deberán cumplir las recomendaciones señaladas en el Anexo 3 del P.T.N°14.

5.3.1. Verificación de cableados

Las tareas se desarrollarán según lo señalado en el P.T.Nº14, puntos II a),b) c) y d) del Anexo 5 y punto II del Anexo 3.

Esta verificación será realizada por el responsable del instrumental del nodo utilizando equipos de inyección propios o contratados a su costo y cargo. Los mismos responderán a los parámetros de calidad del equipamiento instalado. En el caso que el Agente no los posea CAMMESA o su Contratista los podrán proveer.

5.3.2. Verificación del equipamiento de medición y registro

Las verificaciones del equipo de medición y registro a realizar en el campo deben ser sólo a los efectos de detectar que el medidor no haya sufrido deterioro en el transporte y/o instalación.

a) Las tareas se definen en el P.T.N°14, Anexo 5 punto II e).1.-b.

Al tal efecto, CAMMESA o su Contratista, utilizará instrumental de verificación, el cual deberá cumplir con lo expresado en el P.T.N°14 punto 4.2.10.

En caso de existencia de desvíos superiores a los mencionados en el P.T.N°14 Anexo 5 punto II e) 2.b), se procederá a enviar el equipo de medición y registro a un laboratorio habilitado para su reparación y contraste.

b) De no disponerse en el momento de la habilitación, de los equipos de verificación de medidores mencionados en el párrafo precedente debido a rotura de los mismos e indisponibilidad de equipo de repuesto, las tareas podrán realizarse por excepción y previa autorización de CAMMESA, de la siguiente forma: En aquellas situaciones en que existan dos medidores en un punto de medición, (principal y de control) esta verificación consistirá en la observación del comportamiento entre ambos equipos, durante un período de por lo menos 3 horas de marcha de prueba. Durante la verificación deberá ocurrir algún período de 15 minutos durante el cual la carga en promedio sea igual o superior al 10 % de la potencia activa nominal del medidor.

De no existir estos dos medidores, se considera suficiente una verificación con un medidor-registrador de curva conocida y certificada por un laboratorio habilitado por CAMMESA, de jerarquía igual o mejor que la del instalado, en las condiciones de carga indicadas.

El ensayo será a cargo del responsable del instrumental en el nodo, quien deberá suministrar el equipo para la verificación. CAMMESA u otros Agentes interesados en la medición podrán solicitar la intercalación de equipos de verificación propios, quedando la conexión del mismo a cargo del titular del nodo.

Si en el momento de la habilitación no existiera carga o la misma fuera menor al 10 % de la potencia activa nominal del medidor se simulará la misma por medio de un equipo de inyección secundaria. En ese caso se procederá a inyectar en bornes del medidor, una carga equivalente al 100% de la potencia nominal del mismo con cos fi=1 y con cos fi=0.5 ind., y otra carga equivalente al 10 % con cos fi = 1.

Se considera que el punto puede habilitarse, si la desviación de las informaciones es inferior a la suma de los valores de clase de los instrumentos involucrados en la verificación (por ejemplo, para medidor clase 0,2s, y equipo de verificación clase 0,2s, los errores deben ser menores a 0,4%).

En caso de existencia de desvíos superiores a los mencionados anteriormente para este ultimo ensayo, el Agente responsable procederá a enviar el equipamiento a un laboratorio habilitado, para su reparación y contraste quedando el nodo no habilitado.

5.3.3. Programación de los registradores / medidor - registrador

a) Canales de registro de la información

En aquellos registradores o medidores - registradores en los que fuera posible programar varios canales, se lo hará de la siguiente forma:

Interconexiones con flujos bidireccionales:

- Un canal para energía activa saliente.
- Un canal para energía activa entrante.

Interconexiones con certeza plena de flujos unidireccionales:

- Un canal para energía activa saliente o entrante, según sea el sentido del flujo.

Adicionalmente, si el equipamiento lo permite, se programará un canal para el registro de la medición de tensión, en el último medidor correspondiente al SMEC de la guirnalda de tensión de cada transformador de medición utilizado.

b) Palabras claves de seguridad (passwords):

En aquellos registradores que posean dos palabras claves: una de programación y otra de lectura, la primera será de uso exclusivo de CAMMESA, siendo la segunda (habilitante para lectura solamente) de libre disponibilidad para el acceso de los Agentes Interesados directamente al punto de medición.

En el caso de que el equipamiento solo tenga una sola palabra clave, ésta será de uso exclusivo de CAMMESA.

En el caso que uno de los agentes interesados solicite la inhibición por hardware de la posibilidad de programación del equipo una vez verificado, se procederá en ese sentido y dicha situación quedará fijada en el acta de habilitación. El agente solicitante del bloqueo será responsable de los mayores gastos que se pueda incurrir al realizarse sincronizaciones horarias futuras, pues la misma, al estar bloqueado el equipo no podrá hacerse a distancia.

Al final de las tareas de habilitación, CAMMESA aplicará las palabras claves indicadas.

c) Codificación de los medidores:

CAMMESA codificará a los medidores SMEC a instalarse al momento de ingresar el agente al MEM.

d) Verificación in-situ de la programación de los registradores / medidores - registradores

La programación de cada registrador, recibida en protocolo y/o disquete en oportunidad de la solicitud de habilitación, será verificada por CAMMESA tomando como referencia la información suministrada referente a la cadena de medición y características particulares del equipo.

En el momento de la habilitación, se leerá la programación residente en el registrador y comparará con dicho protocolo o archivo y una vez verificada la correspondencia, se modificará la password y/o hardware que habilita la programación en el equipo.

5.3.4. Verificación de los transformadores de medición

Se deberá corroborar la relación de transformación ajustada mediante inyección primaria o medición con Puente de Relación. En caso de contarse con información del fabricante y los protocolos correspondientes sobre el posicionamiento de los puentes de relación de transformación (primarios y secundarios), y de ser posible la visualización del mismo, se podrá sustituir la medición de la relación por dicha observación visual. Para los transformadores de intensidad se incluirá la obtención de la curva de saturación del material. Este último ensayo puede ser realizado durante los ensayos de recepción del equipamiento en los laboratorios del fabricante.

Los trabajos indicados en este ítem pueden ser realizados con anterioridad al momento de la habilitación en función de aprovechar el momento más adecuado para su realización, dado que involucra normalmente la salida de servicios de equipos de potencia. Luego de realizados dichos ensayos, se confeccionarán las actas correspondientes firmadas por los Agentes presentes, las que se adicionarán al acta de Habilitación Comercial. En esta oportunidad podrán también realizarse las tareas señaladas en 5.3.1.

Si no se instalasen nuevos transformadores, y los existentes ya estuvieran afectados a medición comercial, se medirá la carga en VA, de los circuitos de tensión y corriente.

5.3.5. Verificación del funcionamiento del CR cuando se instalen equipos diferentes a los existentes

Se deberá probar la funcionalidad integral del CR cuando se instalen equipos diferentes a los existentes, como se expresa en el Anexo 24-1 de "Los Procedimientos..." punto 5.2. En este caso se deberá verificar la correcta lectura de los medidores, armado de archivos (con el formato indicado en el punto 7.1 del presente) y su puesta a disposición de CAMMESA y los agentes Interesados de acuerdo a la modalidad operativa existente en el CR.

Además CAMMESA o su Contratista, entregará al CR la información necesaria para la inserción del nuevo nodo.

Se considerará habilitado el nodo que cumpla con lo indicado en los puntos 5.2 y 7.3 del Anexo 24-1 de "Los Procedimientos...".

5.3.6. Verificación de funcionalidad y consistencia del Esquema de Respaldo

CAMMESA o su contratista, realizará en oportunidad de la Habilitación Comercial del Nodo la verificación funcional del esquema de respaldo propuesto por el Agente Responsable, mediante la comparación de los datos emergentes del mismo, con los registrados por el equipamiento SMEC.

Al efecto, el Agente Responsable deberá facilitar al habilitador los datos necesarios y asistirlo en la aplicación del procedimiento que haya previsto para obtener los valores a partir de dicho esquema.

Si la diferencia entre los datos emergentes del Esquema de Respaldo y los registrados por el SMEC, supera el doble del máximo error admitido para la cadena de medición del Nodo, se considerará que en Nodo no cuenta con respaldo aceptable y el Responsable del Nodo deberá redefinir dicho esquema.

5.3.7. Precintado del equipamiento SMEC

CAMMESA y/o sus Contratistas precintará al final de las verificaciones indicadas en los puntos 5.3.1 a 5.3.4 todas las cajas de resistencias, de fusibles, borneras y demás elementos de la cadena de medición en forma individual o grupal según lo prevea la instalación, a fin de asegurar la inviolabilidad de los circuitos. Si alguno de los Agentes coloca precintos propios, lo hará sobre el mismo hilo, a continuación del anterior.

5.4. ACTA DE HABILITACIÓN COMERCIAL

Una vez cumplimentados todos los aspectos contemplados en el presente Procedimiento, el P.T.N°14 y toda la normativa vigente sobre el particular, se labrará un acta con los estados de los medidores y registradores en el momento de la puesta en servicio del equipamiento y los valores de las mediciones realizadas, la que será refrendada por las partes Intervinientes presentes.

En caso de ausencia de alguno de los Agentes Intervinientes especificados en el punto 4 b), se procederá a la habilitación del nodo, enviándose a las empresas ausentes copia del Acta de Habilitación.

Cualquier intervención sobre el equipo posterior a la habilitación, deberá realizarse con las notificaciones a los Agentes como se especifica en el P.T.N°14.

Nota: En el P.T.N°14 se dan detalles y precisiones sobre la realización de las tareas enunciadas en los puntos 4.1 al 4.4 del presente Procedimiento, por lo que se deberán tener en cuenta ambos documentos para realizar la habilitación comercial de los nodos. En particular observar las causales de no habilitación (P.T.N°14, Anexo 3, punto II-d). En caso de dudas entre el presente Procedimiento y el P.T.N°14 prevalecerá el P.T.N°14.

6. REFERENCIAS

- Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios Versión 12-1 "Los Procedimientos", Compendio de Resoluciones de la Secretaría de Energía compilado y publicado por CAMMESA.
- Anexo 24-1 "Sistema de Medición SMEC" sancionado por Resolución 472/98 de la Secretaría de Energía de la Nación.
- Procedimiento Técnico Nº14 "Auditoría Externa del Sistema de Medición Comercial SMEC" Emitido por CAMMESA.
- Procedimiento Técnico Nº 3 "Recolección de Datos en Emergencia" - Emitido por CAMMESA.

7. ANEXOS

ANEXO I

7.1. FORMATO DE ARCHIVOS DE DATOS A PROVEER POR EL SOFTWARE DE LOS CENTROS RECOLECTORES Y/O PARA EL INGRESO DE DATOS POR EL PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA.

El Software de lectura de mediciones deberá conformar automáticamente los archivos de datos leídos de los medidores - registradores (en adelante medidores) y registradores, de la siguiente manera:

7.1.1. MEDIDORES CON SALIDA DE DATOS EN PULSOS

El archivo será de texto y estará formado por columnas separadas por comas y entre comillas. La primera columna corresponde a la identificación temporal de los períodos de integración de datos. Las restantes columnas contienen los datos, siendo la cantidad de éstas últimas igual a la cantidad de canales habilitados del medidor.

La primer línea del archivo debe contener, en su primer columna el texto fijo `"Time "` y en las restantes el código de 8 caracteres asignado al medidor por CAMMESA (ver 5.3.3.c) entre comillas.

La segunda línea corresponde a la primer línea de datos y debe tener en la primer columna la fecha (en formato **mes / día / año**) y la hora (en formato **hora : minuto**) del primer período considerado en el archivo, y en las columnas restantes los datos del mismo. En el formato de la fecha se deben respetar dos caracteres para mes, día y año, debiéndose dejar un espacio en blanco para meses anteriores a octubre y completar con “0” para días anteriores al “10”. Los valores de hora deben estar incluidos entre **00:15** (Primer período del día) y **24:00** (Último período del día) y los minutos deben ser **00**, **15**, **30** ó **45**.

Las líneas subsiguientes deben tener la hora del período en la primera columna y los datos del mismo en las columnas restantes.

La líneas que contengan el último período de un día (24:00) o el primero de un día (00:15) deben tener la fecha y hora en igual formato que la primer línea de datos. El archivo puede comenzar y terminar en cualquier período horario válido.

Se muestran a continuación ejemplos de distintos tipos para un medidor hipotético cuyo código asignado por CAMMESA es XRMPS11C

a) Ejemplo con tres canales habilitados

El archivo debe tener tres columnas de datos (una por canal habilitado) en las que se consignen los pulsos de Energía Entrante, Energía Saliente o Tensión según se indica a continuación:

1er. Columna de datos	2ª. Columna de datos	3er. Columna de datos
Energía Saliente	Energía entrante	Tensión

INFORMACION	COMENTARIOS
“Time ”, ”XRMPS11C”,”XRMPS11C”,”XRMPS11C”	Observar espacio después de Time
“ 9/29/97 02:15”,309,0,811	Observar espacio antes de un n° de mes<10
“02:30”,289,0,811	y entre año y hora.
“02:45”,293,0,811	
“03:00”,296,0,811	
. . . .	Los períodos deben ser Consecutivos
. . . .	y no debe faltar ninguno
“23:30”,291,0,811	
“23:45”,295,0,811	
“ 9/29/97 24:00”,296,0,811	Ultimo valor del 29 de septiembre
“ 9/30/97 00:15”,292,0,811	Primer valor del 30 de septiembre
“00:30”,289,0,811	
“00:45”,291,0,811	
. . . .	
. . . .	
“23:30”,287,0,811	
“23:45”,290,0,811	
“ 9/03/97 24:00”,291,0,811	Ultimo valor del 30 de septiembre
“10/01/95 00:15”,293,0,811	Primer valor del 01/10/95.
“00:30”,285,0,811	
“00:45”,286,0,811	
. . . .	
. . . .	
“23:30”,297,0,811	
“23:45”,293,0,811	
“10/01/95 24:00”,295,0,811	Ultimo valor del 1ª de octubre
“10/02/95 00:15”,293,0,811	Primer valor del 02/10/95.
“00:30”,285,0,811	
“00:45”,286,0,811	
“01:00”,288,0,811	Ultimo valor del archivo.

b) Ejemplo con dos canales habilitados

El archivo debe tener dos columnas (una por canal habilitado) en las que se consignen los pulsos de Energía Entrante y/o Energía Saliente y/o Tensión según se indica a continuación

1er. Columna de datos	2ª. Columna de datos
Energía Saliente	Energía entrante
Energía Saliente	Tensión
Energía Entrante	Tensión

INFORMACION	COMENTARIOS
“Time ”,”XRMPS11C”,”XRMPS11C”	Observar espacio después de Time.
“ 9/29/97 02:15”,309,811	Observar espacio antes de un n° de mes <10
“02:30”,289,811	
y entre año y hora.	
“02:45”,293,811	
“03:00”,296,811	
Se debe considerar el resto de los	
. . .	Comentarios realizados en el ejemplo del
. . .	punto 7.1.1.a

c) Ejemplo con un canal habilitado

El archivo debe tener una columna de datos en las que se consignen los pulsos de Energía Entrante o Energía Saliente.

INFORMACION	COMENTARIOS
“Time ”,”XRMPS11C”	Observar espacio después de Time
“ 9/29/97 02:15”,309	Observar espacio antes de un n° de mes <10 y entre año y hora.
“02:30”,289	
“02:45”,293	
“03:00”,296	Se debe considerar el resto de los Comentarios realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a
. .	
. .	

7.1.2. MEDIDORES CON SALIDA DE DATOS EN POTENCIA PROMEDIO DE 15 MINUTOS

El archivo, para los casos de medidores de uno, dos o tres canales de datos, debe tener el mismo formato que los correspondientes a medidores con salida en pulsos, salvo que se debe anteponer una línea con texto fijo “Kw”. En las columnas que contenían valores en pulsos **deben tener valores de Potencia promedio de 15 minutos en kilowatts [kW]**. En la columna que contenía valores de pulsos acumulados de Tensión.Hora, la tensión promedio durante los 15 minutos en kilovoltios [kV]. **Tanto los valores de potencia como de tensión pueden contener decimales**.

Ejemplos

a) Ejemplo con tres canales habilitados

```
“Kw”
“Time ”,”XRMPS11C”,”XRMPS11C”,”XRMPS11C”
“ 9/29/97 02:15”,1309.25,0,13.21
“02:30”,1289.38,0,13.18
“02:45”,1293.42,0,13.24
 . . . .
 . . . .
```

Se deben considerar los comentarios Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

b) Ejemplo con dos canales habilitados

```
“Kw”
“Time ”,”XRMPS11C”,”XRMPS11C”
“ 9/29/97 02:15”,1309.25,13.21
“02:30”,1289.38,13.18
“02:45”,1293.42,13.24
 . . .
 . . .
```

Se deben considerar los comentarios Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

c) Ejemplo con un canal habilitado

```
“Kw”
“Time ”,”XRMPS11C”
“ 9/29/97 02:15”,1309.25
“02:30”,1289.38
“02:45”,1293.42
 . . .
 . . .
```

Se deben considerar los comentarios Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

7.1.3. MEDIDORES CON SALIDA DE DATOS EN ENERGÍA ACUMULADA

El archivo, para los casos de medidores de uno, dos o tres canales de datos debe tener el mismo formato que los correspondientes a medidores con salida de datos en pulsos, salvo que se debe anteponer una línea con el texto fijo "Kwh". En las columnas que contenían valores en pulsos **deben tener valores de Energía acumulada en kilowatts.hora [kWh]**. En la columna que contenía valores de tensión, la tensión en kilovoltios [kV]. Tanto los valores de potencia como de tensión pueden tener decimales.

Ejemplos

a) Ejemplo con tres canales habilitados

```
"Kwh"
"Time ","XRMPS11C","XRMPS11C","XRMPS11C"
" 9/29/97 02:15",327.04,0,13.21
"02:30",322.34,0,13.18
"02:45",323.16,0,13.24
 . . . .
 . . . .
```

Se deben considerar los comentarios Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

b) Ejemplo con dos canales habilitados

```
"Kw"
"Time ","XRMPS11C","XRMPS11C"
" 9/29/97 02:15", 327.04,13.21
"02:30", 322.34,13.18
"02:45", 323.16,13.24
 . . .
 . . .
```

Se deben considerar los comentarios Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

c) Ejemplo con un canal habilitado

```
"Kw"
"Time ","XRMPS11C"
9/29/97 02:15", 327.04
"02:30", 322.34
"02:45", 323.16
 . . .
 . . .
```

Se deben considerar los comentarios Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

7.1.4. REGISTRADORES (NO MEDIDORES/REGISTRADORES)

Los registradores tienen la condición de reportar en un solo archivo la información de más de un medidor.

La distribución de los canales, como el carácter de entrante o saliente y el nombre del registrador son asignados por CAMMESA (ver 5.3.3.c).

En un registrador no se reportan valores de tensión.

Los datos pueden estar en pulsos, potencia promedio de 15 minutos o energía acumulada. La cantidad de canales activos (a usar ó en uso) puede ser desde uno hasta ocho.

En el ejemplo que se detalla a continuación se muestra el formato de los datos provenientes de un registrador hipotético con cuatro canales activos, cuyo código asignado por CAMMESA es REGIS01P. En la primer línea después del texto fijo "Time " debe figurar el código del registrador tantas veces como canales activos tenga el registrador. En caso que los canales activos del registrador no sean consecutivos, se deben considerar como activos todos los canales inactivos anteriores al último canal activo. En las columnas correspondientes a cada canal inactivo debe aparecer por lo menos un valor cero.

```
“Time ”,”REGIS01P”,”REGIS01P”,”REGIS01P”,”REGIS01P”
“ 9/29/97 02:15”,309,110,351,127
“02:45”,293,111,349,119
“03:00”,296,115,357,122
 . . .
 . . .
```

Se deben considerar los comentarios
Realizados en el ejemplo del punto 7.1.1.a

7.1.5. ARCHIVOS INGRESADOS POR EL PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA

Los archivos que deban enviar los Agentes Responsables por el procedimiento de Emergencia (P.T.N°3), (ya sea correspondientes a medidores o a registradores) deben tener la misma cantidad de columnas de datos y formato que los canales habilitados del medidor o registrador.

Cuando los archivos se generen a partir del esquema de respaldo, se debe respetar la cantidad y el orden de los canales activos. Los valores de tensión deben estar presentes, aunque sean ceros pues puede ocurrir que el esquema de respaldo no posea esa información.

Los archivos son tipo texto (txt) y deben ser generados por programas específicos o por editores de texto que no generen caracteres de control adicionales. **Los programas tales como planillas de cálculo, procesadores de texto, etc. no son adecuados para este uso**.

ANEXO II

7.2. FACTORES DE MULTIPLICACIÓN A APLICAR EN LA RECOLECCION NORMAL

Archivos con acumulación en pulsos:

a) EN VALORES DE ENERGIA:

Columnas de energía: (saliente o entrante):

1. Para medidores de 5A:

   FM energía 5 A: [(0,075 * TI * TV) / 1000] dando el resultado en **Kwh**.

2. Para medidores de 1A:

   FM energía 1 A: [(0,025 * TI * TV) / 1000] dando el resultado en **Kwh**.

b) EN VALORES DE POTENCIA PROMEDIO (DEMANDA):

Multiplicar los valores anteriores 1) y 2) por 4, dando los resultados en **Kw**

c) VALORES DE TENSION:

1. Columnas de tensión (medidores Quantum, peso pulso = 0.060):

   Pulsos acumulados * FM tensión = V línea primaria en **kV**

   FM tensión: [(0,060 * TV / 1000) / 3] *

P.T. 3: SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS EN EMERGENCIA

1. FALLA EN VÍNCULOS DE COMUNICACIÓN

Ante la necesidad de completar la adquisición de datos del SMEC en caso de fallas que impidan contar con ellos mediante el procedimiento normal de recolección remota, ya sea por mal funcionamiento del sistema de comunicaciones o sistemas y/o equipos asociados a la misma, en el trayecto medidor-Centro Recolector-CAMMESA, o bien por desperfectos en la cadena de medición SMEC (medidor principal y de control -de existir-), que obligue a utilizar el sistema de respaldo, será de aplicación lo siguiente:

1. Es obligación de los agentes responsables del instrumental de medición del SMEC en cada nodo, recolectar y enviar la información faltante, a CAMMESA y otros Agentes interesados en la frontera respectiva.
2. Dicha información deberá estar estructurada en el formato normalizado descripto en el Anexo I, utilizado para la transmisión de datos desde los Centros Recolectores a CAMMESA y será enviada a ésta y a los Agentes interesados por alguno de los medios habilitados por la primera, con el orden de prioridad de que se lista a continuación:
   - Directamente en CAMMESA para ésta y los Agentes interesados, utilizando el correo electrónico habilitado al efecto, en alguno de los protocolos de comunicaciones con protección contra errores disponibles (Ver Anexo II).
   - Delphi
   - Disquette 3 1/2.
3. La frecuencia de recolección de datos en las situaciones previstas precedentemente, será diaria antes de las 10 horas para Generadores y semanal para el resto de los Agentes, contemplando en el caso particular del cierre mensual la recolección y envío en el primer día del mes próximo al de cierre.
4. La información así recolectada no deslinda las responsabilidades ni la aplicación de penalidades, previstas en las Resoluciones Secretaría de Energía Nº 164/92, 65/94 472/98 y el Anexo 24 -1 de Los Procedimientos.
5. La validación e integración de la información a la base de datos de facturación será definida por CAMMESA para cada caso en particular, pudiendo ésta, como lo prevé la normativa, utilizar para la facturación la mejor información disponible.
   - 5.1. Para el caso particular de los datos de los Generadores, tanto los recibidos en forma remota en régimen normal, los informados por el agente con motivo del presente procedimiento, como los eventualmente fijados por CAMMESA en virtud del párrafo anterior, en el orden en que se mencionan, serán de carácter definitivo, pudiendo el agente presentar reclamo dentro de las 24 hs. de considerarlos justificadamente erróneos.
   - 5.2. Para los restantes agentes, en caso de disponer a posteriori de los datos a través del sistema del SMEC y detectarse desvíos en los datos utilizados para la facturación, CAMMESA podrá facturar con los nuevos datos y realizar los ajustes que correspondan a los Agentes involucrados, siempre que se cuente con la información al 1er. día hábil del mes siguiente.

2. FALLA EN EQUIPO INFORMÁTICO Y/O DE COMUNICACIONES DEL CENTRO RECOLECTOR

Ante una falla en el equipamiento informático del Centro Recolector, se prevén las siguientes situaciones:

a) Pérdida de datos históricos y programación de adquisición de datos.

b) Falta de datos total o parcial del día anterior por imposibilidad de efectuar la recolección.

c) Falla en el procesador de comunicaciones o modem que pone los datos a disposición de los Agentes y CAMMESA.

d) Falla en vínculos de comunicación utilizados por el procesador de comunicaciones.

e) Generación incompleta o fallida de archivos para CAMMESA y/o los Agentes.

En todos los casos mencionados deberá procederse como sigue:

Los Generadores recolectarán y enviarán los datos de los medidores de su responsabilidad a CAMMESA diariamente antes de las 10 horas cuando ésta lo solicite.

El Transportista a cargo del Centro Recolector (CR) es responsable por la funcionalidad del mismo, debiendo resolver las fallas que motivan el inconveniente listado.

En los casos a.- y b.- el Transportista deberá proceder a la recuperación de la información, ya sea en modo remoto, mediante procedimiento manual, o incorporando la enviada por los Agentes responsables del equipamiento de registro. Cuando se trate de una falla de tipo a.-, se deberán recolectar los datos de los días faltantes y hasta un máximo de 5 días anteriores a la falla, preparar los archivos correspondientes a dicho período para CAMMESA y los Agentes y comunicar a éstos la disponibilidad de la información.

Los responsables del equipamiento de registro en los nodos que reportan al CR en cuestión, deberán proveer al Transportista los datos precedentemente mencionados por el medio o soporte que se convenga, si este así se lo requiere.

En los casos c.- y d.- una vez solucionado el inconveniente, el Transportista responsable del CR deberá generar los archivos perdidos, correspondientes a CAMMESA y los Agentes, en caso de que ello ocurra y comunicar a éstos la disponibilidad de la información, una vez realizada la operación y normalizado el sistema.

Ante la generación incompleta o fallida de archivos para CAMMESA y/o los Agentes prevista en e.-, independientemente del requerimiento de envío de los archivos a los generadores en función de los tiempos previstos, se requerirá al Transportista responsable del CR la generación y envío de los archivos operando manualmente el software, a fin de poner a disposición de CAMMESA y agentes interesados dichos archivos conformados con los datos recolectados por el CR.

3. COMUNICACION A LOS AGENTES

Ante la falta de recepción de la información SMEC en CAMMESA como consecuencia de alguna de las causales listadas, ésta informará vía FAX al agente que debe remitir la información faltante, y al CR correspondiente para que conjuntamente con el primero identifiquen y solucionen el inconveniente.

El Agente contará con 3 horas a partir de la notificación para remitir la información faltante.

Al efecto, los Agentes deberán mantener actualizado en CAMMESA el registro con el nombre del destinatario y número de Fax al cual debe remitirse dicha comunicación, a los efectos de la notificación.

4. FASE TRANSITORIA DE UTILIZACIÓN DE DATOS SMEC

Consecuentemente con el grado de instrumentación, funcionalidad del equipamiento instalado y vinculación de las comunicaciones, CAMMESA comenzará a utilizar los datos de intercambio de Energía adquiridos desde estos nuevos equipos, en la medida que el responsable de la instalación exprese su puesta a disposición mediante la presentación de la solicitud de Habilitación Comercial.

En esta fase se contempla el trabajo simultáneo entre el nuevo sistema (adquisición remota desde los Centros Recolectores y hasta CAMMESA) y el existente, basado en el envío de datos por parte de los Agentes, abandonando este último gradualmente, para no afectar la operación y procesamiento de la comercialización en el MEM y MEMSP.

Aquellos Agentes que ya hayan instalado el instrumental SMEC o reemplazado el original por el definitivo y obtenido el grado de funcionalidad definido en la norma, integrarán los datos registrados bajo su absoluta responsabilidad, a la información enviada a CAMMESA periódicamente (diaria, semanal o mensual).

La puesta en marcha del sistema de recolección de los datos en forma automática desde los Centros Recolectores podrá estar afectada, en una primera etapa, de los inconvenientes propios de la puesta en servicio de cualquier instalación de estas características (multiplicidad de medios informáticos y de comunicaciones) y despliegue territorial a nivel país, por lo que se prevé la utilización frecuente del procedimiento de recuperación de datos en emergencia.

Este procedimiento, que en la etapa definitiva será de excepción, permitirá en la fase transitoria mantener la continuidad de las transacciones comerciales, completar la información del SMEC, organizar y corregir los

procedimientos, analizar los recursos necesarios para resolverlos y probar su eficiencia para el tratamiento de situaciones en régimen permanente.

Independientemente de lo expuesto se ha comenzado la Habilitación Comercial de los medidores, de acuerdo a lo dispuesto en la normativa, utilizando para ello el Procedimiento Técnico Nº 2.

5. LECTURA Y AUDITORIA DE DATOS POR PARTE DE CAMMESA

En consideración a utilizar la mejor información disponible en CAMMESA para conformar el Documento de Transacciones Económicas Mensual (DTE), esta debe, como lo dispone en Anexo I punto 8.3 y 8.4 de la Resolución de la Secretaría de Energía 164/92, arbitrar los medios para viabilizar el acceso a los datos en todos aquellos casos en que el/los responsables de la cadena de medición/recolección afectada al SMEC no lo resuelvan, por cuenta y cargo de estos.

Así mismo en su función de Auditoría de los datos del SMEC conforme al punto 7. del mencionado Anexo, CAMMESA debe validar la correspondencia de los datos enviados por procedimiento de emergencia con los medidos y registrados en origen.

Atendiendo a lo mencionado precedentemente, se describe seguidamente el dispositivo a implantar al respecto, dirigido a la lectura del instrumental en el campo. Este dispositivo es válido tanto en el caso de que el responsable no responda a lo previsto en el presente procedimiento, como así también cuando utilizándolo, lo haga durante un período prolongado, puesto que en este último caso es necesario validar los datos enviados y de esta manera asegurar al resto de los Agentes, la transparencia requerida.

1. Procesamiento de la información en CAMMESA

De acuerdo al mecanismo dispuesto para las transacciones a partir de los datos SMEC, CAMMESA deberá procesar la información con frecuencia diaria para los generadores y semanal para el resto de los Agentes.

Generación:

Utilizando la información disponible, se fijará que como máximo a las 14 hs. del día siguiente la generación diaria (hora por hora) definitiva para cada uno de ellos. Este proceso, que servirá a la confección del Parte Pos Operatorio Diario, constituirá la fuente para el DTE correspondiente.

Demandas:

Las demandas serán procesadas semanalmente, para la confección del DTE como así también para su puesta a disposición a los Agentes.

2. Recolección de datos en campo:

Con motivo de cumplimentar lo mencionado precedentemente y contemplando los tiempos previstos en 1. CAMMESA contratará regionalmente el servicio de lectura de medidores en el campo, a empresas no interesadas en las magnitudes a recolectar, quienes las pondrán a disposición del Centro Recolector Pérez.

A este fin se definen dos situaciones:

- La recolección normal no es exitosa y el Agente no envía los datos a CAMMESA utilizando el procedimiento de emergencia previsto.

Generadores: Transcurridas las 48 hs. hábiles sin recibir datos de un nodo MEM en CAMMESA, se encargará al contratista la lectura diaria en campo, hasta tanto se normalice la recepción de los datos en cuestión, ya sea por medio de la recolección normal o por el procedimiento enunciado en puntos I.- y II.

Demandas: Con motivo del cierre de las demandas a la 0 horas del día lunes, el faltante de información parcial o total de un nodo correspondiente al período comprendido en los 7 días previos (lunes a domingo inclusive) a primera hora del martes o primer día hábil del mes, desencadenará el encargo al contratista para la lectura en campo.

En este caso la frecuencia será semanal hasta tanto se normalice la recepción de los datos en cuestión, por recolección normal o por el procedimiento enunciado en I. y II.

- La recolección normal no es exitosa y el Agente envía los datos a CAMMESA utilizando el procedimiento de emergencia previsto.

En este caso CAMMESA procederá a encargar la lectura en campo cada 15 días cuando el envío por parte del Agente (Generación o Demanda) sea sistemático por más de 5 días hábiles consecutivos o superados los 5 días en forma discontínua en un período de 15 días.

3. Costos y afectación de los mismos

Los costos que la contratación del servicio de lectura en el campo de medidores demande a CAMMESA, serán afectados a los Agentes de la siguiente manera.

Los gastos en que deba incurrir CAMMESA como consecuencia de la contratación, gestión y supervisión de las tareas y equipamiento requerido para su cobertura, así como los eventuales gastos fijos emergentes de los contratos, serán afectados normalmente en proporción a la utilización del servicio para cada Agente. En períodos en que no sea necesaria la utilización del servicio, los mismos se distribuirán entre todos los Agentes MEM en función a los factores de participación de estos en los gastos de CAMMESA.

El cargo específico para la lectura en campo (horas hombres, gastos de movilidad viáticos etc.) será afectado al/los responsables de la falta de recolección de la información en régimen normal.

La responsabilidad sobre la falta será determinada por los Agentes involucrados en función de las obligaciones previstas en la normativa vigente. Abarcará toda la cadena de lectura y transmisión de los datos desde la medición física hasta el Centro Recolector CAMMESA Pérez.

En los casos en que la determinación de dicha responsabilidad no sea informada dentro de 15 días posteriores al evento que motiva la lectura en campo, CAMMESA prorrateará por partes iguales entre todos los Agentes involucrados.

6. ANEXO I

6.1. FORMATO DE ARCHIVOS DE DATOS DE MEDIDORES DEL SMEC PROVENIENTES DE LOS CENTROS RECOLECTORES

6.1.1. Medidores con tres canales habilitados **(archivos de 3 columnas de datos)**

Encabezamiento:

"Time ", ["Código medidor"], ["Código medidor"], ["Código medidor"]

"Time "= Texto fijo

Código medidor = Código asignado al medidor, de acuerdo al Anexo I del procedimiento técnico Nº 2, se repite el mismo según el número de canales habilitados en el medidor (Energía entrante/saliente y Tensión).

A renglón seguido del encabezamiento, se ordenarán los valores con la fecha y hora respectiva según se indica a continuación:

Línea inicial o de cambio de día:

mm/dd/aa hh:mm",[valor canal 1 (columna 1 de datos**)], [valor canal 2** (columna 2 de datos)**], [valor canal** 3 (columna 3 de datos)**]**

Líneas siguientes:

"hh:mm",[valor canal 1 (columna 1 de datos)**], [valor canal 2** (columna 2 de datos)**], [valor canal 3** (columna 3 de datos)**]**

mm = mes

dd = día

aa = año

hh = Hora

mm = minutos (00 o múltiplos de 15)

valor canal 1= número de pulsos proporcionales a la energía activa saliente acumulados en los 15 minutos previos

valor canal 2= número de pulsos proporcionales a la energía activa entrante acumulados en los 15 minutos previos

valor canal 3= número de pulsos proporcionales a los volts-hora acumulados en los 15 minutos previos

6.1.2. Medidores con dos canales habilitados (archivos de dos columnas de datos):

Existen tres posibilidades:

Canal 1 energía activa saliente, Canal 3 de tensión

Canal 2 energía activa entrante, Canal 3 de tensión

Canal 1 energía activa saliente, Canal 2 energía activa entrante

Encabezamiento:

"Time ", ["Código medidor"], ["Código medidor"],

"Time "= Texto fijo

Código medidor = Código asignado al medidor, de acuerdo al Anexo I del procedimiento técnico Nº 2, se repite el mismo según el número de canales habilitados en el medidor (Energía entrante/saliente y Tensión).

A renglón seguido del encabezamiento, se ordenarán los valores con la fecha y hora respectiva según se indica a continuación:

Línea inicial o de cambio de día:

mm/dd/aa hh:mm",[valor canal 1 ó 2 (columna 1 de datos)**], [valor canal 2 ó 3** (columna 2 de datos)**]**

Líneas siguientes:

"hh:mm", [valor canal 1 ó 2 (columna 1 de datos)**], [valor canal 2 ó 3** (columna 2 de datos)**]**

mm = mes

dd = día

aa = año

hh = Hora

mm = minutos (00 o múltiplos de 15)

Con las asignaciones de energías o tensiones indicadas para sistemas de tres canales habilitados.

6.1.3. Medidores con un canal habilitado (archivos con una columna de datos):

Existen dos posibilidades:

Canal 1 energía activa saliente,

Canal 2 energía activa entrante

Encabezamiento:

"Time ", ["Código medidor"]

"Time "= Texto fijo

Código medidor = Código asignado al medidor, de acuerdo al Anexo I del procedimiento técnico Nº2, se repite el mismo según el número de canales habilitados en el medidor (Energía entrante / saliente).

A renglón seguido del encabezamiento, se ordenarán los valores con la fecha y hora respectiva según se indica a continuación:

Línea inicial o de cambio de día:

mm/dd/aa hh:mm",[valor canal 1 ó 2 (columna 1 de datos)**]**

Líneas siguientes:

"hh:mm",[valor canal 1 ó 2 (columna 1 de datos)**],**

mm = mes

dd = día

aa = año

hh = Hora

mm = minutos (00 o múltiplos de 15)

Con las asignaciones de energías o tensiones indicadas para sistemas de tres canales habilitados.

El formato descripto corresponde a un medidor, cuando el archivo contenga mas de uno, los restantes tendrán la misma configuración de encabezamiento y datos, a continuación del primero, sin límite de cantidad de medidores en orden vertical.

El siguiente ejemplo corresponde a un medidor Principal de TRANSENER en la frontera con EDENOR E.T. Gral. Rodríguez, con dos canales habilitados, (energías activas salientes y entrante respectivamente y a continuación el comienzo del medidor de control del mismo nodo con tres canales habilitados (canal 1 energía saliente, canal 2 energía entrante y canal 3 V.h).

6.2. FORMATO DE ARCHIVOS DE DATOS DE MEDIDORES DEL SMEC PROVENIENTES DE LOS USUARIOS DURANTE EL PROCESO DE RECOLECCION EN EMERGENCIA

El formato de los archivos a enviar por los Agentes cuando la recolección no se haga a través de los Centros Recolectores, puede ser de dos formas:

a) Si el agente recoge los datos de los medidores afectados al SMEC, serán iguales a los señalados anteriormente.

b) Si el agente los recolecta por otro medio, (esquema de respaldo) deberán ser de un formato igual a los anteriores, solo que se podrá admitir que los valores enviados sean de potencia promedio cada 15 minutos, en Kw. En este caso se deberá indicar en el encabezamiento del archivo lo siguiente:

"Kw"

A continuación se da un ejemplo del medidor XXXXXXXP con dos canales:

Canal 1 Energía activa saliente, Canal 2 Energía activa entrante:

```
"Kw"
"Time ","XXXXXXXP","XXXXXXXP"
" 5/21/94 00:15",322000,0
"00:30",321000,0,
"00:45",321000,0,
"01:00",318000,0,
```

6.3. FACTORES DE MULTIPLICACIÓN A APLICAR EN LA RECOLECCION NORMAL:

a) EN VALORES DE ENERGIA:

Columnas de energía: (saliente o entrante):

1) Para medidores de 5A.:

FM energía 5 A: [(0,075 * TI * TV) / 1000] dando el resultado en **Kwh**.

2) Para medidores de 1A.:

FM energía 1 A: [(0,025 * TI * TV) / 1000] dando el resultado en **Kwh**.

b) EN VALORES DE POTENCIA PROMEDIO (DEMANDA):

Multiplicar los valores anteriores 1) y 2) por 4, dando los resultados en **Kw**

c) VALORES DE TENSION:

Columnas de tensión:

FM tensión: [(0,060 * TV / 1000) / 3] * 1,73 * 4 dando el resultado en **Kv**.

7. ANEXO II

7.1. INSTRUCCIONES PARA LA UTILIZACIÓN DEL CORREO ELECTRÓNICO CAMMESA

Para utilizar las facilidades de correo electrónico del BBS de CAMMESA debe conectarse con una PC equipada con un módem y un programa de comunicaciones y de emulación de terminal tal como Procomm Plus, Telix, Crosstalk, Reflection, etc.

Con dichos elementos, se recomienda predisponer el programa según los siguientes valores:

8-N-1 8 bits de dato, sin paridad y 1 un bit de parada.

ANSI Emulación de terminal ANSI

Full Duplex No usar half-duplex

XON/XOFF=off No usar control de flujo por software

RTS/CTS=on Habilitar el control e flujo por hardware

Auto-LF=off No traducir <CR>a<CR><LF>

BS=destructive <BS> debe borrar aquello que quede debajo.

Y luego llamar al número:

(0341) 495-8381

que corresponde a las líneas rotativas asignadas por CAMMESA al BBS.

El sistema BBS de CAMMESA está basado en menúes y para realizar cualquier operación, por ej.: enviar un correo electrónico, bastará con seguir las instrucciones, es importante recordar que hay tres comandos:

X <Enter> Volver al menú anterior

? <Enter> Mostrar el menú completo o pedir ayuda.

/GO EXIT Abandonar el BBS.

que son universales y funcionan estando en casi cualquier situación.

7.2. CONEXION POR PRIMERA VEZ

Al conectarse por primera vez, cuando el sistema de el mensaje de bienvenida y requiera el ingreso de la identificación como usuario deberá responderse **NEW** <Enter> con lo que se iniciará el proceso para solicitar una cuenta.

El sistema solicitará una serie de datos, entre ellos, el nombre del operador y el nombre, dirección y teléfono de la Empresa.

Una vez ingresada la información requerida, el sistema pedirá que se ingrese una identificación o nombre de usuario para el uso del sistema y la definición de una palabra clave.

Después del cuestionario inicial, el sistema ofrecerá un mensaje del operador del sistema con información adicional acerca del uso del BBS. Para recibir dicho mensaje seleccionar **C** <Enter> (Correo Electrónico) en el menú principal y luego, **R** <Enter> (Leer mensaje), **T** <Enter> (Para Ud), **F** <Enter> (primero), **R** <Enter> (Leer) en los menúes de opciones que irán apareciendo. Opcionalmente puede ingresarse directamente **CRTFR** <Enter> en el menú principal.

Se podrá leer entonces el mensaje de bienvenida del operador y el sistema ofrecerá ver o bajar el archivo BBSCAM.DOC con información adicional sobre el uso del sistema. Si se desea ver o bajar dicho archivo deberá contestarse **Y** <Enter>, el sistema ofrecerá entonces las opciones disponibles, deberá seleccionarse una de ellas que sea compatible con el programa de comunicaciones que se esté utilizando.

La transferencia del archivo deberá ser realizada siguiendo el procedimiento correspondiente del programa de comunicaciones que se esté utilizando para bajar archivos (“File Download”). Una vez finalizada la transferencia, podrá salirse del sistema ingresando **/GO EXIT** <Enter> y confirmando con Y <Enter>.

7.3. ENVIO DE INFORMACIÓN A CAMMESA

Una vez que CAMMESA compruebe los datos y habilite el buzón de correo del Agente, se podrá ingresar al sistema BBS utilizando la identificación del usuario y la palabra clave escogidas, y el Agente estará habilitado para enviar correo electrónico.

La información SMEC compuesta por todos los archivos que debe enviarse, con el formato especificado por el Procedimiento Técnico de Recolección de Datos en Emergencia del SMEC, deberá ser compactada previamente en un solo archivo mediante el utilitario PKZIP Versión 2.04 (CAMMESA mantendrá informado a los agentes de cualquier cambio que se realice en este producto).

El nombre de dicho archivo compactado será de la forma **XXXXMMDD.ZIP**, donde **XXXX** son cuatro caracteres que identifican al Agente que lo origina, **MM** son dos dígitos (01-12) correspondientes al mes y **DD** son dos dígitos (01-31) que indican el día.

El procedimiento a seguir para el envío de este archivo es el siguiente: Llamar al **BBS** y luego ingresar el nombre del usuario y la palabra clave, seleccionar **C** <Enter> (Correo Electrónico) en el menú principal, **W** <Enter> (Escribir un mensaje) cuando el correo lo solicite. Opcionalmente se puede ingresar directamente **CW SMEC** <Enter> estando en el menú principal.

A continuación el sistema requiere el ingreso del tema o tópico del mensaje, deberá ingresarse el nombre del archivo a transmitir, es decir **XXXXMMDD.ZIP** <Enter>, a continuación el sistema permitirá el ingreso de un mensaje. Este mensaje puede contener información acerca del archivo que se envía y no es obligatorio, al terminar su ingreso cuando el sistema pregunte si se desea adjuntar un archivo deberá ingresarse **Y**<Enter>.

El sistema ofrecerá a continuación los protocolos de transmisión disponibles, deberá seleccionarse uno compatible con el programa de comunicaciones que se esté utilizando y luego seguir el procedimiento correspondiente del programa de comunicaciones para subir un archivo (“File Upload”).

Cuando finalice la transferencia puede salirse del sistema ingresando **/GO EXIT** <Enter> para abandonar el BBS, confirmando con **Y** <Enter>. Opcionalmente, al seleccionar el protocolo de comunicaciones puede

ingresarse a continuación de la selección un signo de admiración **(!)** forzando la desconexión automática al fin de la transferencia, por ejemplo, si el protocolo a seleccionar es el **ZMODEM** debe ingresarse **Z!** <Enter>.

7.4. GENERADORES

01	C.T. Agua del Cajón	AGCJ
02	H. Alicura S.A.	ALIC
03	C.T. Alto Valle S.A.	ALTV
04	H. Ameghino	AMEG
05	H. Chocón S.A.	ARRO
		CHOC
06	H. Río Diamante S.A.	ATOR
07	CNEA Generación	ATU1
		ATU2
		EMBA
08	C.T.N-EA S.A.	BARR*
		CORR*
		FORM*
		SCAT*
09	ESEBA Generación	BBLA
		BRAG
		JUNI
		MDAJ
		MPLA
		NECO
		PEHU
		VGES
10	AYE Generación	CADI
		CCOR
		ELTG
		ESCA
		LREY
		PVIE
		RGRA
		SARM
		ULLU
11	C.T.Litoral	CALC
		PARA

		SFEO
12	EPEC Generación	CASF
		DFUN
		FSIM
		GLEV
		LACA
		LAVI
		LFER
		MOLI
		PILA
		REOL
		SANR
		SFRA
		VMAR
13	C.T. NOA S.A.	CATA*
		FRIA*
		INDE*
		LRIO*
		PALP*
		SALT*
		SARM*
		SPED*
		TART*
14	C.T. Costanera S.A.	COST
15	C.T. Patagónicas S.A.	CRIV
		PTAL
		PTR1
		PTR2
16	C.T. Mendoza	CRPI
		LUJC
17	C.T. Dique S.A.	DIQE
18	C.T. Dock Sud S.A.	DOCK
19	C.T. Filo Morado	FMOR
20	AYE Generación Chubut	FUTA
21	C.T. Güemes S.A.	GUEM
22	C.T. Neuquén	LOLA
23	H. Los Nihuiles S.A.	NIH1
		NlH2

		NIH3
24	C.T. Puerto S.A.	NUEP
		PUEN
25	H. Cerros Colorados S.A.	PBAN
26	H. Piedra del Aguila S.A.	PIDA
27	C.T. Pedro de Mendoza	PMEN
28	SES Generación	QULL
29	H. Río Hondo	RHON
30	C.T. San Nicolás S.A.	SANI
31	C.T.M. Salto Grande	SGRA*
32	ERSE	SIGR
33	C.T. Sorrento S.A.	SORR

7.5. DISTRIBUIDORES Y TRANSPORTISTAS

01	DECA	Catamarca	DECA
02	EDET	Tucumán	EDET
03	DEJ	Jujuy	DEJD
04	DPES	Salta	DPES
05	EPELAR	La Rioja	EPLR
06	SES	San Juan	SESD
07	EMSE	Mendoza	EMSE
08	APELP	La Pampa	APELP
09	EPEN	Neuquén	EPEN
10	ERSE	Río Negro	ERSE
11	DGSP	Chubut	DGSP
12	SPSC	Santa Cruz	SPSC
13	EDENOR	C. Fed. y G. Bs.As.	EDNO
14	EDESUR	C. Fed. y G. Bs.As.	EDSU
15	EDELAP	G. Bs.As.	EDLP
16	ESEBA	Buenos Aires	ESEB
17	EPEC	Córdoba	EPEC
18	DPEC	Corrientes	DPEC
19	SECHEEP	Chaco	SECH
20	EPEER	Entre Ríos	EPER
21	EDESE	Santiago Estero	EDSE
22	EDEFOR	Formosa	EDFO
23	TRANSENER		TRSE
24	TRANSNOA		TRNO

25	TRANSNEA		TRNE
26	TRANSCOMAHUE		TRCO
27	TRANSCUYO		TRCU

7.6. GRANDES USUARIOS Y AUTOGENERADORES

01	COOP. 16 DE OCTUBRE	16OC
02	ACINDAR Ensenada	ACI1
03	ACINDAR Villa Constitución	ACI2
04	AGUAS ARGENTINAS	AGAR
05	AGA	AGAU
06	ALPARGATAS Catamarca	ALPC
07	ALPARGATAS Tucumán	ALPT
08	ALGODONERA S. NICOLAS	ALSN
09	ALUAR	ALUA
10	ARMETAL	ARME
11	ASTRA	ASTR
12	AUTOLATINA	AUTO
13	BUYATTI	BUYA
14	CADIPSA	CADP
15	CALF	CALF
16	CARREFOUR	CARF
15	CELULOSA ARGENTINA	CELU
17	CELULOSA Jujuy	CELU
18	COOP. CEMDO	CEMD
19	C. CERRO NEGRO	CENE
20	COOP. NECOCIHEA	CNEC
21	COOP. CONCORDIA	CONC
20	CORCEMAR	CRCM
22	DANERI	DANE
23	DECKER	DECK
24	LOUIS DREYFUS	DREY
25	EATON	EATO
26	FATE	FATE
27	FRIC ROT	FROT
28	GRAFA	GRAF
29	GUIPEBA S. Javier	GUIJ
28	GUIPEBA Tancacha	GUIT
30	HARENGUS	HARE

31	HIERROMAT Calchaquí	HIEC
32	HIERROMAT Tigre	HIET
33	KLEPPE S.A.	KLEP
34	LOMA NEGRA	LNEG
35	S. LUCIA CRISTAL	LUCI
36	COOP. PUERTO MADRYN	MADR
37	MAFISA	MAFI
38	MAINERO	MAIN
39	MALEIC	MALE
40	MASISA	MASI
41	METACAB AVELLANEDA	META
42	METACAB LAVALLOL	METL
43	MINETTI	MINE
44	Municip. PICO TRUNCADO	MPTR
45	NAVARRO	NAVA
46	LA OXIGENA	OXIG
47	COOP. PUNTA ALTA	PALT
48	PIAP	PIAP
49	REFINOR	REFI
50	COOP. C. RIVADAVIA	RIVA
51	SADESA	SADS
52	MOLINOS JUAN SEMINO	SEMI
53	SIDERAR San Nicolás	SIDN
54	SIDERAR Ensenada	SIDS
55	SIDERAR Florencio Varela	SIDV
56	SIPAR	SIPA
57	TOTAL AUSTRAL	TAUS
58	TERMINAL 6	TERM
59	COOP. TRELEW	TREL
60	Refinería Metales UBOLDI	UBOL
61	VASA	VASA
62	YPF Comahue	YPFC
63	YPF Mendoza	YPFM
64	YPF Patagonia	YPFP
65	ACEROS ZAPLA	ZAPL

P.T. 4: INGRESO DE NUEVOS GRANDES USUARIOS MAYORES, DISTRIBUIDORES, GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES AL MEM

1. CAPÍTULO I - INGRESO DE NUEVOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA)

1.1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente Capítulo es definir la forma y plazos de presentación de los datos e información necesarias para el ingreso y la administración de las transacciones económicas de los Distribuidores y los Grandes Usuarios Mayores en el MEM y definir los requerimientos técnicos relativos a las instalaciones con que deben contar los mismos.

Los datos e información a que se hace referencia en el párrafo anterior se limitan a los que debe enviar, a CAMMESA, el postulante a convertirse en Agente para la verificación de las condiciones de ingreso y de administración.

Los requerimientos reglamentarios y de información que debe cumplir el futuro Agente para solicitar a la Secretaría de Energía su ingreso al MEM están definidos en el Anexo 17 de Los Procedimientos y no forman parte del presente PT.

El presente Capítulo es de aplicación a todo Distribuidor y Gran Usuario Mayor (GUMA) que solicite su ingreso al MEM.

1.2. CARÁCTER DE LA INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

La información requerida, que CAMMESA debe verificar en cumplimiento de la normativa en vigor para la administración de las transacciones y despacho en el MEM, reviste el carácter de declaración jurada.

1.3. REQUISITOS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MEM

1.3.1. DATOS COMERCIALES (LEGALES E IMPOSITIVOS):

- Razón o denominación social y nombre comercial (sí corresponde)
- Para los GUMA la identificación de la planta o suministro para la cual requiere su habilitación.
- Domicilio legal, números de teléfono, fax, y dirección de correo electrónico
- Domicilio comercial, para ser indicado en la facturación, números de teléfono, fax y dirección de correo electrónico
- Representantes habilitados para actuar ante CAMMESA. (para la representación legal, en caso de no ser el presidente de la empresa, adjuntar copia del poder que le otorga facultades suficientes).
- Constancia del Nº de CUIT (formulario de constancia de inscripción en vigencia, firmado por apoderado de la firma)
- Constancia de la situación fiscal frente a la R.G. 18/97 (agente de retención del IVA)
- Constancia para la no retención del impuesto a las ganancias (art. 28 de la R.G. 2784) o de encontrarse comprendidos dentro del régimen especial de pagos a cuenta establecidos por la R.G.2793, en caso de corresponder.

Para los Grandes Usuarios (GUMA) se requiere adicionalmente:

- Constancia de haber firmado un Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Demanda que cumpla con lo establecido en el punto 2 del anexo 17 de los procedimientos.
- Documentación que avale la integración del depósito de garantía cuando corresponda.

Cuando CAMMESA encuentre inconvenientes en la administración de los contratos suscriptos, o cuando le sea solicitado por autoridad competente, podrá requerir la entrega de una copia certificada de los mismos. El Agente deberá presentar la copia solicitada dentro de las 48 horas de realizado el requerimiento.

1.3.2. DATOS REQUERIDOS PARA LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA

Los aspirantes a convertirse en Distribuidores deberán presentar la información requerida para la formación de la Base de Datos del Sistema según lo establecido en el punto 1.2. del Anexo 1 de Los Procedimientos. Los mismos deberán ser enviados a CAMMESA previo al ingreso del Agente.

1.3.3. DATOS REQUERIDOS PARA EL BANCO NACIONAL DE PARÁMETROS

Los aspirantes a convertirse en Distribuidores deberán presentar la información requerida para la formación del Banco Nacional de Parámetros según lo establecido en el Anexo “A” de este PT. Los mismos deberán ser enviados a CAMMESA previo al ingreso del Agente.

1.3.4. DATOS REQUERIDOS PARA LA BASE DE DATOS ESTACIONAL

Los aspirantes a convertirse en Distribuidores o Grandes Usuarios Mayores deberán presentar la información requerida para la formación de la Base de Datos Estacional según lo establecido Capítulo 2 y en el Anexo 2 de Los Procedimientos.

A estos efectos CAMMESA suministrará el soporte informático donde el solicitante volcará los datos correspondientes.

1.4. REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES

1.4.1. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

Los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA) cuentan para implementar el Sistema de Medición SMEC con un plazo de SESENTA (60) días para instalaciones en Media Tensión y CIENTO VEINTE (120) días para instalaciones de Alta Tensión (mayores o iguales a 132 kV) a partir de su ingreso al MEM. Durante esta etapa transitoria deberán contar con instrumental de medición que les permita conformar los datos cada QUINCE MINUTOS (15’), y enviarlos al OED de acuerdo a lo definido en el Procedimiento Técnico N° 3 (SMEC – PROCEDIMIENTO DE RECOLECCION DE DATOS EN EMERGENCIA)

Los Distribuidores deben contar con el Sistema de Medición Comercial (SMEC) habilitado, a la fecha de ingreso al MEM.

Cada GUMA será responsable de la instalación, verificación y mantenimiento del equipamiento de medición de potencia activa en sus nodos de consumo, conforme lo establecido en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Medición Comercial (SMEC).

En lo referente a la habilitación del SMEC del, o los nodos, los pasos necesarios están definidos en el PT Nº 2 (HABILITACION PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICIÓN EN NODOS DEL MEM)

De no cumplir el Agente con la instalación del SMEC en los tiempos mencionados serán aplicables las penalidades establecidas en el punto 7 del Anexo 24 de Los Procedimientos.

1.4.2. EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

Cada conexión entre un Distribuidor o GUMA con el Transportista o PAFTT deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

El tiempo máximo para despeje de fallas que ocurran en los equipos del Distribuidor o GUMA y para las que ocurran en el SISTEMA DE TRANSPORTE deberá ser acordado en forma previa a la conexión.

El ajuste de los relés y de las protecciones del GUMA o del DISTRIBUIDOR en el área próxima al punto de conexión deberá estar coordinado con la TRANSPORTISTA o PAFTT antes de la conexión. El GUMA o Distribuidor deberá presentar los estudios de coordinación de sus protecciones en respuesta a los requerimientos que defina el TRANSPORTISTA o PAFTT.

Deberá dejarse constancia en un acta de toda la información usada, la descripción y resultados de las tareas y pruebas efectuadas para la coordinación de las protecciones y requerimiento de las protecciones de

respaldo ante fallas en el sistema de transporte, así como de los ajustes convenidos entre el GUMA o el Distribuidor y la TRANSPORTISTA o PAFTT. Este documento se denominará Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE.

El acta deberá contener lo siguiente:

1. Listado de las protecciones incluidas en los análisis y estudios de coordinación de protecciones,
2. Descripción del diseño de cada uno de los automatismos requeridos por el Acceso
3. Listado de la documentación técnica usada para efectuar los análisis y estudios de coordinación de las protecciones y el diseño y prueba de los automatismos.
4. Listado de los estudios efectuados para coordinación de las protecciones con sus referencias (N°, revisión, título, fecha, etc.).
5. Descripción de las pruebas requeridas por el Transportista o PAFTT para las protecciones y automatismos
6. Descripción de cada una de las pruebas efectuadas y los resultados obtenidos (incluye una breve descripción, los principales resultados y referencias al protocolo de la prueba, fecha, etc.),
7. Informe con la opinión del Transportista o PAFTT sobre las protecciones del GUMA o Distribuidor y los ajustes definidos para la coordinación de las mismas.

1.4.3. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

Cada GUMA o Distribuidor es responsable de la instalación, verificación y mantenimiento del esquema de alivio de carga según las características y ajustes definidos en el Anexo B de este PT. El Agente deberá tener en servicio el esquema de alivio de carga al momento de su ingreso al MEM.

1.5. PLAZOS DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El plazo establecido para la presentación a CAMMESA de la información solicitada es:

- Distribuidores. 90 días corridos antes de la fecha prevista de ingreso al MEM
- GUMA. La solicitud debe ser presentada a más tardar el último día hábil del penúltimo período trimestral anterior a aquél período trimestral en que pretende ingresar como agente del MEM.

1.6. VERIFICACIÓN DE LOS DATOS PRESENTADOS

CAMMESA informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENRE, en un plazo de QUINCE (15) días corridos contados desde la presentación en forma de la solicitud, si el solicitante cumple los requisitos exigidos en LOS PROCEDIMIENTOS para su ingreso y su administración en el MEM.

De no cumplir con los requisitos exigidos, CAMMESA informará al futuro Agente y a los Generadores con los cuales suscribió contratos.

1.7. INGRESO DEL NUEVO AGENTE AL MEM

CAMMESA incorporará al nuevo agente al MEM en la fecha y condiciones establecidas en la Resolución o Disposición de la SECRETARÍA DE ENERGÍA que autoriza el ingreso del mismo.

Si el solicitante accede al MEM, no por conexión directa con instalaciones eléctricas que forman parte del SADI, sino a través de instalaciones que están conectadas con ellas, o con instalaciones conectadas con estas últimas y la Resolución o Disposición de la SECRETARÍA DE ENERGÍA de ingreso no establece la forma de cálculo de los cargos a pagar por el GUMA o Distribuidor en concepto de servicio de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT), se entenderá que ha llegado a un acuerdo, con la, o las empresas, o entes que exploten instalaciones a través de las cuales se vincula al SADI.

Una vez autorizado su ingreso como Agente del MEM, será obligación del mismo mantener todos sus datos actualizados.

1.8. ANEXOS Y PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS RELACIONADOS

- ANEXO 1- BASES DE DATOS DEL SISTEMA

- ANEXO 2 - BASE DE DATOS ESTACIONAL
- ANEXO 17 - INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MEM
- ANEXO 24.1 – NORMAS DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL DEL MEM
- PROCEDIMIENTO TÉCNICO Nº 2 - HABILITACION PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICIÓN EN NODOS DEL MEM
- PROCEDIMIENTO TÉCNICO Nº 3 - SMEC - PROCEDIMIENTO DE RECOLECCION DE DATOS EN EMERGENCIA

2. CAPITULO II - INGRESO DE NUEVOS GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES AL MEM

2.1. INTRODUCCION

Los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores, antes de conectarse al PAFTT o al Transportista deben cumplir con requisitos reglamentarios, informativos y técnicos para permitir su ingreso al MEM, su habilitación comercial y su despacho.

En el presente procedimiento técnico se indican los plazos permitidos para el cumplimiento de cada requisito, en el marco de lo establecido por "Los Procedimientos".

En cada caso se detallan los requisitos reglamentarios, se especifican las características técnicas que deben cumplir las unidades generadoras de los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores y se detalla la información que deben entregar a CAMMESA.

Estas obligaciones mínimas, no se contraponen con las especificaciones habituales de funcionamiento y control propio de las centrales y, cuando correspondan pueden ampliarse, cuando ello sea necesario para cumplir con lo indicado en los Procedimientos.

Los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores deberán cumplir con todos los requisitos solicitados previos a su ingreso efectivo al MEM, para poder ser incluidos en la programación estacional, mensual o semanal.

2.2. REQUISITOS PARA SOLICITAR SU INGRESO AL MEM

2.2.1. REQUISITOS REGLAMENTARIOS

Deberán cumplir con los requisitos básicos indicados en el Anexo 17 de "Los Procedimientos".

Toda empresa que aspire a convertirse en Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM debe obtener la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA presentando una solicitud en las condiciones indicadas en el Anexo 17 de "Los Procedimientos".

Para ingresar al SADI, el solicitante debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (Anexo 16 de Los Procedimientos).

2.2.2. REQUISITOS INFORMATIVOS

2.2.2.1. REQUISITOS GENERALES

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, simultáneamente con la solicitud indicada en el punto precedente, deben presentar una SOLICITUD de Acceso ante LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE (LA TRANSPORTISTA) que deberá contener la información solicitada en el Anexo 16 de "Los Procedimientos".

En particular los estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD, se deberán realizar de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico Nº 1 de CAMMESA " Estudios Requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al Sistema de Transporte".

Simultáneamente con la solicitud de ingreso deberán presentar ante CAMMESA la información mínima requerida para la administración de sus transacciones y despacho de energía que se indican en los puntos 2.2.2.2 y 2.2.2.3.

2.2.2.2. DATOS COMERCIALES (LEGALES E IMPOSITIVOS):

- Razón o Denominación Social y Nombre Comercial.
- Domicilio legal, Números de Teléfono y Fax.
- Domicilio comercial, para ser indicado en la facturación, Números de Teléfono y Fax.
- Representantes habilitados para actuar ante CAMMESA. (Para la representación legal, en caso de no ser el Presidente de la Empresa, adjuntar copia del poder con facultades suficientes).
- Constancia de Nº de CUIT (Formulario 576 original).
- Constancia de la situación fiscal frente a la R.G. 3125 (Agente de retención del IVA)
- Constancia para la no retención del Impuesto a las ganancias (Art. 28 de la R.G. 2784)
- Constancia de no encontrarse comprendidos dentro del régimen especial de pagos a cuenta establecidos por la R.G. 2793.
- Constancia de hallarse excluidos (R.G. 3851) de las disposiciones de la R.G. 3130.

Una vez autorizado su ingreso como Agente del MEM, será obligación del mismo mantener estos datos actualizados.

2.2.2.3. DATOS REQUERIDOS PARA LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA.

- Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando las empresas titulares de las instalaciones que los conforman.
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM.
- Fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar.
- Copia de la nota remitida al Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía solicitando las condiciones técnicas y económicas de dicha prestación.
- Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.
- Máquinas Térmicas y Nucleares: Consumo específico medio bruto previsto.
- Máquinas Térmicas: tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento.
- Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa, y datos de evaporación.
- Centrales Hidroeléctricas en General: Número de grupos, función para conversión energética (m3 por kWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.
- Centrales de Bombeo: Para el embalse y contraembalse, curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa. Datos de evaporación.

2.2.3. REQUISITOS TECNICOS

2.2.3.1. REQUISITOS GENERALES Y PARTICULARES

Atendiendo a la muy variada composición del parque generador del S.A.D.I. (centrales hidráulicas, térmicas, nucleares, con turbinas de gas, de vapor, motores Diesel, ciclos combinados, etc.), no es razonable establecer requisitos comunes para la totalidad de las máquinas y, más aún, si se tiene en cuenta la dispersión de potencias. Por este motivo los requisitos se dividen en:

- GENERALES: requisitos que deben cumplir todas las máquinas del SADI.
- PARTICULARES: requerimientos adicionales según la potencia y particular ubicación de la central en la red del SADI.

- ESPECIALES: requerimientos adicionales a los indicados en este PT que se establezcan para el ingreso de generación no convencional en función del resultado de los análisis de los estudios que se efectúen para evaluar la Solicitud de Acceso del Generador.

Los generadores que deben cumplir con los requisitos particulares son aquellos que tienen alguna de las siguientes características:

* La potencia nominal total de una unidad o de una nueva central que ingresa al MEM es superior a 100MW

* La potencia nominal total de una unidad o de una nueva central que ingresa MEMSP es superior a 30MW

Algunos Requisitos Particulares pueden ser aplicados a centrales o unidades con potencias nominales inferiores a las detalladas precedentemente en este Procedimiento cuando los estudios de acceso o estudios que CAMMESA realice con el fin de verificar los criterios y condiciones de seguridad muestren la necesidad de los mismos.

Asimismo, cuando el Agente presente los estudios y evaluaciones que fundamenten que un diseño que no cumpla íntegramente con lo definido en los Requisitos Particulares no afecta la calidad, la capacidad del Sistema de Transporte, o la seguridad del sistema; CAMMESA deberá analizar los estudios, y podrá aceptar la solución propuesta, siempre que las condiciones y escenarios sean adecuados, y los resultados demuestren claramente la efectividad de la solución propuesta.

Cuando el ingreso de generación corresponda a instalaciones denominadas no convencionales: eólica, mareomotríz, geotérmica, etc., las cuales por sus características pueden requerir estudios y especificaciones de funcionamiento y ensayos no contemplados en el presente Procedimiento Técnicos, CAMMESA podrá definir los requisitos especiales.

Esos requisitos serán informados al Agente y al ENRE, indicando los criterios de desempeño que deberá satisfacer la instalación y presentando los fundamentos que justifican su aplicación. En su definición CAMMESA deberá tener en consideración la opinión del Transportista.

Para conectarse al SADI los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores deberán cumplir los siguientes requisitos técnicos mínimos:

2.2.3.2. REQUISITOS GENERALES

Todas las Unidades Generadoras cuya conexión directa o indirecta al SISTEMA DE TRANSPORTE sea autorizada, sus instalaciones y aparatos, deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Corriente de secuencia inversa

Cada Unidad Generadora deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo. En el caso de la apertura monofásica de una línea, durante el tiempo muerto que estuviese ajustado el sistema automático de recierre en las protecciones de líneas, las protecciones del generador no deberán desconectar la unidad.

b) Rangos de frecuencia admisibles de operación.

- Rango de frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 100 seg. entre 48,5 y 49,0 Hz, y entre 51, y 51,5 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 25 seg. entre 48 y 48,5 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 15 seg. entre 47,5 y 48 Hz, y entre 52,0 y 52,5 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47,5 Hz y 52,5 Hz

c) Requisitos para el sistema de control de potencia frecuencia

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1%.

- Tiempo de establecimiento (necesario para que la potencia mecánica ingrese en la banda del +/- 10% del incremento de carga aplicado) del lazo de regulación de velocidad menor a 60 segundos para máquinas térmicas e inferior a 140 segundos para máquinas hidráulicas.
- El lazo de control de potencia-frecuencia, se deberá ajustar de manera tal, que el Tiempo de Establecimiento verifique los requisitos establecidos en el Procedimiento Técnico N° 9.

d) Desconexión automática de generación (DAG), desconexión automática de carga (DAC), Control de la Compensación de Reactivo en la Red (CCRR)

Disponer, con anterioridad a la conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE, de los equipamientos necesarios para la DAG/ DAC/ CCRR, cuando fueran requeridas por el sistema eléctrico y funadamentadas sobre la base de lo establecido en los Procedimientos.

El agente debe presentar el informe de diseño funcional de estos sistemas y un análisis cuantitativo de su confiabilidad: tasa de falla por actuaciones indebidas y tasa de falla cuando se requiere su actuación. La información del diseño y las pruebas de estos automatismos deberá incluirse en el Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE cuyo contenido se describe en el punto siguiente.

e) Equipos de maniobra y protección

Cada conexión entre una Unidad Generadora y el SISTEMA DE TRANSPORTE deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

El tiempo máximo para despeje de fallas que ocurran en los equipos del GENERADOR y para las que ocurran en el SISTEMA DE TRANSPORTE deberá ser acordado con la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión del GENERADOR.

El GENERADOR deberá disponer la protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE.

Los interruptores del punto de conexión entre un GENERADOR y la TRANSPORTISTA o PAFTT deberán contar con protección de falla de interruptor y de detección de discrepancia de polos. El ajuste de los relés y de las protecciones del área próxima al punto de conexión deberá estar coordinado antes de la primera sincronización del generador. El Generador deberá presentar los estudios de coordinación de sus protecciones en respuesta a los requerimientos que defina el TRANSPORTISTA o PAFTT para la aprobación por parte de éste, y además enviará copia de esos estudios a CAMMESA.

Las protecciones involucradas en el estudio serán las que pueden afectar el comportamiento del sistema eléctrico, y como mínimo incluirán las siguientes:

- Subfrecuencia, con todos los escalonamientos existentes
- Sobrefrecuencia
- Secuencia inversa
- Sobrecorriente de respaldo
- Pérdida de excitación
- Protección de pérdida de sincronismo (sí el generador contase con la misma)

Deberá dejarse constancia en un acta toda la información usada, la descripción y resultados de las tareas y pruebas efectuadas para la coordinación de las protecciones y la definición de los requerimientos de las protecciones de respaldo ante fallas en el sistema de transporte, así como de los ajustes convenidos entre el GENERADOR y la TRANSPORTISTA o PAFTT. Este documento se denominará Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE.

El acta citada deberá contener lo siguiente:

Listado de las protecciones incluidas en los análisis y estudios de coordinación de protecciones, Se describirá el eventual cambio o agregado de alguna/s protección/es del Sistema motivada por el acceso del generador.

1. Descripción del diseño funcional y de los principales componentes de cada uno de los automatismos

2. Listado de la documentación técnica usada por el GENERADOR y la TRANSPORTISTA o PAFTT para efectuar los análisis y estudios de coordinación de las protecciones y el diseño y prueba de los automatismos.
3. Listado de los estudios efectuados para coordinación de las protecciones con sus referencias (N°, revisión, título, fecha, etc.).
4. Descripción de las pruebas requeridas por el Transportista o PAFTT para las protecciones y automatismos
5. Descripción de cada una de las pruebas efectuadas y los resultados obtenidos (incluye una breve descripción, los principales resultados y las referencias del protocolo de la prueba, fecha, etc.),
6. Informe con la opinión del Transportista o PAFTT sobre las protecciones del Generador y los ajustes definidos para la coordinación de las mismas.

f) Instalaciones de arranque en negro

Disponer con anterioridad a su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE de las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico.

g) Equipamiento para el Sistema de Operación y Despacho

Deberá contar con el equipamiento requerido por el Anexo 24 de Los Procedimientos para el SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SMEC, SOTR, SCOM).

2.2.3.3. REQUISITOS PARTICULARES

Adicionalmente a los requisitos especificados en el punto 2.2.3.2, en función de las características y localización o cuando CAMMESA lo requiera fundamentada en las evaluaciones y/o estudios que efectúe en el marco de las reglamentaciones vigentes, los generadores deberán cumplir con:

a) Control Conjunto de Potencia Reactiva-Tensión

El sistema de excitación debe estar preparado para admitir un control conjunto de potencia reactiva-tensión cuya función sea regular la tensión en barras de Alta Tensión de la Central, en un valor preestablecido, a fin de suministrar un robusto soporte de tensión que apoye a la transmisión y efectuar un reparto uniforme de la potencia reactiva entre los generadores. Se entiende por Central, en este caso, al conjunto de máquinas de Pn > 10 MVA, que entreguen su energía y potencia en un mismo punto del SADI.
Limitador de mínima excitación y protección de pérdida de excitación

El sistema de excitación debe poseer un limitador que impida que durante la operación normal la excitación descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación. Este límite debe ser ajustable a fin de coordinarlo con el diagrama de capacidad y las protecciones del generador

Además el generador debe contar con una protección de pérdida de excitación con dos niveles, uno para detección de pérdida de excitación con baja carga y otro para el caso de condiciones más severas que actúe en forma casi instantánea.

b) Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

Con el objeto de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (locales, intraplanta, interplanta, interárea, etc.) de la red, el Regulador Automático de Tensión (RAT) debe estar provisto de un ESTABILIZADOR (PSS), el cual operará modulando la referencia de tensión.

Este equipo debe ser capaz de realizar aportes positivos al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas dentro de una banda de frecuencias comprendidas, como mínimo, entre 0,1 Hz y 2,5 Hz. El esquema de estabilización se basará en los principios de la estabilización por potencia acelerante, y deberá reunir suficiente flexibilidad para el ajuste. Los transductores utilizados deberán garantizar una adecuada linealidad en el rango de operación y presentar constantes de tiempo inferiores a 40 mseg.

CAMMESA decidirá cuando y en que máquina habilitará el funcionamiento del PSS o requerirá modificaciones en la calibración para aumentar la eficiencia y también definirá en que casos se puede prescindir de este elemento de control. Se podrá utilizar otro principio de estabilización, siempre y cuando sea demostrable que su prestación es igual o superior al de potencia acelerante.

c) Desempeño de la regulación de tensión en vacío

Los valores especificados a continuación se refieren al nivel de desempeño exigido para la tensión terminal de generación, en regulación automática de tensión, y operación en régimen lineal.

La respuesta a un cambio de referencia de tensión de pequeña amplitud, deberá ser rápido, manteniendo la sobreoscilación en valores inferiores al 15%, el tiempo de crecimiento por debajo de 300 ms, y un tiempo de establecimiento menor a 1,5 seg.

Para la ganancia estática, se ha fijado un límite máximo de 400 pu, lo que permite alcanzar una precisión aceptable para la regulación en estado estacionario.

d) Desempeño de la regulación de tensión en carga

Para regímenes de pequeñas perturbaciones, el error estático en la tensión de generación deberá mantenerse por debajo del 0,5% al variar el estado de funcionamiento del generador de vacío a plena carga y factor de potencia nominal. Este es un requisito básico para garantizar una adecuada calidad de servicio, y además, realizar un pleno aprovechamiento de la capacidad del generador.

Asimismo, el regulador de tensión deberá contar con reducción transitoria de ganancia para la banda de frecuencias de perturbación comprendida entre 1,5 rad/seg y 15 rad/seg, lo que permitirá extender la región de operación estable del generador en el plano P-Q.

Para la operación en carga, se requiere la provisión de compensación por corriente reactiva, a fin de mejorar el control de tensión del lado de alta tensión del transformador elevador para situaciones de indisponibilidad del control conjunto de tensión de alta tensión.

Para "Vfdmax" se establece un mínimo de 2 veces la tensión de excitación a plena carga y factor de potencia nominal.

El gradiente de aumento de tensión ante fallas severas deberá ser tal que la excitación alcance el techo antes de 10 mseg. para una depresión de la tensión terminal del 50%, con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.

2.3. REQUISITOS PREVIOS AL PERIODO ESTACIONAL DE INGRESO

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, deberán cumplir los siguientes requisitos antes de las fechas para el envío de los datos requeridos para la programación de Período Estacional Semestral en la que está prevista su entrada en servicio.

Las fechas son:

10 de febrero: si entra en servicio durante el Período Estacional de Invierno

10 de agosto: si entra en servicio durante el Período Estacional de Verano

2.3.1. REQUISITOS REGLAMENTARIOS

Deberán estar vigentes:

a) Resolución de la Secretaría de Energía habilitándolo como Agente del MEM.

b) Resolución del ENRE autorizando el acceso a la capacidad de transporte existente.

2.3.2. REQUISITOS INFORMATIVOS

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, deberán enviar las siguientes informaciones, ratificando o rectificando, cuando corresponda, las informaciones entregadas con la solicitud de ingreso. A esos efectos deberán completar las planillas que correspondan del Banco Nacional de Parámetros.

a) Datos comerciales (legales e impositivos):

Se deberán actualizar los datos indicados en el punto 2.2.2.2.

b) Datos requeridos para las Bases de Datos del Sistema y Estacional.

La información suministrada debe poseer una consistencia tal que permita reproducir en forma aproximada, mediante programas de simulación dinámica, los transitorios experimentados por las principales variables de estado del sistema de control.

Para el sistema de control “potencia-frecuencia” de cualquier grupo generador, se deberán suministrar modelos que permitan reproducir la dinámica de variables como: posiciones de válvulas y potencia mecánica,

registrada ante simples ensayos de rechazo de carga (al 100% y 60% de la potencia nominal), y/o ensayos de tomas de carga al variar en forma de escalón o de rampa las consignas de potencia y frecuencia.

Para el caso particular de las TG con potencia superior a 30MW se deben representar con buena aproximación lazos de control secundarios como ser: control de temperatura, álabes guía de entrada de aire a compresor (IGV), etc.

Para los sistemas de control de la excitación la información (modelo) debe permitir simular con buena aproximación las variaciones de la tensión terminal, tensión de campo, potencia activa y reactiva generada, etc.

En el caso de ciclos combinados la información del modelo del regulador de potencia frecuencia debe permitir reproducir las variaciones de potencia mecánica de la TV ante la desconexión intempestiva de una o más de las TG base del mismo.

A solicitud de CAMMESA el Generador deberá poner a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia, frecuencia, de excitación y controles asociados.

Los datos requeridos son:

- Identificación (Nombre, Nº de máquina, Tipo, Ubicación Central, etc.).
- Las características técnicas del equipamiento requerido en el Anexo 24 de Los Procedimientos para el SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SMEC, SOTR, SCOM).
- Las Planillas del Banco Nacional de Parámetros de Generadores, trafos y líneas, completadas con todos los datos de las nuevas instalaciones.
- Diagramas de bloques y modelos de los siguientes sistemas de control automático:
  - RAT (Regulador automático de tensión)
  - UEL (Limitador de mínima excitación)
  - OEL (Limitador de máxima excitación)
  - PSS (Estabilizador del sistema de potencia)
  - RAV (Lazo de control potencia-frecuencia) para TG¨s y TV
- Tabla de la Potencia efectiva y consumo de servicios auxiliares de la TV, para diferentes potencias de las TG, incluyendo el caso en que el ciclo opere con una sola TG E/S.
- Turbogás: Curva/s del fabricante indicando la variación de la potencia máxima, ante cambios en la temperatura ambiente, presión atmosférica y frecuencia de red. Potencia funcionando en carga base, calculada para 50 Hz; 49,5 Hz, 49 Hz; 48,5 Hz y 48 Hz, para una temperatura ambiente de 40°C; 35°C y 30°C.
- Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.
- Tensión Nominal, Reactancias, Resistencias, Constantes de Tiempo.
- Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo, desde sincronismo hasta plena carga, y para las máquinas turbovapor tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y rearranque.
- Tasa de indisponibilidad forzada prevista para las máquinas.
- Centrales Térmicas y Nucleares: consumo específico medio bruto. Coeficientes A, B y C de la función representativa del Consumo Específico Bruto.
- Máquinas Térmicas: Tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento de combustible. Previsiones de disponibilidad de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas). Costos variables de Producción y precio de referencia de flete, tal como se indica en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS

- Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa y datos de evaporación;
- Centrales Hidroeléctricas con embalse de capacidad estacional: valores del agua tal como se indica en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- Centrales Hidroeléctricas en General: función para conversión energética (m3 por KWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943. Pronósticos de aportes o de energía, según corresponda, o de tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto. Restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc.).
- Autogeneradores y Cogeneradores: Rango de potencia que pueden intercambiar. Saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.
- Capacidad para regulación de tensión: curva de capabilidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación, factor de potencia.
- Previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir con su compromiso de Control de Tensión y suministro de potencia reactiva.
- Características de regulación de excitación: Características, datos completos de ajuste, diagrama de bloques, diagramas funcionales y protocolos de ensayo, del sistema de excitación, limitadores (UEL, OEL) y de los estabilizadores de potencia (Pss).
- Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria;
- Máxima sobrefrecuencia admitida y ajuste y temporización de los relés de sobrefrecuencia.
- Valores de frecuencia y temporización de todos los relés o lógicas que pueden desconectar la unidad generadora por subfrecuencia.
- Tiempo de lanzamiento (de acuerdo a ensayo).
- Característica del regulador de velocidad (marca, control PI o PID, hidráulico, electrohidráulico, etc.)
  - Banda muerta (rango de ajuste, calibración actual).
  - Estatismo permanente (rango de ajuste, valor usual).
  - Compensaciones dinámicas (amortiguamientos)
  - Velocidad de toma de carga (MW/seg)
    - Para máquinas hidráulicas:

      Estatismo transitorio (rango de ajuste, calibración actual)

      Constante de Tiempo del Estatismo Transitorio Constantes proporcional, integral y derivativa del compensador directo (KP, KI y KD)
    - Para máquinas térmicas:

      En caso de poseer compensaciones dinámicas, función transferencia con todos los parámetros.

      Variador de velocidad/consignador (tipo: potenciómetro motorizado, consignador estático, etc.)
- Tiempo de establecimiento (lapso necesario para que la potencia mecánica ingrese en la banda del +/- 10% del incremento de carga aplicado).
- En el caso de que la central posea un sistema de CONTROL CONJUNTO de GENERACIÓN y/o REGULACIÓN SECUNDARIA se debe proveer su diagrama funcional con los parámetros correspondientes, indicando el rango de ajuste de aquellos que pueden modificarse.
- Característica de la turbina
    - Hidráulica:

      parámetro TW ensayado

- Térmica:

  Modelo simplificado indicando constante de tiempo de la etapa de Alta Presión del recalentador y porcentajes de potencia producida en cada etapa .

  Modelo simplificado de la caldera incluyendo constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados modelo del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.

  Característica del limitador de carga.

  Puntos de operación prohibidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, resonancias, etc.)

  Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, banda muerta, etc.).

  Límites de velocidad de toma de carga

  Característica, modelos y parámetros del sistema de reducción rápida de carga y/o sistema cierre rápido de válvulas (FAST-VALVING)

2.4. REQUISITOS PREVIOS A LA PRIMERA SINCRONIZACIÓN CON EL SADI

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, deberán cumplir los siguientes requisitos antes de la primer sincronización con el SADI.

2.4.1. HABILITACIÓN TÉCNICA

Antes de efectuar la primer sincronización deberán ensayarse especialmente todas las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en las instalaciones del generador se traslade al SADI. Además se deberá cumplir con lo siguiente:

a) con todos los requisitos previos a la conexión al SADI solicitados por la Secretaría de Energía y el ENRE en las respectivas resoluciones de habilitación.

b) Haber cumplido con los requisitos de administración del MEM indicados en el Anexo 17 de Los Procedimientos.

c) Tener la habilitación del Transportista y/o PAFTT al que está vinculado que indique que cumple con los requisitos de conexión.

d) Haber firmado y presentado a CAMMESA el Convenio de Conexión incluido el Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE

e) Haber instalado todos los equipamientos de protección y control requeridos por el sistema eléctrico que CAMMESA o la Transportista o el PAFTT hayan solicitado, como resultado del análisis de los estudios presentados por el Agente o de estudios propios.

f) Haber concluido a satisfacción de CAMMESA con todos los estudios requeridos para la Etapa II del PT1. A estos efectos cuando lo considere necesario CAMMESA pedirá opinión al Transportista sobre estos estudios.

g) Disponer de las instalaciones para desconexión automática de generación (DAG),

h) Disponer de las instalaciones para desconexión automática de carga (DAC)

i) Disponer de las instalaciones para Arranque en Negro.

j) Disponer de los automatismos ante pérdida de el /los generadores

k) Tener habilitado el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) dentro de los plazos establecidos en la regulación vigente.

Cuando CAMMESA verifique que el Generador ha cumplido con lo indicado precedentemente le otorgará la Habilitación Técnica.

2.4.2. REQUISITOS INFORMATIVOS PARA LA SINCRONIZACIÓN

Por lo menos 15 días antes del inicio de los ensayos de puesta en marcha los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores deberán enviar al Centro de Operaciones de CAMMESA y al Centro de Operaciones del Transportista o PAFTT, la siguiente información:

- Los Programas de Pruebas (5.4) para la puesta en marcha de cada unidad con el detalle de los ensayos a realizar, indicando en cada caso el efecto que pueden producir sobre el SADI y condiciones especiales que se requieran en el sistema para realizarlos.
- La lista de operadores de la central y los medios de comunicación entre estos y los operadores de CAMMESA y del COT, COTDT y/o COPAFTT.
- El Resumen de los Procedimientos Operativos (versión preliminar para Marcha de Prueba)

El cronograma definitivo y la coordinación de los ensayos deberá acordarse con el Centro de Operaciones de CAMMESA.

2.4.3. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

Con el fin de contar con definiciones e información sobre la operación de la unidad generadora el Agente debe presentar un informe referido a los procedimientos operativos de la central que debe contener una descripción de los medios y procedimientos que se aplican en la operación de los generadores que incluya como mínimo lo siguiente:

- Descripción de los controladores de potencia-frecuencia
- Modos de operación (RPF, carga base, control de velocidad, etc.)
- Forma de definir los parámetros y límites de generación cuando opera en RPF
- Configuración normal de servicios auxiliares, bombas, etc.
- Criterios operativos de seguridad ante indisponibilidades o fallas de sistemas de la Planta (servicios auxiliares, bombas, etc.).
- Medidas de Seguridad y Restricciones Operativas, para intervenciones de emergencia en las instalaciones con unidades generadoras en servicio.
- Un resumen de cada uno de los principales procedimientos operativos.

La descripción de los recursos y conceptos que maneja el operador para establecer el despacho y condiciones de seguridad de las unidades generadoras debe hacerse en forma clara y precisa

El agente presentará las revisiones de este informe en toda oportunidad que haga modificaciones en los Procedimientos Operativos que afecten la confiabilidad, o cuando CAMMESA lo requiera.

2.5. MARCHA DE PRUEBA

Una vez obtenida la Habilitación Técnica y habiendo cumplido con los requisitos informativos para la primera sincronización con el SADI, el Generador estará en condiciones de efectuar su conexión a la red, iniciar la marcha de prueba, y comenzar su operación comercial restringida. La Marcha de Prueba finalizará con la Habilitación Comercial del Generador.

2.5.1. REQUISITOS GENERALES PARA LA MARCHA DE PRUEBA

Durante la Marcha de Prueba el despacho del Generador será forzado para cumplir con las condiciones de seguridad que requiera CAMMESA o el PAFTT en relación con el desempeño y las características de las pruebas. La potencia operada se considera como no firme.

Los ensayos a realizar, cuya realización deberá estar aprobada por CAMMESA y el COT, COTDT y/o COPAFTT, deberán demostrar que la central se encuentra en condiciones operativas para conectarse al SADI.

CAMMESA, cuando lo estime conveniente, solicitará al Agente un informe de auditores independientes previamente aceptados por CAMMESA con el fin de verificar los ensayos, informar de los resultados de los mismos, evaluar el funcionamiento y estado de elementos críticos en las plantas generadoras. El costo de esos trabajos estarán a cargo del Agente.

2.5.2. OPERACIÓN DEL GENERADOR DURANTE LA MARCHA DE PRUEBA

CAMMESA coordinará mediante el COT, COTDT y/o COPAFTT, cuando corresponda, la operación de las centrales conectadas a dichos transportistas.

Las solicitudes de entrada o salida de servicio de cada unidad, o modificación de carga, serán comunicadas por CAMMESA al Centro de Operaciones respectivo y estos a la central generadora.

El Generador comunicará al COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente, y estos lo transmitirán al Centro de Operaciones de CAMMESA, toda información sobre horarios de entradas o salidas de servicio, condición de indisponibilidad y sus causas, limitaciones a la potencia operable y sus causas, aumentos o reducciones de potencia generada, etc., dentro de los diez minutos posteriores de sucedidos.

Según las necesidades de control de tensión, el COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente coordinará directamente con la central generadora los requerimientos de potencia reactiva.

2.5.3. ENSAYOS

Durante la marcha de prueba el GENERADOR deberá realizar los siguientes ensayos:

2.5.3.1. ENSAYOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

Los ensayos del sistema de excitación de cada grupo generador, tienen por finalidad identificar con precisión la respuesta dinámica de su regulador automático de tensión, incluyendo los lazos de limitación (UEL, OEL y Volt/Hz) y estabilización (PSS). Este grupo de ensayos incluye lo siguiente:

- Verificación de la función de transferencia del Regulador Automático de Tensión
- Verificación de la respuesta del RAT con el generador en Vacío (Ensayo al Escalón).
- Verificación de la respuesta del RAT con el generador en carga.
- Verificación de techos de excitación y límites del RAT con el generador en vacío.
- Ensayo de respuesta dinámica en carga con actuación de los limitadores de excitación.

2.5.3.2. ENSAYOS DEL LAZO DE CONTROL POTENCIA FRECUENCIA.

- Medición del Tiempo de Restablecimiento
- Los ensayos para medición de: ESTATISMO, BANDA MUERTA y TIEMPO DE LANZAMIENTO.(según lo indicado en el PT9).
- Funcionamiento en carga. Para Turbogás verificación del funcionamiento en diferentes modos de control: carga base, regulación de frecuencia, carga preseleccionada.
- Para Turbogás: Medición potencia máxima operable para diferentes temperaturas ambiente y frecuencia de red.
- Para Turbovapor y Turbogás: Medición del tiempo máximo que puede sostener el aporte a la regulación primaria de frecuencia, ante subfrecuencias sostenidas en el SADI.
- Reducción rápida de carga.
- Incremento rápido de carga.

2.5.3.3. ENSAYOS PARA MEDICIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL GENERADOR.

- Ensayos para medición de parámetros de Eje Directo.
- Ensayos para medición de parámetros de Eje en Cuadratura.

2.5.3.4. ENSAYOS DE LOS ESTABILIZADORES (PSS)

- Característica de respuesta en frecuencia del Estabilizador.
- Medición del efecto del PSS para amortiguar el modo local.
- Ensayo para ajuste de la ganancia. (Ganancia máxima del estabilizador)
- Desempeño del PSS ante variaciones rápidas de carga de turbina

2.5.3.5. ENSAYOS OPERATIVOS

Los ensayos operativos tienen por objeto alcanzar gradualmente la potencia máxima en grupos generadores de gran porte o ciclos combinados de potencia total superior a los 300 MW y de este modo minimizar los riesgos de perturbaciones en la red por falla de las nuevas instalaciones.

Tratándose de pruebas de equipamiento ingresante al SADI resulta prioritario preservar durante la ejecución de las mismas la seguridad de la operación, debiéndose coordinar previamente las condiciones de la red y el despacho para alcanzar dicho objetivo.

Este grupo de ensayos incluye lo siguiente:

1. Marcha con carga parcial de unidades generadoras o CC
2. Pruebas con dos unidades del CC
3. Pruebas de rechazos de carga al 50%
4. Marcha de 72 hs. al 50 y 75 %
5. Rechazos de carga al 100%.
6. Marcha de 72 horas al 100 %
7. Reducción controlada de la potencia

2.5.3.6. ENSAYOS DE LA DAC, DAG, Y CONTROL DE LA COMPENSACIÓN DE REACTIVO EN LA RED (CCRR)

Durante la marcha de prueba se completarán los ensayos que permitan verificar el correcto funcionamiento de los equipos y señales que forman parte de los sistemas DAC, DAG y CCRR que sean necesarios para el funcionamiento del generador para alguna condición de operación. Cuando no sea posible o conveniente generar las condiciones reales, o efectuar la desconexión de carga o del generador, la verificación se hará por partes cubriendo la totalidad de los elementos. A esos efectos se deberán ejecutar los siguientes ensayos:

- Transmisión de señales.
- Detección de condiciones para actuación de los automatismos (configuración, cambios de variables),
- Ajustes/verificación en campo de elementos de medición de variables

2.5.3.7. ANÁLISIS Y ENSAYOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y LA ESTABILIDAD DEL GENERADOR ANTE PERTURBACIONES EN LA FRECUENCIA DE LA RED

El Generador deberá identificar técnicamente los elementos críticos que pueden producir la salida parcial y/o total de las máquinas e informar las salvaguardas adoptadas. Esta información deberá ser entregada a CAMMESA bajo Declaración Jurada. El agente con la máquina en carga de acuerdo a indicaciones de CAMMESA, deberá realizar ensayos en los que se produzca la perdida de algún elemento de la instalación o se simulen condiciones de falla en algunos elementos que sean críticos para el funcionamiento de la unidad o del Ciclo Combinado, debiendo verificar en cada prueba si la misma permanece en servicio en forma parcial o total. Las medidas de seguridad para las pruebas deberán ser aprobadas por el PAFTT y CAMMESA dejando establecido en cada caso el estado de carga con que se realizará el ensayo y él o los elementos que se simularán fallados.

El agente deberá proponer a CAMMESA un consultor u organismo de reconocida capacidad técnica para auditar las evaluaciones y ensayos que se describen en los ANEXOS G y H que se resumen a continuación:

- Rechazo de carga de cada una de las unidades de un CC,
- Evaluación del comportamiento del control de la TV ante el rechazo de una TG de un Ciclo Combinado
- Ensayo para evaluación del efecto del disparo de la TV de un Ciclo Combinado sobre la estabilidad de la/s TG.
- Ensayo de inyección de señal de error en el control de potencia-frecuencia simulando una caída de la frecuencia a 48 Hz.
- Operación de la/s unidad/es en baja frecuencia fuera de paralelo,
- Operación de la TV con los auxiliares alimentados desde una fuente con 49 Hz durante tres minutos
- Operación de las unidades generadoras en 48,5 Hz durante 25 s.

- Verificación del funcionamiento del sistema de By- Pass

El auditor deberá elaborar un informe con su opinión de las pruebas y evaluaciones realizadas dejando constancia del grado de cumplimiento y eficacia de los trabajos y evaluaciones efectuadas. Cuando CAMMESA lo requiera el Agente deberá suministrar la información técnica y/o los protocolos de los ensayos correspondientes.

Los estudios del Agente y el informe del auditor también deberán incluir como mínimo el análisis y las pruebas necesarias para evaluar la confiabilidad de los siguientes sistemas:

1. Fallas en bomba de alimentación de agua a la caldera.
2. Fallas en calderas (bombas de circulación, etc.)
3. Fallas de bombas de extracción de condensado
4. Fallas en el sistema de circulación de agua de refrigeración del condensador (bombas, filtros)
5. Fallas de los compresores y otras fallas probables en el sistema de aire de control
6. Fallas en el sistema auxiliar de agua de refrigeración (bomba, etc.)
7. Falla en el sistema de suministro de alimentación eléctrica a servicios auxiliares (verificación de conmutación, protecciones)
8. Fallas en el sistema de control (procesadores, remotas, comunicaciones, alimentación, etc.)
9. Fallas en sistema de alimentación de gas (compresores, válvulas, etc.) y diesel oil a las TG
10. Fallas en el sistema de vapor de sellos,

Sobre cada uno de estos puntos se presentará el informe del análisis de confiabilidad de las instalaciones y los protocolos de los ensayos. El auditor deberá emitir su opinión sobre la base del análisis de la información, estudios y ensayos que el Agente disponga en relación con esos sistemas.

El auditor deberá requerir al Agente o dejar constancia en su informe sobre la necesidad de pruebas adicionales cuando ello sea conveniente a los efectos de disponer de los elementos suficientes para evaluar la estabilidad y comportamiento de la unidad ante fallas probables en sus componentes principales.

De haber surgido de los ensayos modificaciones a los datos declarados, estos deberán ser informados a CAMMESA dentro de los 15 días posteriores a la realización de los mismos.

2.5.4. PROGRAMAS DE PRUEBAS

El Generador debe enviar a CAMMESA y al PFTT los planes y programas de los ensayos a efectuar durante la marcha de prueba con el fin de posibilitar que se cumpla en tiempo y forma con lo siguiente:

- Analizar y definir las medidas de seguridad
- Coordinar las pruebas
- Autorizar las pruebas
- Verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas,

Con este objeto se han definido tres tipos de informes:

- Plan Maestro para la Marcha de Prueba,
- Plan para Coordinación de las Pruebas
- Programa de Pruebas

2.5.4.1. PLAN MAESTRO PARA LA MARCHA DE PRUEBA

Este informe debe contener una descripción de cada una de las pruebas con referencias específicas a lo siguiente:

- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre las instalaciones del generador
- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre la red
- Otros requerimientos del sistema de transporte (PAFTT),

- Condiciones de despacho del generador,
- Duración de cada prueba,
- Análisis y descripción de las perturbaciones en la red. esperadas o posibles
- Medidas de seguridad recomendadas para el PAFTT
- Medidas de seguridad recomendadas para mantener la estabilidad del SADI

El Agente debe enviar el Plan Maestro de las Pruebas con 15 o más días de anticipación al inicio de la Marcha de Prueba.

Este plan debe actualizarse cada vez que se introduzcan cambios en la definición de las pruebas o antes del inicio de cada mes.

El plan debe tener el Cronograma previsto que abarque toda la marcha de pruebas en forma de diagrama de Gantt. La unidad en la escala de tiempos de este cronograma debe ser el día.

2.5.4.2. PLAN PARA COORDINACIÓN DE LAS PRUEBAS

Este informe contiene un cronograma que incluye todas las pruebas programadas para un periodo de dos semanas. El informe debe presentarse a CAMMESA y al PAFTT antes de las 10hs del jueves de la semana anterior al periodo abarcado por el programa de pruebas.

Para las pruebas programadas para la primer semana se deberá informar en forma detallada lo siguiente:

- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre las instalaciones del generador
- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre la red
- Otros requerimientos del sistema de transporte (PAFTT),
- Condiciones de despacho de cada uno los grupos que intervienen en la prueba,
- Duración
- Las posibles perturbaciones que podrían afectar a la red
- Medidas de seguridad convenidas con el PAFTT
- Medidas de seguridad comprometidas para mantener la estabilidad del SADI
- Cronograma en forma de diagrama de Gantt para dos semanas

2.5.4.3. PROGRAMA DE PRUEBAS

Durante el periodo de Marcha de Prueba hasta la finalización de las mismas el agente debe presentar a CAMMESA y al PAFTT antes de las 10 hs de cada día un informe denominado “Programa de Pruebas” que contendrá un cronograma y los siguientes datos para cada una de las pruebas programadas para el día siguiente:

- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones a efectuar sobre las instalaciones del generador
- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre la red requeridas por el ensayo
- Otros requerimientos para el sistema de transporte (PAFTT),
- Grupo/s Condiciones de despacho de cada uno los grupos que intervienen en la prueba,
- Duración de la prueba,
- Perturbaciones esperadas en la red debido a la prueba
- Las mayores perturbaciones que podrían afectar a la red en caso de alguna anormalidad en las pruebas,
- Medidas de seguridad convenidas con el PAFTT
- Medidas de seguridad comprometidas para mantener la estabilidad del SADI
- Cronograma en forma de diagrama de Gantt para el periodo de 24 hs.

2.6. INICIO DE LA OPERACION COMERCIAL EN EL MEM

2.6.1. HABILITACIÓN COMERCIAL

Una vez completados todos los trabajos, pruebas e informes correspondientes a la Marcha de Prueba el Generador deberá presentar a CAMMESA la Solicitud para Habilitación Comercial.

Previamente el Generador debe haber presentado a CAMMESA la siguiente información para su análisis y/o verificación:

1. El informe de los Ensayos Efectuados Durante la Marcha de Prueba.
2. El informe de la Auditoría sobre la Confiablilidad de Funcionamiento de la Unidad Generadora/ Central.
3. El informe (Certificado) del Fabricante y/o del Contratista Principal responsable de la puesta en servicio en el que se certifique que se han efectuado las pruebas y verificaciones necesarias para la puesta en servicio, y realizados todos los ajuste de los controles, protecciones y equipos, que permiten demostrar que la instalación se ajusta a los estándares de diseño y calidad aceptados internacionalmente, y a los criterios de diseño y desempeño requeridos por los Procedimientos.
4. Informe del Transportista o el PAFTT con la aprobación del diseño final y las pruebas de puesta en servicio de la DAC, y/o DAG y/o automatismos para control de tensión en la red que se hubieran efectuado durante la Marcha de Prueba.
5. El Resumen de los Procedimientos Operativos (versión completa).

Recibida la Solicitud con los documentos citados y verificados a satisfacción de CAMMESA el cumplimiento por parte del generador de todos los requisitos y ensayos, y no existiendo observaciones sobre los mismos por parte del COT, COTDT y/o COPAFTT, la unidad quedará habilitada para la operación comercial en el MEM, a partir de la fecha que CAMMESA notifique debiendo ajustar su operación a lo indicado en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.
Cuando CAMMESA tenga observaciones o necesite efectuar requerimientos adicionales sobre la Solicitud de Habilitación Comercial, y/o los informes mencionados deberá comunicarlo al Agente dentro de los 10 días hábiles de recibida la misma. CAMMESA dejará constancia cuando la Habilitación Comercial quede condicionada a la respuesta a las observaciones y/o requerimientos adicionales. En caso contrario CAMMESA comunicará al Agente la Habilitación Comercial y fijará un plazo para que el Agente responda al requerimiento y definirá las restricciones operativas y de despacho que se aplicarán al generador transitoriamente mientras no se solucionen los temas pendientes.

CAMMESA informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD la fecha de la Habilitación Comercial y comunicará si corresponde aplicar restricciones transitorias al despacho y/o la operación dando los fundamentos de las mismas

2.6.2. HABILITACIÓN COMERCIAL CON RESTRICCIONES AL DESPACHO

Para la Habilitación Comercial se deberá verificar que el ingreso del Generador no introduce restricciones al despacho de generación o al suministro que incremente los costos operativos del sistema incluyendo en ello la valorización de la energía no suministrada. El despacho del Generador se efectuará asegurando el nivel de calidad de servicio requerido en la reglamentación en forma compatible con los criterios de minimización de costos que rigen en el MEM y quedará sujeto a las restricciones que CAMMESA establezca en cada caso.

Cuando alguno de los estudios o pruebas requeridos en este PT tengan observaciones o existan sistemas de control que estén pendientes de habilitación, lo cual podría ser causa de que no se haya detectado alguna falla existente en las instalaciones del Generador, o un funcionamiento deficiente de la unidad generadora en determinadas situaciones, CAMMESA podrá Habilitar Comercialmente al Generador, solamente en la medida que sea posible asegurar el nivel de calidad de servicio requerido en la reglamentación, aplicando las restricciones al despacho que sean necesarias para minimizar el efecto de las posibles perturbaciones que el generador pudiera introducir en la red.

2.6.3. PRUEBAS ADICIONALES

Cuando sea necesario efectuar pruebas adicionales con posterioridad a la Habilitación Comercial se aplicarán los procedimientos y criterios definidos para la Marcha de Prueba.

2.6.4. INFORMES DE LA FASE III DEL PT1 Y BASE DE DATOS REVISADA

Dentro de los 60 días siguientes a la Habilitación Comercial el AGENTE debe presentar el informe final de Estudios de ETAPA 3 del PT1 con la homologación de los modelos y la presentación de todos los datos de la planilla revisados. En el caso que los modelos o los datos finales difieran significativamente CAMMESA deberá evaluar el efecto sobre los resultados de los estudios de Fase II y podrá requerir Al Agente un estudio complementario para actualizar los resultados con los nuevos datos para todas las condiciones que considere críticas.

P.T. 4: ANEXOS "A" a "H"

1. ANEXO A: Planillas de recolección de datos del banco nacional de parámetros

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***CABLES SUBTERRANEOS***									
Empresa:									Página 1 de 1
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						
1	Desde la E.T. *								
2	Hasta la E.T. *								
3	Nombre o Nº de identificación								
4	Tensión nominal *	KV							
5	Año de puesta en E/S								
6	Longitud total *	Km							
7	Material y sección del conductor								
8	Denominación del conductor								
9	Diagrama de configuración								
10	Resistencia por fase (1) *	ohm/km							
11	Reactancia por fase (1) *	ohm/km							
12	Susceptancia por fase (1) *	μs/km							
13	Resistencia de secuencia cero (1) *	Ohm/km							
14	Reactancia de secunecia cero (1) *	ohm/km							
15	Susceptancia de secuencia cero (1) *	μs/km							
16	Potencia natural	MW							
17	Impedancia característica	ohm							
18	Constante de atenuación	Neper/km							
19	Constante de fase	rad/km							
20	Velocidad de propagación	km/seg							
21	Capacidad térmica	A							
22	Capacidad efectiva especificando causa *	A							
23	Sobrecarga admisible asociada a tiempo	A							
24	Relación de corriente de T.I. en extremo "Desde"	A							
25	Relación de corriente de T.I. en extremo "Hasta"	A							
26	Propietario								
27	Fecha de la información								

NOTAS: * Parámetro indispensable

(1) Valor a 20º C

En caso de particularidades del funcionamiento o características de la línea agregar una hoja con dichas observaciones.

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***GENERADORES Y COMPENSADORES SINCRONICOS***									
Empresa:									Página 1 de 2
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						
1	Identificación del elemento (central, Nº asignado al grupo)								
2	Potencia nominal	MVA							
3	Potencia efectiva	MW							
4	Tensión nominal	kV							
5	Reactancia sincrónica (X_d) (No saturada)								
6	Reactancia sincrónica en cuadratura (X_q) (No saturada)								
7	Reactancia transitoria directa (X'_d) (No saturada)								
8	Reactancia transitoria en cuadratura (X'_q) (No saturada)								
9	Reactancia subtransitoria directa (X''_d) (No saturada)								
10	Reactancia subtransitoria en cuadratura (X''_q) (No saturada)								
11	Reactancia de secuencia inversa (X_2) (No saturada)								
12	Reactancia homopolar (X_0) (No saturada)								
13	Reactancia de Poitier (X_p) (No saturada)								
14	Constante de tiempo transitoria en cortocircuito de eje directo (T'_d)	Seg							
15	Constante de tiempo transitoria en cortocircuito de eje en cuadratura (T'_q)	Seg							
16	Constante de tiempo subtransitoria en cortocircuito de eje directo (T''_d)	Seg							
17	Constante de tiempo subtransitoria en cortocircuito de eje en cuadratura (T''_q)	Seg							
18	Constante de tiempo transitoria a circuito abierto de eje directo (T'_{d0})	Seg							
19	Constante de tiempo transitoria a circuito abierto de eje en cuadratura $(T'q_0)$	Seg							
20	Constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto de eje directo $(T''d_0)$	Seg							
21	Constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto de eje en cuadratura $(T''q_0)$								
22	Tipo de exitatriz (1: Rotativa - 2: Estática)								
23	Arrollamiento amortiguador: (1: SI - 2: NO)								
24	Relación entre corriente de excitación para vacío y cortocircuito								
25	Tipo de máquina motriz (1: vapor - 2: hidráulica - 3: diesel - 4: turbogas)								
26	GD² del generador y su máquina motriz	Tm²							
27	Velocidad nominal del generador	r.p.m.							

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***GENERADORES Y COMPENSADORES SINCRONICOS***									
Empresa:								Página 2 de 2	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						
28	H del generador y su máquina motriz	MW-seg/MVA							
29	Potencia mínima técnica	MW							
30	Potencia máxima técnica	MW							
31	Diagrama P-Q de las máquinas (adjuntar)								
32	Curva de saturación del generador (adjuntar)								
33	Función de transferencia (parámetros en P.U.) de los reg. auto. de tensión y de velocidad (adjuntar)								
34	Factor de potencia nominal (cos φ)								
35	Fecha de la información								

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***INTERRUPTORES Y SECCIONADORES***								
Empresa:							Página 1 de 1	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)					
1	Identificación del elemento (barra, salida, Nº asignado)							
2	Tipo de accionamiento (1: manual - 2: automático)							
3	Tensión nominal	kV						
4	Intensidad nominal	A						
5	Potencia de interrupción	MVA						
6	Tiempo de desconección	seg						
7	Tiene reenganche? (1: SI - 2: NO)							
8	Tipo de reenganche? (1: unipolar - 2: tripolar)							
9	Tiempo de reenganche automático	Seg						
10	Relé de accionamiento: Marca							
11	Relé de accionamiento: Tipo							
12	Corriente máxima de pico admisible (en el instante inicial)	A						
13	Número de recierres							
14	Fecha de la información							

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***LINEAS AEREAS***									
Empresa:								Página 1 de 2	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						
1	Desde la E.T. *								
2	Hasta la E.T. *								
3	Nombre o Nº de identificación								
4	Tensión nominal *	KV							
5	Año de puesta en E/S								
6	Longitud total *	Km							
7	Material y sección del conductor								
8	Denominación del conductor								
9	Cantidad de subconductores por fase	Nº							
10	Material y sección del hilo de guardia								
11	Material de la torre								
12	Resistividad del terreno	ohm X km							
13	Cantidad de aisladores y tipo								
14	Diagrama de configuración, en escala con alturas en torres y fechas (adjuntar)								
15	Transposiciones: indicar cuantas y a que distancia del origen (adjuntar)								
16	Resistencia por fase (1) (2) *	Ohm/km							
17	Reactancia por fase (1) (2) *	Ohm/km							
18	Susceptancia por fase (1) (2) *	µs/km							
19	Resistencia de secuencia cero (1) (2) *	ohm/km							
20	Reactancia de secuencia cero (1) (2) *	ohm/km							
21	Susceptancia de secuencia cero (1) (2) *	µs/km							
22	Resistencia de acoplamiento de secuencia cero para doble terna	ohm/km							
23	Reactancia de acoplamiento de secuencia cero para doble terna	ohm/km							
24	Susceptancia de acoplamiento de secuencia cero para doble terna	µs/km							
25	Potencia natural	MW							
26	Impedancia característica	ohm							
27	Constante de atenuación	Neper/km							

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***LINEAS AEREAS***								
Empresa:							Página 2 de 2	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)					
28	Constante de fase	Rad/km						
29	Velocidad de propagación	Km/seg						
30	Capacidad térmica	A						
31	Capacidad efectiva especificando causa *	A						
32	Sobrecarga admisible asociada a tiempo	A						
33	Relación de corriente de T.I. en extremo "Desde"							
34	Relación de corriente de T.I. en extremo "Hasta"							
35	Propietario							
36	Fecha de la información							

NOTAS: ***** Parámetro indispensable

(1) Valor a 20º C

(2) En caso de doble terna especificar primero el valor correspondiente a cada terna y al lado el valor de las dos ternas funcionando juntas.

En caso de particularidades del funcionamiento o características de la línea agregar una hoja con dichas observaciones.

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***TURBINAS DE GAS***									
Empresa:								Página 1 de 1	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						
1	Identificación del elemento (central, Nº asignado al grupo)								
2	Tipo (1: de ciclo abierto - 2: de cilco cerrado)								
3	Tipo de combustible usado (1: diesel - 2: gas natural -3: ambos)								
4	Potencia nominal con diesel	MW							
5	Temperatura para esa potencia	ºC							
6	Presión para esa potencia	Mm HG							
7	Potencia nominal con gas	MW							
8	Temperatura para esa potencia	ºC							
9	Carga base con diesel	MW							
10	Carga base con gas	MW							
11	Carga pico con diesel	Mw							
12	Carga pico con gas	MW							
13	Consumo específico con diesel, al 100 %	Kcal/kW-h							
14	Idem al 80 %	Kcal/kW-h							
15	Idem al 60 %	Kcal/kW-h							
16	Idem al 40 %	Kcal/kW-h							
17	Consumo específico con gas, al 100 %	Kcal/kW-h							
18	Idem al 80 %	kcal/kW-h							
19	Idem al 60 %	kcal/kW-h							
20	Idem al 40 %	kcal/kW-h							
21	Tiempo de arranque desde frío hasta potencia nominal en condiciones normales	min.							
22	Idem pero en condiciones de emergencia	min.							
23	Fecha de la información								

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***TURBINAS DE VAPOR***								
Empresa:							Página 1 de 1	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)					
1	Identificación del elemento (central, Nº asignado al grupo)							
2	Tipo (1: de flujo axial - 2: de flujo radial -3: de flujo tangencial)							
3	Potencia nominal	HP						
4	Potencia efectiva	HP						
5	Velocidad nominal	r.p.m.						
6	Si es de colector común identificar las calderas que la alimentan							
7	Número de extracciones							
8	Número de etapas en el cuerpo de alta presión							
9	Número de etapas en el cuerpo de media presión							
10	Número de etapas en el cuerpo de baja presión							
11	Consumo específico del turbogrupo al 100 % de la potencia nominal con evaporador en servicio	kcal/kW-h						
12	Idem al 80 %	kcal/kW-h						
13	Idem al 60 %	kcal/kW-h						
14	Idem al 40 %	kcal/kW-h						
15	Valor de potencia a la cual se deben eliminar equipos auxiliares	MW						
16	Máxima potencia que entrega la instalación cuando funciona según lo indicado en el punto anterior	MW						
17	Tiempo de arranque desde frío hasta alcanzar la potencia nominal	min.						
18	Gradiente de carga	MW/min.						
19	Fecha de la información							

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES***								
Empresa:							Página 1 de 2	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)					
1	Identificación del elemento (lugar de ubicación, Nº del elemento)							
2	Clasificación: (1: transformador -2: autotransformador -3: transformador de puesta a tierra)							
3	Tipo: (1: trifásico - 2: banco)							
4	Número de columnas del núcleo							
5	Número de bobinados por fase							
6	Diagrama de conexiones de los arrollamientos (adjuntar)							
7	Denominación del grupo de conexionado de arrollamientos							
8	Norma utilizada para el item 7							
9	Tensión nominal del arrollamiento de mayor tensión (1)	kV						
10	Tensión nominal del arrollamiento de tensión media (2)	kV						
11	Tensión nominal del arrollamiento de menor tensión (3)	kV						
12	Potencia nominal del arrollamiento de mayor tensión (1)	MVA						
13	Potencia nominal del arrollamiento de tensión media (2)	MVA						
14	Potencia nominal del arrollamiento de menor tensión (3)	MVA						
15	Reactancia directa del arrolla. 1, 3 abierto, 2 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X12)	p.u.						
16	Reactancia directa del arrolla. 1, 2 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X13)	p.u.						
17	Reactancia directa del arrolla. 2, 1 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X23)	p.u.						
18	Reactancia homopolar del arrolla. 1, 3 abierto, 2 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X120) (*)	p.u.						
19	Reactancia homopolar del arrolla. 1, 2 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X130) (*)	p.u.						
20	Reactancia homopolar del arrolla. 2, 1 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X230) (*)	p.u.						
21	Neutro a tierra del arrollamiento 1 (1: SI, 2: NO)							
22	Neutro a tierra del arrollamiento 2 (1: SI, 2: NO)							
23	Neutro a tierra del arrollamiento 3 (1: SI, 2: NO)							
24	Resistencia puesta a tierra en arrollamiento 1	Ohm						
25	Resistencia puesta a tierra en arrollamiento 2	Ohm						
26	Resistencia puesta a tierra en arrollamiento 3	Ohm						
27	Reactancia puesta a tierra en arrollamiento 1	Ohm						

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: ***TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES***									
Empresa:								Página 2 de 2	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						
28	Reactancia puesta a tierra en arrollamiento 2	Ohm							
29	Reactancia puesta a tierra en arrollamiento 3	Ohm							
30	Cambiador de topes (1: bajo carga - 2: en vacio - 3: no tiene)								
31	Ubicación de los topes (1, 2, 3, 12, 23, en los arrolla. 1, 2, 3, 1 y 2, 1 y 3, 2 y 3 respectivamente)								
32	Números de los topes c/cambiador en el arrollamiento 1								
33	Números de los topes c/cambiador en el arrollamiento 2								
34	Números de los topes c/cambiador en el arrollamiento 3								
35	Registro máximo c/cambiador en el arrollamiento 1								
36	Registro máximo c/cambiador en el arrollamiento 2								
37	Registro máximo c/cambiador en el arrollamiento 3								
38	Registro mínimo c/cambiador en el arrollamiento 1								
39	Registro mínimo c/cambiador en el arrollamiento 2								
40	Registro mínimo c/cambiador en el arrollamiento 3								
41	Sobrecarga admisible en el arrollamiento 1	%							
42	Tiempo máximo de duración de la misma	min.							
43	Sobrecarga admisible en el arrollamiento 2	%							
44	Tiempo máximo de duración de la misma	Min.							
45	Sobrecarga admisible en el arrollamiento 3	%							
46	Tiempo máximo de duración de la misma	Min.							
47	Pérdidas en vacio	KW							
48	Reactancia de núcleo de aire (Xac) del arrollamiento 1, en P.U. de los valores del arrolla. 1 (**)	P.U.							
49	Reactancia de núcleo de aire (Xac) del arrollamiento 1, en P.U. de los valores del arrolla. 2 (**)	P.U.							
50	Reactancia de núcleo de aire (Xac) del arrollamiento 1, en P.U. de los valores del arrolla. 3 (**)	P.U.							
51	Curva magnetización o, en su defecto, codo saturación en P.U. tensión nominal del arrollamiento 1								
52	Nombre de la estación transformadora o central eléctrica								
53	Fecha de la información								

(*) En el caso que las reactancias homopolares disponibles no coincidan con la descripción de arrollamientos abiertos y cortocircuitados, adjuntar la información disponible aclarando como fue realizado en el ensayo homopolar

(**) Solo para transformadores con lado de A.T. mayor o igual a 220 kV.

2. ANEXO B - ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA Y DE CORTE DE EMERGENCIA

2.1. OBJETO

El objeto del presente Procedimiento Técnico es definir las características y los ajustes de:

- los esquemas de Alivio de Carga en cumplimiento de lo establecido en el punto 3 del Anexo 35 de Los Procedimientos y
- el esquema de Corte de Emergencia ante fallas atípicas de baja probabilidad del Sistema Argentino de Interconexión.

2.2. INTRODUCCIÓN.

La responsabilidad de aportar a la reserva instantánea del MEM se asigna a todos los Agentes Demandantes (Distribuidor, GUMA, Autogenerador) del mismo, que participan en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), y en los que, por lo tanto, es posible verificar el cumplimiento de dicho aporte.

Cada Distribuidor es el responsable de disponer esquemas de alivio de carga, de forma tal de cumplir con el nivel de reserva instantánea correspondiente a cada escalón de corte, en cumplimiento de este servicio. La demanda que abarca su responsabilidad es la siguiente:

- La demanda de los clientes a quienes abastece;
- La demanda de los GUME y GUPA conectados a su red.

Un GUMA deberá elegir una de las siguientes opciones en su aporte a la reserva instantánea del área:

- implementar su propio esquema de alivio de cargas, de acuerdo a las características y participación definidas para el nodo equivalente de corte al que está conectado.
- acordar con otro GUMA o grupo de GUMA, conectados al mismo nodo equivalente de cortes, aportar en conjunto a la reserva instantánea que les es requerida. Las partes deberán acordar un Convenio de Alivio de Cargas, con las características que se definen en el Anexo 35.

Un GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, con excepción de aquel que preste el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, podrá implementar un Esquema Simplificado de Alivio de Cargas que consiste en cortar un valor determinado de demanda en UNO (1) o más escalones de cortes, según lo que se establece en el Anexo 35.

2.3. ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGA

El esquema de cortes por relés de subfrecuencia determinado por CAMMESA está conformado por escalones de corte por relés de frecuencia absoluta (Fabs), por relés de corte por decremento de la frecuencia (F / t) y por relés de derivada de la frecuencia (df/dt).

La conformación del mismo depende de la ubicación geográfica y de la potencia declarada del Agente.

2.3.1. DEMANDAS UBICADAS EN EL ÁREA GBA, SANTA FE, ENTRE RÍOS, PCIA. DE BUENOS AIRES.

2.3.1.1. ESQUEMA COMPLETO

Se aplica a todos los Distribuidores y a los GUMA en general.

El esquema está conformado según se indica en las tablas siguientes:

Escalón	Relé Fabs. (Hz)	Relé ΔF/Δt	Relé df/dt (Hz/seg)	Relé de Restablecimiento	Carga fichada en (%) de la Demanda

					Hz.	Temporización	
1	49.0	No	Si	-0.6		-	3.0
2	48.9	No	Si	-0.6		-	4.0
3	48.8	No	Si	-0.6		-	6.0
4	48.7	No	Si	-0.9		-	6.5
5	48.6	No	Si	-0.9		-	9.0
6	48.5	No	No		49.2	17 Seg	4.0
					49.2	19 Seg	4.5
7	48.4	No	No	-	49.2	15 Seg	5.0
Total							42.0

El umbral de frecuencia requerido para habilitar la desconexión de relés de derivada (df/dt) se establece en 49.8 Hz. Los automatismos de corte de demanda deben medir la frecuencia absoluta así como la pendiente de decaimiento en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón de accionamiento anterior, en el caso de relés de frecuencia absoluta, y al de pendiente - 0,6 Hz/seg en el caso de relés de derivada. Es obligatorio, por lo tanto, contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta, uno por relé de derivada, y un relé de restablecimiento en 49,2 Hz, que corten la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

2.3.1.2. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA INFERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada menor o igual a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que operen a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda.

2.3.1.3. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA SUPERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada mayor a CINCO (5)MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que operen a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda, uno de derivada de frecuencia y un relé de restablecimiento que corte la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas

El GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, que opte por implementar un esquema simplificado deberá solicitar su autorización a CAMMESA, con una anticipación no menor que TREINTA (30) días corridos a su puesta en servicio, con una descripción del citado esquema simplificado. CAMMESA analizará, dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos, el efecto sobre la reserva instantánea del MEM de que el GUMA se acoja a este esquema simplificado, pudiendo rechazar el pedido si existiesen motivos técnicos que lo justifiquen. De no contestar dentro del plazo indicado, el esquema simplificado se considerará automáticamente autorizado.

2.3.2. DEMANDAS UBICADAS EN EL RESTO DE LAS ÁREAS DEL SADI.

2.3.2.1. ESQUEMA COMPLETO

El esquema está conformado según se indica en la tabla siguiente.

Escalón	Relé Fabs. (Hz)	Relé ΔF/Δt	Relé df/dt (Hz/seg)		Relé de Restablecimiento		Carga fichada en (%) de la Demanda
					Hz.	Temporización	
1	49.0	No	No			3.5	1

2	48.9	No	No			4.0	2
3	48.8	No	No			6.0	3
4	48.7	No	No			6.5	4
5	48.6	No	No			9.0	5
6	48.5	-0.6	No	49.2	17 Seg	4.0	6
				49.2	19 Seg	4.0	
7	48.4	-0.90	No	49.2	15 Seg	5.0	7
Total							42.0

Los automatismos de corte de demanda deben medir, tanto la frecuencia absoluta como la pendiente de decaimiento, en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda. La pendiente de los relés decrementales debe ser medida entre 49,2 y 48,9 Hz.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón de accionamiento anterior, en el caso de relés de frecuencia absoluta, y al de pendiente - 0,6 Hz/seg en el caso de relés decrementales. Es obligatorio, por lo tanto, contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta, uno por relé decremental, y un relé de restablecimiento en 49,2 Hz, que corten la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

2.3.2.2. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA INFERIOR A 5 MW

Los GUMAs con potencia declarada menor o igual a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de un solo relé corte de carga por frecuencia absoluta que opere a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda.

2.3.2.3. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA SUPERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada mayor a CINCO (5)MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que opere a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda, un relé de decremento de frecuencia y un relé de restablecimiento que corte la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

El GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, que opte por implementar un esquema simplificado deberá solicitar su autorización a CAMMESA, con una anticipación no menor que TREINTA (30) días corridos a su puesta en servicio, con una descripción del citado esquema simplificado. CAMMESA analizará, dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos, el efecto sobre la reserva instantánea del MEM de que el GUMA se acoja a este esquema simplificado, pudiendo rechazar el pedido si existiesen motivos técnicos que lo justifiquen. De no contestar dentro del plazo indicado, el esquema simplificado se considerará automáticamente autorizado.

2.3.3. DEMANDAS EN EL SISTEMA PATAGÓNICO.

2.3.3.1. ESQUEMA COMPLETO

El esquema de cortes por subfrecuencia está conformado por 4 escalones de corte por Relé de Frecuencia Absoluta.

Escalón	Relé Frecuencia absoluta (Hz)	Relé de Restablecimiento		Porcentaje mínimo a cortar de la demanda (%)
		Hz	Temporización	
1	49,2			4.0
2	49.0			6.0

3	48,8			8.0
4	48,6	49,2	15 seg	9.0
Total				27.0

Los automatismos de corte de demanda deben medir la frecuencia absoluta en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

El cuarto escalón se debe desconectar cuando la frecuencia se mantenga por debajo de 49,2Hz durante 15 seg.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón de accionamiento anterior. Es obligatorio contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta, un relé de restablecimiento en 49,2 Hz, que corten la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

2.3.3.2. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA INFERIOR A 5 MW

Los GUMA podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que operen a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 27% de su demanda.

2.3.3.3. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA SUPERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada mayor a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que operen a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer escalón, que corte como mínimo el 27% de su demanda, y un relé de restablecimiento que corte la totalidad de la demanda asociada al cuarto escalón.

El GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, que opte por implementar un esquema simplificado deberá solicitar su autorización a CAMMESA, con una anticipación no menor que TREINTA (30) días corridos a su puesta en servicio, con una descripción del citado esquema simplificado. CAMMESA analizará, dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos, el efecto sobre la reserva instantánea del MEM de que el GUMA se acoja a este esquema simplificado, pudiendo rechazar el pedido si existiesen motivos técnicos que lo justifiquen. De no contestar dentro del plazo indicado, el esquema simplificado se considerará automáticamente autorizado.

2.4. ESQUEMA DE CORTE DE EMERGENCIA PARA EL SADI

El Esquema de Corte de Emergencia representa la primera barrera de contención ante la ocurrencia de fallas atípicas severas que pueden llevar al desmembramiento del SADI. El mismo no forma parte del Esquema de Alivio de Carga siendo su actuación previa al de formación de Islas y Arranque en Negro. Por lo tanto el mencionado esquema no forma parte de las transacciones de Alivio de Cargas que se realicen.

Asimismo, su instalación se realizará sobre una parte de los Agentes demandantes que determinará CAMMESA al efecto.

El Esquema de Corte de Emergencia consistirá en un relé de frecuencia absoluta y un relé de restitución con los siguientes ajustes:

Escalón	**Relé Frecuencia Absoluta (Hz)**	**Relé ΔF/Δt**	**Relé df/dt (Hz/seg)**		**Relé de Restablecimiento**		**Carga Fichada (%) Demanda del Agente**
					Hz.	**Temporización**	
Corte de Emergencia	48.3	No	No	-	48.7	15 Seg	10.0

Los automatismos de corte de demanda deben medir la frecuencia absoluta en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

2.5. PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Los Distribuidores y GUMA que instalen su propio esquema de corte deberán presentar a CAMMESA los datos del mismo.

3. ANEXO C - GUÍA DE ENSAYOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

3.1. OBJETIVO

Estos ensayos tienen por finalidad verificar la respuesta del sistema de excitación y determinar los parámetros y respuestas que permitan homologar el modelo correspondiente.

3.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Los ensayos del sistema de excitación y regulador de tensión serán realizados de acuerdo a la normativa y metodologías descriptas en la norma IEEE 421.2-1990.

3.3. ENSAYOS

3.3.1. VERIFICACIÓN DE LA FUNCIÓN TRANSFERENCIA

Se describirán y detallarán las mediciones y ensayos efectuados para verificación de la función transferencia del regulador automático de tensión (RAT), y realimentaciones adicionales de limitación de la excitación. Estas pruebas se pueden hacer con la unidad parada.

3.3.2. ENSAYOS DE RESPUESTA TEMPORAL DEL LAZO DE REGULACIÓN DE LA EXCITACIÓN.

Verificación del desempeño de la regulación de tensión con el generador en vacío, por aplicación de un escalón de pequeña amplitud (2%...5%) en la referencia de tensión del RAT, partiendo con tensión y velocidad de rotación nominal.

Se aplicará un escalón en la referencia de tensión, de amplitud inferior al 5% de la tensión nominal de generación, y cuya duración sea de 20 segundos o más para permitir el establecimiento de la tensión terminal de la unidad.

Se registrará el pulso aplicado, la tensión terminal, la tensión de campo y la corriente de campo. Sobre el registro de la tensión terminal se medirán los tiempos de crecimiento y establecimiento, y el valor de la sobreoscilación.

3.3.3. ENSAYOS DE TECHOS DE EXCITACIÓN Y LÍMITES ELECTRÓNICOS.

Estos ensayos tienen por objeto relevar los techos de la excitación estática (rectificador controlado), y los límites del Regulador de la Excitación. Se realizarán con la unidad generadora excitada y girando a velocidad nominal.

Se medirán los techos positivo y negativo de excitación, y el tiempo de demora en alcanzarlos, por aplicación en la referencia de tensión del regulador de un pulso de 0.5 segundos de duración. Este ensayo deberá realizarse con el generador en vacío a tensión y velocidad de rotación nominales, y regulación individual de tensión en automático. Las variables cuya evolución temporal será de interés de análisis serán: tensión terminal, tensión de campo y tensión aplicada a la entrada del conversor a tiristores.

Para estos ensayos se aplicará un escalón en la referencia de tensión, de amplitud del orden del 20% de la tensión nominal del generador, y cuya duración sea del orden de 0.5 segundos.

Para determinar el techo positivo se partirá con el generador al 80% de la tensión nominal, aplicándose el pulso con polaridad positiva.

Para determinar el techo negativo se partirá con el generador al 100% de la tensión nominal, aplicándose el pulso con polaridad negativa.

Si el escalón del 20% no alcanzara para llegar a los techos, se incrementará en pasos del 5%, hasta alcanzarlos.

3.3.4. ENSAYOS DE RESPUESTA TEMPORAL DEL LAZO DE REGULACIÓN DE LA EXCITACIÓN CON ACTUACIÓN DE LOS LIMITADORES DE SUBEXCITACIÓN.

Con el generador en carga se verificará la respuesta del lazo de control de excitación cuando actúa el limitador de subexcitación. Se partirá de una condición cercana al límite de subexcitación y se aplicará un escalón en la referencia de tensión, de amplitud inferior al 2% (valor referido a bornes del generador) de la tensión nominal de generación, cuya duración sea de 20 segundos o más para permitir el establecimiento de la tensión terminal de la unidad cuando actúa el limitador de subexcitación. A efectos de evitar la actuación de protecciones del generador se podrá modificar para el ensayo el ajuste de la característica estática del UEL.

Se registrará el pulso aplicado, la tensión terminal, la potencia reactiva, la tensión de campo y tensión aplicada a la entrada del conversor a tiristores.

Se deberá mostrar un control rápido y estable por parte del UEL, y una acción efectiva para limitar la potencia reactiva generada.

4. ANEXO D - GUIA DE ENSAYOS DEL LAZO DE CONTROL. POTENCIA – FRECUENCIA Y SISTEMAS DE BY-PASS.

4.1. OBJETIVO

Estos ensayos tienen por finalidad verificar la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia y determinar los parámetros y respuestas que permitan homologar el modelo correspondiente.

4.2. ENSAYOS

4.2.1. LOS ENSAYOS DEFINIDOS EN EL PT9

Realizar ensayos del lazo de control automático de velocidad del grupo, a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control. A tal efecto, se deben realizar los ensayos para medición del “Tiempo de Establecimiento”, Banda Muerta y Estatismo en red interconectada, establecidos en la Guía de Ensayos del Procedimiento Técnico Nº9.

4.2.2. OPERACIÓN DE LA UNIDAD O DEL CICLO COMBINADO EN EL MODO “CARGA BASE”

Con el grupo funcionando en modo “Carga Base” se deberá registrar las variaciones de potencia eléctricas, ante variaciones de la frecuencia de la red. Se deberá evaluar la disminución de potencia mecánica, ante la disminución de la frecuencia de red.

4.2.3. REDUCCIÓN RÁPIDA DE CARGA DE LA UNIDAD O DEL CC COMPLETO

Operando con el 100 % de generación se aplicará una reducción rápida de un 25% como mínimo con la máxima velocidad que admite la unidad/ el Ciclo Combinado. Se deberá registrar la posición de válvulas y potencia eléctrica generada por las TG y la TV y determinar el máximo gradiente (MW/segundos) de reducción de potencia. Durante el ensayo se registrarán todas las alarmas y variables críticas.

4.2.4. INCREMENTO RÁPIDO DE CARGA DEL CC

Operando con un 75 % de generación se incrementa la generación hasta el 100% de su capacidad con la máxima velocidad de toma de carga que admite la unidad. Se deberá registrar la posición de válvulas y potencia eléctrica generada por las TG y la TV y determinar el máximo gradiente (MW/segundos) de incremento de potencia. Durante el ensayo se registrarán todas las alarmas y variables críticas.

4.2.5. ENSAYOS DEL SISTEMA DE BY-PASS Y/O CONMUTACIÓN A AISLAMIENTO DEL GENERADOR ALIMENTANDO SUS SERVICIOS AUXILIARES

Cuando las instalaciones dispongan de los automatismos que le permiten al generador desconectarse de la red y reducir carga muy rápidamente, manteniendo solamente el suministro a sus propios servicios auxiliares, operando estable durante varios minutos hasta que se den las condiciones para recuperar carga, se deberán efectuar los ensayos que permitan verificar su correcto funcionamiento y la coordinación con otros sistemas y protecciones de la unidad y la red.

5. ANEXO E - GUIA DE ENSAYOS DEL ALTERNADOR

5.1. OBJETIVO

Estos ensayos tienen por finalidad determinar los parámetros principales del alternador.

5.2. CONSIDERACIONES GENERALES

La técnica de los ensayos a realizar está descrita en la Referencia Bibliográfica: "Derivation of Synchronous Machine Parameters From Test" F.P. Mello, J.R. Ribeiro. IEEE PES Winter Meeting, New York, N.Y., January 30- February 4, 1977.

5.3. ENSAYOS

A continuación se describen los ensayos a realizar:

5.3.1. PARÁMETROS DE EJE DIRECTO

Estos ensayos se realizan con la máquina conectada al sistema sin entregar potencia activa, suministrando solo potencia reactiva, lo que asegura la existencia de flujo en el eje directo solamente.

La máquina debe funcionar con el regulador de excitación en forma manual. Se deben establecer dos estados de funcionamiento: subexcitación y sobreexcitación, que permiten medir los parámetros NO saturados y los saturados respectivamente.

a) Con la máquina conectada al sistema a través de un interruptor, y subexcitada se abre el interruptor y se registran:
   - Desviaciones en la tensión terminal.
   - Corriente de Campo.
   - Con estas mediciones se determinan los parámetros no saturado de eje directo: Xd, X'd, X''d, T'do, y T''do.

b) Con la máquina conectada al sistema a través de un interruptor, y sobreexcitada se abre el interruptor y se registran:
   - Desviaciones en la tensión terminal.
   - Corriente de Campo.
   - Con estas mediciones se determinan los parámetros saturados de eje directo: Xd, X'd, X''d, T'do, y T''do.

5.3.2. PARÁMETROS DE EJE EN CUADRATURA

La máquina debe generar en un estado tal que el fasor corriente de armadura este sobre el eje en cuadratura. Para asegurar esta condición ante un rechazo de carga, no debe haber variaciones transitorias en la corriente de campo.

Para lograr esta condición de carga no interesa establecer el valor exacto de la potencia, pero se deberán realizar varios rechazos previos, antes de la prueba propiamente dicha, con variaciones en uno y otro sentido de la corriente de campo. Se deberá registrar para cada rechazo las variaciones de la corriente de campo. Un gráfico del incremento de corriente de campo versus KVAr/i2 para cada rechazo permitirá interpolar el estado de funcionamiento para el cual el incremento de corriente de campo es nulo.

La prueba propiamente dicha consistirá en un rechazo de carga en el estado descripto anteriormente (componente de corriente de armadura en eje directo nula), se registrará la forma de onda de la tensión terminal y el valor de la corriente de armadura, con estas mediciones se determina Xq y X'q.

Este método descripto necesita por lo menos la realización de cinco (5) rechazos de carga, sin importar el valor de la potencia despachada, el cual podrá ser elegido de modo de no perturbar al sistema.

6. ANEXO F - GUIA DE AJUSTE Y ENSAYO DE ESTABILIZADORES (PSS)

6.1. OBJETIVO

Con el objeto de realizar un aporte eficaz al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (locales, intraplanta, interplanta, interárea, etc.) de la red, el sistema de control de la excitación de cada grupo generador deberá poseer un ESTABILIZADOR (Pss), el cual operará modulando la referencia de tensión del regulador.

Este equipo debe ser capaz de realizar aportes positivos al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas dentro de una banda de frecuencias comprendidas entre 0,1 Hz y 2,5 Hz.

El esquema de estabilización se basará en los principios de la estabilización por potencia acelerante, y deberá reunir suficiente flexibilidad para el ajuste.

6.2. CONSIDERACIONES GENERALES

La señal de proceso (potencia acelerante) puede ser obtenida a partir de la medición local de la velocidad de deslizamiento del rotor y la potencia eléctrica activa generada.

La señal de salida del Pss se inyecta en el punto de suma (referencia de tensión) del regulador individual de tensión.

Los transductores de las señales de deslizamiento rotórico y potencia eléctrica deberán garantizar una adecuada linealidad de las señales en el rango de operación que se especifique y presentar constantes de tiempo inferiores a 40 mseg.

El PSS deberá contar con lógicas de control que eviten disminuir la cupla sincronizante del generador ante grandes excursiones de la frecuencia en el SADI. Estas lógicas de control deberán ser incluidas en los diagramas de bloque y modelos dinámicos a suministrar.

La calibración y puesta en servicio de los Pss serán realizadas en forma coordinada con CAMMESA.

- Estudios:

Previo al efectivo ingreso del nuevo grupo generador a la red, mediante los estudios de Etapa II del PT1, el Agente deberá mostrar fehacientemente que la conexión de dicha máquina, no ocasionará un desmejoramiento del amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. Los estudios deben demostrar la capacidad de los PSS para contribuir a amortiguar las oscilaciones interárea (oscilaciones electromecánicas comprendidas entre 0.4 y 0.7 Hz).

- Ensayos:

Mediante ensayos debe demostrarse la eficacia del PSS para el amortiguamiento del modo local de oscilación de la central vs. la red (normalmente de 1 a 1.5 Hz).

Asimismo, se deberá probar que el lazo de regulación automática de velocidad presenta una muy baja participación en la banda de frecuencias correspondiente a las oscilaciones electromecánicas.

6.2.1. ESTUDIOS PARA ANALISIS DE LA PRECALIBRACIÓN DE LOS PSS

El PSS debe ser ajustado tanto para las frecuencias electromecánicas altas -modos local de oscilación (típicamente de 1.0 a 2.5 Hz), como para los modos lentos de oscilación interárea (normalmente entre 0.4 a 0.7 Hz). Diversas simulaciones deben realizarse para cubrir todo el rango de frecuencias de interés.

Considerando la central operando a potencia plena y condiciones nominales, se aplica un escalón en la referencia de tensión en el RAT. Se observa para un lapso de 20 seg. posteriores a la perturbación, la velocidad rotórica, potencia activa, potencia reactiva, tensión en bornes de máquina y la tensión de salida del PSS. Se debe repetir la simulación con el PSS desconectado

Esta simulación debe demostrar que el PSS mejora las cuplas sincronizante y amortiguante del modo local de oscilación de la central. La mejora en la cupla amortiguante se determina a través del aumento del coeficiente de amortiguamiento relativo de las oscilaciones del ángulo rotórico; mientras que el incremento de la cupla sincronizante se manifiesta a través del aumento de la frecuencia de oscilación.

Se repite la simulación aumentando progresivamente la ganancia del PSS hasta observar un deterioro en el amortiguamiento del modo de oscilación propio del sistema de excitación (de mayor frecuencia que el modo local de oscilación). Estas oscilaciones resultarán un límite para la ganancia del PSS.

Se repite la simulación incrementando la reactancia de vinculación de la central con la red de 500 kV hasta obtener una frecuencia de oscilación de 0.5 Hz (típico modo interárea). Se gráfica para un lapso de 20 seg. posteriores a la perturbación, la velocidad rotórica, potencia activa, potencia reactiva, tensión en bornes de máquina y la tensión de salida del PSS. Se debe repetir la simulación con el PSS desconectado. Esta simulación debe demostrar que el PSS mejora el amortiguamiento de estas oscilaciones.

Para asegurar la robustez del ajuste propuesto para el PSS deben repetirse las simulaciones para frecuencias de oscilación más bajas que las típicas interárea. También deben considerarse diferentes estados de carga (Pg y Qg) del generador. En todos los casos el PSS debe mostrar una contribución significativa al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

6.2.2. EQUIPOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y MONITOREO PARA LOS ENSAYOS DE PSS

Para elegir y preparar los equipos de adquisición y monitoreo se debe tener en consideración lo siguiente:

a) Se deberá contar con equipos suficientemente sensibles para registrar con amplitud las variaciones de las magnitudes (Pg; Qg, Vt; Uss; etc.) alrededor de su valor estacionario inicial. (Es necesario poder eliminar el offset estacionario de cada magnitud).

b) La frecuencia de muestreo y/o velocidad de registro debe ser suficientemente rápida tal que garantice una medición continua de las variables observadas en una escala de tiempo no inferior a 2cm/seg (idealmente 3cm/seg).

c) Se deberá asegurar el filtrado de señales y/o ruidos cuya frecuencia supere los 20 Hz.

d) Es imprescindible contar con un monitoreo permanente de la potencia activa generada (Pg) por la unidad ensayada y de la tensión de salida del PSS (Uss).

e) Se debe disponer de un switch rápido para poder conectar y desconectar en forma local el PSS.

f) En todos los casos se debe verificar cuidadosamente la amplitud y signo del escalón a aplicar en la referencia del RAT con anterioridad al ensayo.

6.3. ENSAYOS

El requisito fundamental para asegurar un correcto ajuste del PSS, sin recurrir a un análisis modal multiárea y multimáquina, consiste en la obtención de un preciso modelo dinámico del lazo completo (PSS+RAT+EXC+generador), apto para estudios tanto temporales de transitorios electromecánicos, como de respuesta en frecuencia.

Los ensayos en campo ineludibles son aquellos que permiten garantizar plenamente la validez del modelo.

Para estos ensayos, el GENERADOR deberá acordar previamente un programa de trabajo en campo con CAMMESA a fin de ajustar convenientemente los sistemas de estabilización, y evaluar su desempeño. Estos ensayos podrán ser supervisados por CAMMESA, organismo que se reserva el derecho de fiscalización. Asimismo se deberá acordar con CAMMESA una presentación normalizada de los resultados de los ensayos.

6.3.1. RESPUESTA EN FRECUENCIA

Con el PSS a lazo abierto (desconectado) se deberá obtener la respuesta en frecuencia de la función transferencia del PSS: *Uss/ *ei (ei: señal de entrada al PSS).

En el rango de frecuencias comprendido entre 0.1 Hz y 10 Hz se deberá verificar una muy buena aproximación, tanto en fase como en el módulo, entre el modelo utilizado en los estudios y el ajuste en campo de las constantes de tiempo del PSS.

6.3.2. NORMALIZACIÓN Y SIGNOS

Antes de proceder a cerrar el lazo del PSS se deberá verificar la coherencia de los signos de las distintas señales de entrada al PSS, así como la señal que el PSS inyectará en la referencia del RAT. En este sentido la correspondencia entre el equipo real y el modelo debe ser exacta.

Asimismo es necesario verificar las ganancias de los transductores que proveen las señales de entrada para el PSS y el RAT. Normalmente los modelos empleados en los estudios agrupan en un solo valor la ganancia del PSS y del RAT y los refieren a bases comunes. Es necesario determinar el factor de proporcionalidad entre la ganancia del modelo y el “potenciómetro” de ajuste real del equipo.

6.3.3. MEDICIÓN DEL AMORTIGUAMIENTO DEL MODO LOCAL

Con la unidad generadora operando a plena potencia, tensión y velocidad nominal, el PSS desconectado y en ausencia de oscilaciones en la red (oscilaciones interárea), se deberá aplicar el mínimo escalón (entre el 2 y 5%) en la referencia del RAT, que permita excitar en forma apreciable el modo local de oscilación. Luego de un lapso de aproximadamente 20 seg. se quitará el escalón, registrándose como mínimo Uss, Pg, Vt y Qg al aplicar y al quitar el escalón.

Se deberá determinar el período de oscilación y el amortiguamiento relativo con el PSS desconectado.

Se comparan estos valores con los obtenidos en las simulaciones previas. En caso de importantes discrepancias, se deberán profundizar los ensayos de identificación de todo el lazo de control de la excitación de la unidad generadora, incluyendo regulador de velocidad y parámetros del generador.

En caso de un adecuado ajuste entre el modelo y los registros en campo, se conectará el PSS con una baja ganancia y se repetirá el ensayo. El amortiguamiento relativo (*) no puede ser inferior al medido con el PSS desconectado.

En caso de que el (*) medido sea mayor o igual que el base se deberá monitorear la potencia activa generada durante un lapso superior a 10 minutos observando atentamente que no se evidencien oscilaciones de baja frecuencia (interárea). En este caso se deberá aumentar progresivamente la ganancia del PSS hasta el valor utilizado en los estudios previos, volviendo a repetir en cada caso el ensayo. En todos los casos debe observarse un aumento del amortiguamiento de la oscilación local (aprox. 1 Hz) sin deteriorar el amortiguamiento de las oscilaciones más lentas (aprox.0.5 Hz).

6.3.4. MEDICIÓN PARA AJUSTE DE LA GANANCIA. GANANCIA MÁXIMA DEL PSS

Debido a que los modos eléctricos (de alta frecuencia, F> 2hz) normalmente están fuera de la banda de frecuencias de los modelos de estudio, se aconseja determinar experimentalmente la máxima ganancia del PSS. Para esto, con la máquina a potencia reducida, se debe incrementar gradualmente (con un monitoreo permanente de Pg, Vt, Uss y Efd) la ganancia del PSS hasta que se observan oscilaciones pobremente amortiguadas de alta frecuencia en la Efd. Se deberá registrar este valor de ganancia límite.

El valor de ganancia máximo recomendado para utilizar en el PSS será aquel que resulta de dividir el valor límite por un factor igual a 3, de manera de obtener un margen de seguridad aproximado a 10 DB.

6.3.5. MODO INTERÁREA - DESEMPEÑO DEL PSS EN BAJAS FRECUENCIAS DE OSCILACIÓN

Los ensayos para verificar el desempeño de los PSS ante modos interárea de oscilación, resultan más complicados que aquellos establecidos para el modo local. Los modos interárea normalmente involucran a grandes grupos de generadores coherentes que oscilan contra otros grupos de generadores. Si se provoca una perturbación en una sola unidad no se excitará el modo interárea. Desconectando una línea o un reactor shunt puede excitarse el modo interárea, pero el efecto de un solo PSS puede ser insignificante a los efectos de medir su contribución al amortiguamiento.

En el caso de excitar el modo interárea mediante la maniobra de equipos, se deberá coordinar el ensayo con CAMMESA y el Transportista. Previamente se deberá simular, mediante el empleo de un programa de estabilidad transitoria multimáquina, con un adecuado grado de detalle de la red, la maniobra a realizar, a efectos de garantizar la seguridad operativa del SADI.

6.3.6. EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA POTENCIA MECÁNICA DE LA TURBINA SOBRE EL PSS

El objetivo de este ensayo es verificar que los ajustes de los filtros y el diseño del PSS permite minimizar el efecto sobre la salida del PSS de las variaciones rápidas de potencia mecánica.

Es necesario coordinar este ensayo con CAMMESA a efectos de perturbar mínimamente el sistema. Se deberá registrar Vt, Potencia activa, Frecuencia eléctrica del rotor, Uss, Potencia mecánica inferida y toda variable que permita inferir la variación de potencia mecánica del grupo.

7. ANEXO G - GUIA DE ENSAYOS OPERATIVOS DE LOS GENERADORES

7.1. OBJETIVO

Los ensayos operativos tienen por objeto alcanzar gradualmente la potencia máxima en grupos generadores de gran porte o ciclos combinados de potencia total superior a los 300 MW.

Tratándose de pruebas de equipamiento ingresante al MEM resulta prioritario preservar durante la ejecución de las mismas la seguridad de la operación, debiéndose coordinar previamente las condiciones de la red y el despacho para alcanzar dicho objetivo.

7.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Los programas tentativos de ensayo se deben presentar con una anticipación no inferior a 15 días al inicio de la Marcha de Prueba. Junto con los datos de la planificación semanal se debe enviar el programa tentativo para la próxima semana.

Los programas tentativos y sus actualizaciones deben ser enviados a CAMMESA, y a los Agentes PAFTT del área. El cronograma definitivo de ensayos (Programa de Pruebas) debe ser informado antes de las 10 hs. del día anterior a las partes involucradas.

Los acuerdos alcanzados con los PAFTT del área deben ser notificados por escrito a CAMMESA. Tanto CAMMESA como los PAFTT involucrados podrán requerir cambios en los cronogramas tentativos como definitivos informando el motivo que lo origina.

Previamente a realizar ensayos al 100% de la capacidad del ciclo, el Generador deberá informar que se han adoptado todas las medidas tendientes a disminuir las posibilidades de pérdida total del ciclo que surgieron de los ensayos con carga reducida y/o de estudios que al efecto CAMMESA haya solicitado.

En todos los ensayos y pruebas de rechazo de carga serán prioritarias las consideraciones de seguridad en la operación. La realización de los ensayos estará supeditada a los requerimientos del Despacho y a la situación real del Sistema en la Operación. Durante los períodos de pico no se admitirán variaciones de carga.

7.3. DESARROLLO

Los equipamientos nuevos requieren de ensayos y pruebas que responden entre otros a los requerimientos asociados a su ingreso al MEM. Tratándose de equipamiento ingresante y que por lo tanto se encuentra en su etapa inicial de marcha, es de esperar que presenten una tasa de fallas superior a la esperada para su período de operación normal, denominándose éste período de fallas infantiles

En el ingreso de unidades generadoras de potencia superior a 300 MW, o de ciclos combinados 2TG+1TV cuya potencia nominal total sea superior a ese valor, debe mantenerse limitada la posibilidad de desconectar intempestivamente una unidad o grupos de unidades. En el caso de los CC se debe evitar que la salida de un generador produzca la pérdida de las restantes unidades generadores que integran el mismo.

En esos casos antes de realizar ensayos con el equipamiento al 100% de su capacidad se requiere la realización de una serie de ensayos previos, a carga reducida, tendientes a mostrar un desempeño en la operación que responda a expectativas mínimas de estabilidad, control y seguridad.

Para alcanzar el objetivo mencionado se requiere realizar los siguientes ensayos.

7.3.1. MARCHA CON CARGA PARCIAL DE UNA UNIDAD GENERADORA INDIVIDUAL CON POTENCIA SUPERIOR A 300 MW O DE UNA UNIDAD QUE FORMA PARTE DE UN CC CON POTENCIA TOTAL MAYOR A 300 MW

Para el caso de CC se deberán ensayar las unidades TG operando en forma individual por un período ininterrumpido no inferior a las 24hs. respetando las eventuales restricciones que en la operación puedan presentarse cualquiera fuese su origen. En el caso de unidades individuales TV, hidráulicas, o TG, con potencias máximas superiores a 300 MW se limitará durante las primeras 24 hs. de marcha a una potencia inferior a este valor.

7.3.2. PRUEBAS CON DOS UNIDADES DEL CC

Se deberá operar con dos unidades de un CC en servicio por un período ininterrumpido no inferior a las 24 hs. Cada uno siguiendo las indicaciones del despacho que defina CAMMESA en cada momento que se requieran modificar las condiciones del ensayo previstas inicialmente. Las pruebas requeridas son TG1+TG2, TG1+TV y TG2+TV.

7.3.3. PRUEBAS DE RECHAZOS DE CARGA DE LAS UNIDADES DEL CC ANTES DE SUPERAR EL 50% DE LA POTENCIA MÁXIMA TOTAL

Realizar los siguientes rechazos de carga previos a superar un nivel de carga mayor al 50% de la potencia total del ciclo.

ENSAYO	POTENCIA GENERADA En % de la Potencia nominal			RECHAZO DE GRUPO
	TG 1	TG 2	TV	
1	100	F/S	50	TV
2	F/S	100	50	TV
3	50	50	50	TV
4	50	50	50	TG1
5	50	50	50	TG2

En todos los casos el grupo generador en servicio que no efectúa el rechazo de carga, debe continuar en servicio en condiciones estables por un período posterior al ensayo no inferior a la hora. En aquellos casos en que el resultado no se corresponda con el esperado, el ensayo debe realizarse nuevamente una vez superado el inconveniente cuando las condiciones del sistema lo permitan.

Previamente a la realización del rechazo de carga los grupos deberán haber alcanzado condiciones estables de marcha. Para ello teniendo en cuenta que dicho ensayo se coordinará en horas después del pico es recomendable que la marcha de la unidad se inicie con una anticipación mayor de 10hs.

7.3.4. MARCHA DE 72 HS. AL 50 Y 75 %

Previamente a realizar los ensayos operativos, con el 100% de la potencia total del Ciclo Combinado o de una unidad generadora se requiere completar sin interrupciones dos ciclos de carga de al menos 72hs cada uno operando al 50 y 75% respectivamente de su capacidad en forma continua. En ambos casos por requerimientos del despacho podrá verse limitada la potencia consigna al 4,5% de la demanda total del SADI no interrumpiendo por ello el ensayo. Por otra parte, de producirse limitaciones o fallas del equipamiento en prueba, será necesario reiniciar la marcha de prueba hasta alcanzar las 72 hs. de operación en forma continua.

Al finalizar exitosamente las 72 hs de marcha continua se debe coordinar el rechazo de carga del grupo TV manteniendo la potencia consigna en los grupos TG al menos durante la hora siguiente al rechazo en forma estable.

7.3.5. RECHAZOS DE CARGA AL 100%.

Antes de realizar la prueba de marcha al 100% se deben realizar los ensayos de rechazos de carga indicados en la tabla 1. Los mismos deben coordinarse teniendo en cuenta la necesidad de aumentar la reserva del sistema recurriendo al despacho forzado de una central de bombeo, cuyo acuerdo deberá obtener previamente el agente. Se deberán programar para después del horario correspondiente al periodo de pico.

Los PAFTT involucrados indicarán cual es la excitación requerida de los generadores de tal manera que la eventual salida completa del ciclo combinado no produzca inconvenientes en el control de la tensión del área.

Tabla 1

ENSAYO	POTENCIA GENERADA En % de su Potencia Nominal			RECHAZO DEL GRUPO
	TG 11	TG 12	TV	
1	100	100	100	TV
2	100	100	100	TG1
3	100	100	100	TG2

Los ensayos con el ciclo completo operando al 100% de la potencia se deben coordinar anticipadamente con un plazo no menor de 24 hs.

7.3.6. MARCHA AL 100 % PARA CC O UNIDADES GENERADORAS CON POTENCIA TOTAL MÁXIMA SUPERIOR A 300 MW

Para realizar el ensayo al 100% de la carga el ciclo debe haber demostrado en los ensayos a potencia reducida, que responde a las expectativas de control en su operación, que el mismo presenta un funcionamiento estable en dichos valores de carga y que se haya comprobado previamente que ante la pérdida de uno de los generadores del ciclo los restantes son capaces de mantenerse en servicio. Alcanzado este objetivo se admitirá realizar el primer ensayo de marcha a plena carga en aquellos horarios en donde, priorizando la seguridad en la operación de la red el mismo resulte factible, y de ser necesario se requerirá el despacho de la central de bombeo a cargo del generador.

En esta modalidad de ensayo se requerirán no menos de 72hs, durante las cuales CAMMESA podrá solicitar modulación de la carga por razones de seguridad.

Los ensayos que sean requeridos por el Agente a continuación de los mencionados deberán ajustarse a las modalidades del despacho y requerimientos de seguridad de la operación y de la red.

7.3.7. REDUCCIÓN CONTROLADA DE LA POTENCIA

Este ensayo tiene la finalidad de verificar que la máquina puede reducir en forma controlada su generación.

Para la realización de la prueba es necesario operar el generador a plena potencia. En estas condiciones se provoca un cierre paulatino de válvulas de una de las TG y se verifica cual es la velocidad de reducción de la potencia mecánica de la misma y el tiempo total de rechazo de la turbina.

Es necesario coordinar este ensayo con CAMMESA a efectos de perturbar mínimamente el sistema. Se deberá registrar Vt, Potencia activa, Frecuencia eléctrica del rotor, Uss, Potencia mecánica inferida y toda variable que permita inferir la variación de potencia mecánica del grupo.

8. ANEXO H - GUIA DE LAS PRUEBAS DEL GENERADOR EN BAJA FRECUENCIA

8.1. OBJETIVO

La finalidad de estas pruebas es verificar que las protecciones del generador, la turbina, y los sistemas auxiliares de una unidad o del CC, que son críticos para el funcionamiento estable, pueden operar con frecuencia menor que la nominal durante algunos segundos, sin riesgo de que se pueda producir la desconexión de algún generador.

8.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Dado que estas pruebas deben ser adecuadas a cada tipo de instalación se recomienda que el Agente consulte al fabricante sobre las operaciones que sean necesarias para cumplir con los objetivos del ensayo. Esto tienen por finalidad verificar la factibilidad de ejecutar aquellas operaciones que pudieran no haber sido contempladas por el fabricante para el diseño de las lógicas, protecciones, enclavamientos, etc. y que por lo tanto se requieren efectuar análisis especiales para asegurarse que no se pone en riesgo ningún elemento de la instalación ni la seguridad de la red.

8.3. ENSAYOS

8.3.1. OPERACIÓN EN 49 HZ DURANTE 3 MINUTOS.

La unidad generadora opera fuera de paralelo y se verifica el funcionamiento estable sin actuación de protecciones. Esta prueba en el caso de los CC se puede hacer con una TG y la TV en servicio.

En el caso de una TV, con la unidad operando en 49 hz. se introduce una perturbación en el lazo de control que incremente la carga de la bomba de alimentación de agua y se verifica la estabilidad del sistema de control. Duración del ensayo 3 minutos a 49 Hz.

8.3.2. OPERACIÓN EN 48,5 HZ DURANTE 25 SEGUNDOS

Con la unidad fuera de paralelo con la red se reduce la frecuencia en forma transitoria durante 25 segundos. Se verifica la estabilidad del control y la no actuación de protecciones.

8.3.3. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS SERVICIO AUXILIARES CON BAJA FRECUENCIA

Se mantiene medio ciclo combinado (TG + TV) entregando energía a la red con carga superior al 90% alimentando todos sus servicios auxiliares desde una fuente que mantiene 49,0 Hz, durante 3 minutos como mínimo. En ese lapso se introduce una señal en el sistema de control o una perturbación con el fin de la requerir máxima potencia en la bomba de alimentación (por ej. nivel bajo en el domo o desconexión de una bomba). Se evalúa la estabilidad de las variables críticas para la estabilidad de las unidades del CC conectadas a la red.

8.3.4. INYECCIÓN DE SEÑAL DE ERROR DE FRECUENCIA SIMULANDO UNA PERTURBACIÓN EN EL SADI TAL QUE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA ALCANZA 48 HZ.

Operando con una TG en el 95% de su capacidad y con una reserva para RPF del 5% se introduce un escalón en la referencia de frecuencia de la TG En el caso de tratarse de un CC la TV debe estar en servicio.

La señal de frecuencia a inyectar debe aproximarse a lo indicado en la tabla siguiente:

TIEMPO	ERROR EN LA FRECUENCIA
0	0
2 seg.	-2 Hz
30- 40 seg	-1 HZ
100 seg	-1 Hz
105 -110 seg	0

Se deberá indicar cualquier limitación que condicione la respuesta del CC.

En el protocolo de la prueba se deberán incluir las curvas de las principales variables del sistema de control de la TG/CC como ser: presiones, temperaturas, combustible, niveles, potencia, velocidad, flujos de agua, etc.

La prueba se debe hacer para cada uno de los modos de control en los que puede operar la TG: potencia base, caldera seguidora, regulación de frecuencia, etc.

Se deben registrar todas las variables controladas con el ciclo de muestreo más corto posible (por ej. cada segundo). El protocolo debe incluir una explicación del comportamiento de las variables principales y comentarios sobre los márgenes disponibles en las magnitudes que alcanzan esas variables para evitar la actuación de acciones de control o protecciones que pueden modificar el resultado obtenido.

P.T. 5: CONTROL DE TENSION Y POTENCIA REACTIVA

1. OBJETO

Determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar responsabilidades de los Centros de Operaciones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y en el Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva, en el marco de lo establecido por "Los Procedimientos".

Especificar los criterios e instrucciones para las acciones a tomar ante la necesidad de restablecer las tensiones del sistema a valores admisibles o la posibilidad de la pérdida del control de tensión.

2. INTRODUCCION

El Control de Tensión y Potencia Reactiva es una responsabilidad compartida por todos los agentes del MEM y requiere la actuación conjunta, coordinada y simultánea de todos sus Centros de Operaciones en condiciones normales y anormales.

Para mantener las tensiones y los flujos de potencia reactiva dentro de los límites operativos establecidos se deberá efectuar la planificación, el control y el despacho de la tensión y la potencia reactiva, y las acciones rutinarias y excepcionales que requiera la operación en tiempo real, .

3. RESPONSABILIDAD DE LOS CENTROS DE OPERACIONES

Se distinguen los siguientes Centros de Operaciones y los de los Grandes Usuarios del MEM con responsabilidades en la planificación, el despacho, el control y la supervisión de tensión y potencia reactiva:

COC:	Centro de Operaciones de CAMMESA
COT:	Centros de Control de Operaciones de TRANSENER
COTDT:	Centro de Control de Operaciones de Transportistas por Distribución Troncal
COD:	Centro de Control de Operaciones de Distribuidores
COG:	Centro de Control de Operaciones de Generadores

De acuerdo a lo indicado en el Anexo 25 de "Los Procedimientos", los Centros de Control de los Distribuidores que pongan a disposición de otros agentes del MEM sus líneas de transmisión (PAFTT) tendrán las responsabilidades de los COTDT.

Las jerarquías operativas en cada caso serán las indicadas en el Anexo 25 de "Los Procedimientos".

3.1. PROGRAMACION ESTACIONAL DEL CONTROL DE TENSION Y POTENCIA REACTIVA

Los Transportistas o PAFTT deberán definir para su área, e informarlos a CAMMESA junto con el envío de los datos para la Programación Estacional, la reserva mínima de reactivo, los criterios generales de despacho de potencia reactiva y, especialmente, los requerimientos de niveles de tensión. En cada Programación Estacional CAMMESA los aprobará.

Deberán definir e informar además los intercambios de potencia reactiva máximos en cada interconexión en situaciones límite e informar las barras que se estima operarán fuera de los límites de tensión, y su causa, y/o las reservas de reactivo requeridas donde sea posible, indicando además donde se estima el ingreso de generación forzada por requerimientos de control de tensión.

Los apartamientos entre los intercambios máximos de potencia reactiva y los registrados en la operación en tiempo real, y las condiciones particulares de operación, determinarán las prioridades de suministro ante condiciones de pérdida de control de tensión.

3.2. OPERACION EN TIEMPO REAL DE LA POTENCIA REACTIVA

Los Centros de Operaciones de los Transportistas (COT, COTDT) vigilarán permanentemente que los niveles de tensión y los flujos de reactivo en sus redes e interconexiones se encuentren dentro de los límites establecidos y verificarán el estado de sus equipos de compensación de reactivo, con la finalidad de determinar si existen equipamientos de compensación fuera de servicio o con restricciones.

De existir nodos con valores inadecuados deberán normalizarlos mediante la operación de los medios de control de tensión y potencia reactiva disponibles e informarlo al COC.

De no ser éstos suficientes lo informarán al COC quién podrá ordenar a cada Centro de Operaciones un programa de reducciones de demanda, incluyendo cortes de carga, o la modificación del despacho de generadores que no dispongan del reactivo comprometido, según corresponda.

Todos los COD y los Grandes Usuarios deberán tener previstos sobre qué alimentadores o transformadores actuarán en caso de ser necesaria la reducción de demanda por problemas de control de tensión. Estos alimentadores deberán ser, preferentemente, los de mayor consumo de reactivo y no podrán ser los que poseen relés de corte de carga por subfrecuencia.

4. INSTRUCCIONES GENERALES DE OPERACIÓN

Los Centros de Operaciones deberán seguir las siguientes instrucciones generales:

- La regulación de tensión se deberá realizar con todos los elementos disponibles de compensación. Será obligación de los Centros de Operaciones comunicar al COC cuando algún equipo deje de operar normalmente, o quede indisponible, informando las causas de la anormalidad, indisponibilidad o limitación operativa, el tiempo estimado en que permanecerá en ese estado, y el momento a partir del cual vuelve a la operación normal. Se deben evitar superposiciones de mantenimientos programados de generadores y/o equipamientos de compensación que puedan comprometer el control de tensión de un área.
- Se deberá dejar liberados los reguladores de tensión de los generadores y compensadores sincrónicos, manteniendo la consigna que hubiera establecido el Centro de Operaciones correspondiente. Deberán participar en forma activa todas las unidades generadoras del SADI. Será obligación de los COG comunicar a CAMMESA cuando alguna unidad deje de operar en esas condiciones.
- El valor de la tensión de consigna a controlar en cada caso se adecuará al aporte de la compensación de potencia reactiva que corresponda a cada unidad.
- Los Generadores, para cumplir con las instrucciones que figuran en este procedimiento, deberán llevar, por requerimiento del Centro de Operaciones respectivo, los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 90%, como mínimo, en forma permanente en condiciones normales de operación y hasta el 100% durante 20 minutos continuos con intervalos de 40 minutos, para condiciones anormales, de los límites de las Curvas de Capacidad declaradas, o las que figuran en el ANEXO I del presente procedimiento de no haberlo hecho, limitadas por las restricciones que hayan sido declaradas.

5. INSTRUCCIONES PARTICULARES DE OPERACIÓN

5.1. OPERACION EN CONDICIONES NORMALES

Comprende todas las acciones rutinarias que se ejecutan sobre las instalaciones del sistema con el fin de mantener estables las variables del mismo dentro de los, valores límites operativos acordados o establecidos en las Resoluciones del MEM vigentes y los que eventualmente se indiquen en la Programación Estacional.

Cada Centro de Operaciones podrá proponer órdenes de servicio particulares para su área que deberán ser informadas al COC en los términos del Anexo 25 de "Los Procedimientos". Las jerarquías operativas en cada caso serán las indicadas en el Anexo 25 de "Los Procedimientos".

Los límites operativos para las tensiones y los intercambios de potencia reactiva serán los determinados en la Programación Estacional de acuerdo a la reglamentación vigente.

Se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas:

- Los COT, COTDT, y COD deberán tomar las medidas operativas, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los valores de intercambio de potencia reactiva y los niveles de tensión estén dentro de los límites dispuestos.
- Los COT, COTDT y COD informarán al COC cuando se produzcan tensiones o intercambios de reactivo críticos, detallando los motivos y maniobras realizadas o en ejecución para su normalización. en el caso que las causas de los apartamientos sean internos a su área de control.
- Se debe mantener en todo el SADI el perfil de tensiones de la red de 500 kV y se debe disponer de una reserva de potencia reactiva ajustados a los valores definidos de acuerdo a la normativa vigente, para

permitir afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos de compensación. Para ello se mantendrán los niveles de tensión indicados en la programación estacional en las barras de 500 kV sobre las que se dispone de medios adecuados de control de tensión y que tienen gran incidencia en el perfil de tensiones de toda la red.

- La reserva de potencia reactiva deberá disponerse en equipos que hagan un control rápido y eficiente de la tensión en 500 kV, de manera de conseguir una equilibrada distribución en toda la extensión de la red.
- Para asegurar un adecuado perfil de tensiones de 500 kV, y las reservas de potencia reactiva mencionadas, los Centros de Operaciones deberán operar los elementos de compensación existentes en sus sistemas según el siguiente orden:
  - Maniobra de Reactores / Capacitores
  - Reguladores de excitación de máquinas
  - Reguladores bajo carga de (RBC) de Transformadores
  - Máquinas Forzadas
- El orden de operación de reactores estará supeditado a su ubicación en el SADI.
- Las operaciones de los Reguladores Bajo Carga se ejecutarán asegurando que no se afecte sensiblemente el perfil de tensión en la red de transporte y la reserva de potencia reactiva indicada para esa red.
- Al inicio de cada período estacional, en coincidencia con una parada programada de la unidad, se deberá adecuar el regulador de los transformadores de generadores que no posean reguladores bajo carga en una posición tal que permita la máxima utilización de la curva de capacidad, maximizando la sobreexcitación en el período estival y la subexcitación en el período invernal, sin superar los límites de tensión admisibles en bornes de la máquina. Esta adecuación deberá ser prevista y acordada con el COT o COTDT que corresponda
- En caso de contar con regulación bajo carga, se la deberá operar de manera tal que permita la máxima utilización de la curva de capacidad sin superar los límites de la tensión en bornes.

5.2. OPERACION EN CONDICIONES ANORMALES

Comprende todas las acciones extraordinarias que como consecuencia de una perturbación o indisponibilidad severa se requieran para retrotraer las variables del sistema a los valores límites operativos preestablecidos a la mayor brevedad posible.

Cada Centro de Operaciones podrá definir acciones adicionales particulares para su área que deberán ser informadas al COC.

Se establecen dos niveles de condiciones anormales de operación para el control de tensión en el SADI para permitir una mejor coordinación de las acciones a realizar por los diferentes Centros de Operaciones.

Nivel 1: Alerta de mínima reserva operativa de reactivo

Nivel 2: Emergencia de pérdida de reserva de reactivo

5.2.1. ALERTA DE MÍNIMA RESERVA OPERATIVA DE REACTIVO

Se entra en este estado cuando el nivel de reserva operativa de reactivo de un área cae por debajo del valor establecido en la Programación Estacional.

Los COT, COTDT y COD deberán agotar los medios locales de compensación para recuperar la reserva manteniendo los intercambios especificados y los niveles de tensión dentro de los límites dispuestos.

Las acciones a tomar son:

- Pedido de máxima o mínima excitación a los Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas pero que puedan contribuir a la recuperación de reservas, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 90%, como mínimo de los límites de las Curvas de Capacidad, limitadas por las restricciones declaradas.
- Operación de reactores de los Transportistas.

- Adecuar el perfil de tensiones del sistema de transporte para apoyar el área con déficit.
- Pedido a los COD de modificaciones a la topología de la red de distribución para transferir carga de nodos más comprometidos a nodos más descargados
- Pedido de generación forzada por parte de los COD en función de las previsiones de demanda de las siguientes horas con el objeto de reducir el intercambio de potencia reactiva.

5.2.2. EMERGENCIA DE PÉRDIDA DE RESERVA OPERATIVA DE REACTIVO

Se entra en este estado cuando el nivel de reserva operativa de reactivo cae por debajo de un valor considerado inadmisible para la operación. Este valor debe ser definido por cada Centro de Operaciones junto con el envío de los datos para la Programación Estacional.

Una vez superadas las reservas los COT, COTDT y COD, deberán realizar las acciones para restituir las variables a los valores necesarios para la normalización del sistema. Si estas operaciones afectaran sensiblemente la confiabilidad del SADI, el COC podrá solicitar reemplazarlas por otras realizadas en equipos operados por otros Centros de Operaciones, siempre que los beneficios en ese sentido sean significativos.

Estas acciones son:

- Pedido de máxima excitación a los Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas pero que puedan contribuir a la recuperación de reservas, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 100% de los límites de las Curvas de Capacidad durante 20 minutos continuos con intervalos de 40 minutos, limitadas por las restricciones declaradas.
- Pedido de la generación forzada necesaria para eliminar la condición de emergencia.
- Reducción de tensión en la red del Distribuidor.
- Operación de reactores de linea, sin comprometer la eficiencia de los recierres monofásicos.

En caso de producirse una contingencia en la red que lleve las tensiones y/o las reservas a valores inadmisibles, establecidos de acuerdo a la normativa vigente, los Centros de Operaciones deberán implementar estas medidas dentro de sus áreas aunque se mantengan los intercambios de reactivo establecidos.

Durante situaciones anormales, y una vez realizadas las acciones indicadas , el COC podrá modificar los valores de tensiones y bandas de intercambio de potencia reactiva por las interconexiones para hacer uso de la capacidad de compensación disponible en otras áreas, para mantener, dentro de lo posible, las reservas especificadas. Una vez desaparecida la anormalidad el COC ordenará el retorno inmediato a los valores normales.

En todos los casos se registrará toda la información correspondiente a estas situaciones en los Centros de Operaciones, para su posterior análisis y determinación de sanciones y transacciones que pudieran caber.

5.3. CORTES DE CARGA O MODIFICACIÓN DE GENERACIÓN

Si luego de agotarse todas las acciones enumeradas no se supera la condición de emergencia, o de existir la posibilidad de que se produzca en el SADI en su conjunto, o en algún área en particular, una caída de la tensión a valores fuera de los límites admisibles, que pueda conducir a una pérdida del control de la tensión, el COC podrá solicitar cortes manuales de carga o modificación de generación, según corresponda, en el área afectada

Con ese fin los COT, COTDT y COD, deberán disponer de un listado de cables o lineas y alimentadores que pueden ser desconectados rápidamente para contribuir a la solución de contingencias en la red de AT, aún en condiciones críticas de despacho, o con indisponibilidades altas de su equipamiento de compensación.

La necesidad de apelar a cortes de carga o modificación de generación para el control de tensión será determinado en distintas etapas de la operación, de acuerdo a las previsiones de demanda, generación e indisponibilidades de equipamiento de compensación de potencia reactiva, con los estudios correspondientes.

5.3.1. EN LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

En la operación en tiempo real el COC determinará si están dadas las condiciones del sistema para la aplicación de cortes de carga o modificación de generación., en base a:

- la evolución de la operación diaria
- las declaraciones de indisponibilidad de potencia reactiva de las empresas en la programación estacional
- las indisponibilidades transitorias que puedan haber sido declaradas por los Agentes para la programación semanal y diaria o
- incumplimientos a los compromisos de reactivo detectados por CAMMESA,
- a las mediciones propias
- a las informaciones de los Centros de Operaciones,
- a los estudios de operación del SADI,

El COC informará a cada Centro de Operaciones esta circunstancia, los que ejecutarán las tareas necesarias.

5.3.2. EN EMERGENCIAS

Comprende la acción de corte de cargas o modificación de generación inmediatos, según corresponda, que deban ser realizados como consecuencia de una perturbación o indisponibilidades severas, para retrotraer las variables del sistema a los valores límites operativos preestablecidos o para evitar que se produzca el colapso total o parcial del sistema.

La salida de servicio imprevista de un elemento de compensación, de un generador o un elemento de transmisión de la red, puede conducir a las tensiones fuera de valores admisibles o provocar la pérdida del control de tensión.

En caso de ser necesario el COC podrá ordenar el corte de cargas o modificación de generación en el área con mayor apartamiento o afectada en mayor grado determinando la potencia a cortar en base a la experiencia previa y/o a los estudios que se hubieran realizado.

En los primeros 20 minutos posteriores a una contingencia la tensión en los nodos del Sistema de Transporte del área afectada no deberá exceder el rango entre 0,93 y 1,1 p.u. en nodos de 500 kV y entre 0,90 y 1,15 p.u. en nodos de 220 y 132 kV, salvo expresas condiciones determinadas por el Transportista, requeridas por los usuarios y/o acordadas en los Convenios de Conexión o indicadas en la Programación Estacional.

Al concluir este lapso y hasta que la situación de contingencia haya cesado, se deberá mantener un nivel de tensión en todos los nodos del Sistema de Transporte del área afectada entre 0,95 y 1,05 p.u. para los nodos de 500 kV, y entre 0,9 y 1,10 p.u. para los nodos de 220 kV y 132 kV, salvo expresas condiciones determinadas por el Transportista, requeridas por los usuarios y/o acordadas en los Convenios de Conexión o indicadas en la Programación Estacional.

5.3.3. REPOSICIÓN DE LA DEMANDA CORTADA O GENERACIÓN MODIFICADA

El COC realizará un seguimiento de la evolución del SADI después de haber realizado un corte de cargas o una modificación de generación, y determinará, de acuerdo a las condiciones del sistema, como y cuando se procederá a la reposición de la demanda cortada o generación modificada.

6. ANALISIS POSTERIOR

A posteriori de cualquier operación anormal o de emergencia, CAMMESA evaluará la magnitud de la potencia cortada a través de la variación de los niveles de intercambio y sentido de los flujos en los puntos de interconexión, medidas con el SOTR, que será comparada con la información que sea enviada por cada Centro de Operaciones.

Con los datos previos a la contingencia y los de la evolución posterior del sistema CAMMESA realizará estudios para evaluar las acciones tomadas.

7. SUPERVISION EN TIEMPO REAL

CAMMESA supervisará permanentemente con el SOTR las tensiones, la generación de reactivo de los generadores y los factores de potencia en todas las interconexiones del Sistema de Transporte. En base a estos datos se determinarán las penalizaciones, en caso de corresponder.

Transitoriamente, y hasta que el SOTR esté implantado, la supervisión se realizará en base a las mediciones disponibles del actual sistema de operación en tiempo real y las informaciones de los Centros de Operaciones.

ANEXO I - CURVAS DE CAPABILIDAD A UTILIZAR PARA LAS UNIDADES GENERADORAS DEL SADI QUE NO LAS HAYAN DECLARADO

DIAGRAMA DE CAPACIDAD ESTIMADO PARA MÁQUINAS TÉRMICAS

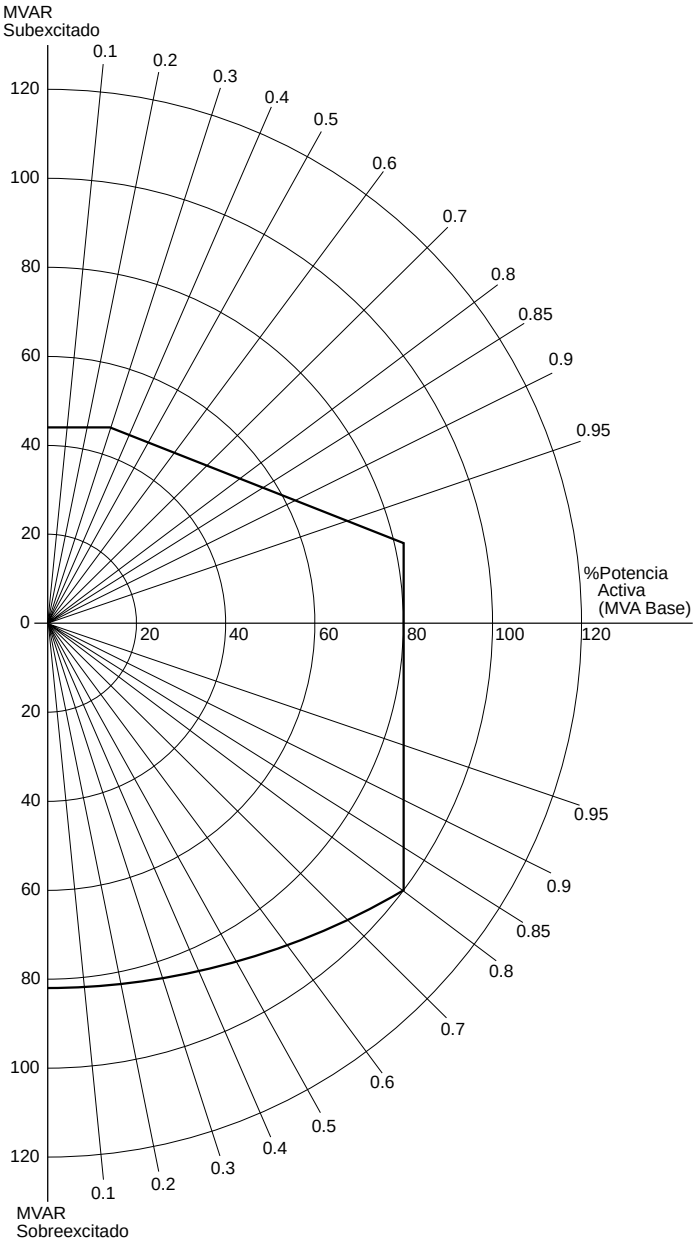
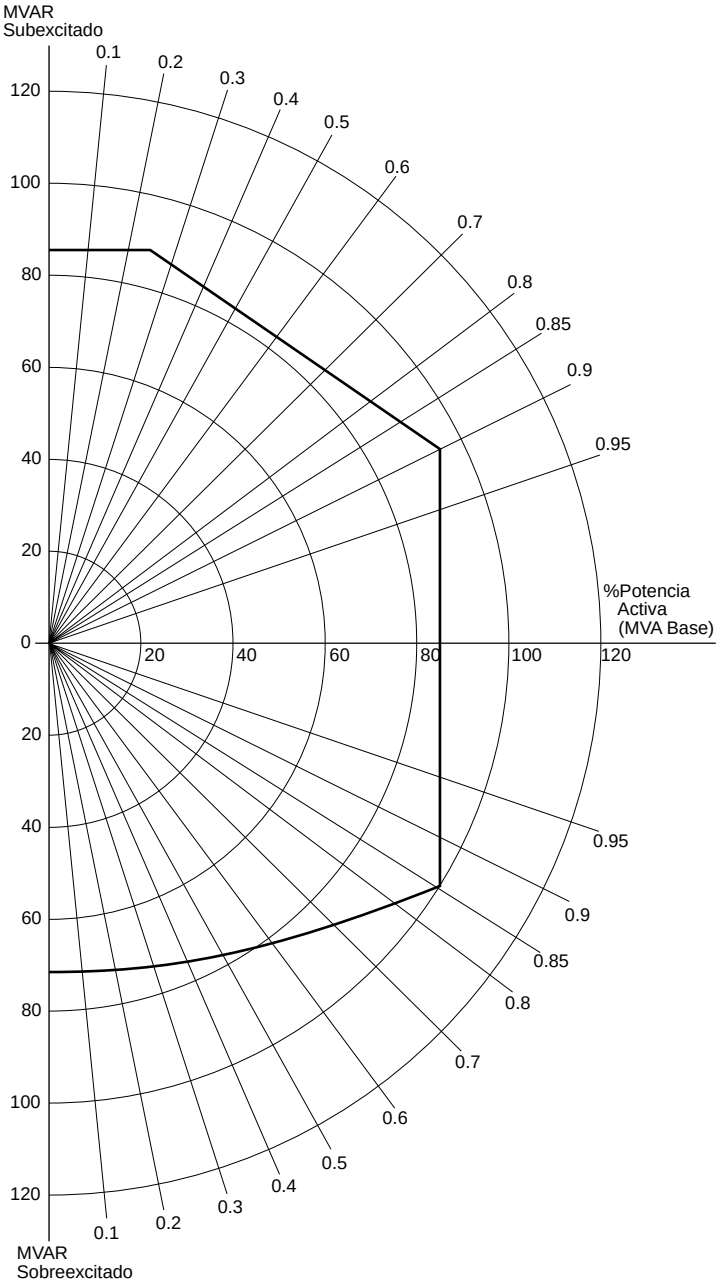


DIAGRAMA DE CAPACIDAD ESTIMADO PARA MÁQUINAS HIDRAULICAS



P.T. 6: RESOLUCIÓN SE Nº 285/94. TRABAJOS EN INSTALACIONES DE LOS AGENTES DEL MEM PARA LA PROVISIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES

1. OBJETO

De acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, CAMMESA tiene por objeto el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). A estos fines tiene a su cargo determinar el despacho técnico y económico del SADI propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía ("Mercado Spot")

Para el cumplimiento de su objeto social puede realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que sean correspondientes cuidando en todo momento de propender a garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM y prestar servicios relacionados con las actividades aludidas y en particular, sin que ello implique limitación, proveer servicios de consultoría en las áreas antedichas.

Dentro de estos actos se encuentra la ejecución por cuenta y orden de los Agentes del MEM y a solicitud de Organismo competente de trabajos de montaje, modificación, ampliación y/o auditorías de equipos de control y protección en instalaciones de los Agentes del MEM por necesidades operativas y de seguridad del SADI.

En este contexto, la Secretaría de Energía, mediante la resolución SE 285/94, instruyó a CAMMESA para que defina los recursos estabilizantes necesarios para mantener el nivel de confiabilidad requerido en el MEM e incrementar los límites de transferencia del corredor COMAHUE - BUENOS AIRES, y coordine el proyecto y la implementación de la revisión, provisión e instalación en el SADI de dichos recursos.

El presente Procedimiento Técnico tiene por objeto indicar las instrucciones, fijar criterios, señalar derechos y obligaciones y delimitar las responsabilidades de los Agentes del MEM, Contratistas, Subcontratistas y CAMMESA cuando se realicen dichos trabajos.

2. DEFINICIONES

Certificado de Responsabilidad por Defectos:	Certificado que se emite cuando haya finalizado el Período de Responsabilidad por Defectos para las Obras o cualquier parte de ellas
Certificado de Toma de Posesión:	el certificado que debe ser entregado al Contratista por el Ingeniero cuando el Agente toma posesión de las Obras.
Contratista:	es la persona física o jurídica contratada por CAMMESA para ejecutar los trabajos, sin incluir a ningún cesionario de éste (excepto cuando se cuente con el consentimiento de CAMMESA).
Contrato:	acuerdo entre CAMMESA y el Contratista para la ejecución de las Obras, el cual incluye las Condiciones, Especificaciones, Dibujos del Comitente y del Contratista, Planillas completas incluyendo cotizaciones, la Oferta, la Carta de Aceptación y aquellos otros documentos que puedan incorporarse expresamente en virtud de la Carta de Aceptación.
Culpa Grave:	cualquier acto u omisión del Contratista que infrinja las más elementales normas de diligencia, los cuales habrían sido adoptados por un contratista responsable en la misma posición y bajo idénticas circunstancias.
Dibujos del Contratista:	todos los dibujos, muestras, esquemas, modelos y manuales de operación y mantenimiento a ser presentados por el Contratista de conformidad con el Contrato.
El Ingeniero:	persona física o jurídica nombrada por CAMMESA para desempeñarse en funciones técnicas, de supervisión y/o inspección ante el Contratista y el Agente, a los fines de la ejecución de los Trabajos. Para estos Trabajos CAMMESA ha nombrado a la Consultora Merz y Mc Lellan
Emplazamiento:	el lugar o lugares puestos a disposición por el Agente en los cuales el Contratista deberá llevar a cabo los trabajos o en los cuales deberá entregarse la Planta,

	conjuntamente con aquella superficie circundante que sea utilizada por el Contratista en relación con las Obras.
Equipos del Contratista:	todos los aparatos o elementos de cualquier naturaleza que se requieran a los fines de las Obras, sin incluir la Planta.
Especificaciones:	las especificaciones de las Obras incluidas en el Contrato y cualquier modificación a éstas efectuada de conformidad con el Ingeniero.
Fecha de Transmisión del Riesgo:	fecha en que el riesgo de pérdida o de daños a las Obras se trasmite del Contratista al Agente.
Obras:	el trabajo que debe ser realizado por el Contratista de conformidad con el Contrato, así como los elementos provistos a tales fines.
Oferta:	la oferta cotizada por el Contratista a CAMMESA respecto de la ejecución de las Obras.
Período de Responsabilidad por Defectos:	período de un año o el período indicado en el Contrato, que corre a partir del momento en que se produce la toma de posesión, durante el cual el Contratista deberá reparar sin cargo los defectos que aparezcan y los daños que se produzcan en las Obras.
Plazo para la Finalización:	el plazo indicado en el Contrato para la realización de las Obras o cualquier Tramo de éstas y la realización de las Pruebas a la Finalización.
Precio Contractual:	la suma indicada en el Contrato que debe ser abonada al Contratista por la ejecución de las Obras.
Programa:	El Programa de Trabajo que debe ser presentado por el Contratista de conformidad con el Contrato y sus eventuales modificaciones.
Pruebas a la Finalización:	Son las pruebas, a llevarse a cabo con carácter previo a la Toma de Posesión de las Obras por parte del Agente.
Representante de CAMMESA:	representante nombrado por CAMMESA con funciones de coordinación.
Representante del Agente:	es aquella persona nombrada por el Agente con funciones de inspección para el montaje, las pruebas de conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos. También será responsable de firmar las autorizaciones y notificarse de las comunicaciones que envíe el Ingeniero, o el Contratista.
Representante del Ingeniero:	es aquella persona, designada por El Ingeniero para desempeñar las funciones y ejercer las facultades que le fueran encomendadas por CAMMESA al Ingeniero.
Subcontratista:	es cualquier persona física o jurídica designada en el Contrato para la ejecución de cualquier parte de las Obras, o cualquier persona a quien se haya subcontratado cualquier parte del Contrato, con el consentimiento de CAMMESA, sin incluir a ningún cesionario de dicho Subcontratista.
Trabajos:	son las obras, proyectos, provisión de equipos y servicios y pruebas necesarios para implementar la instalación y puesta en servicio de los recursos estabilizantes.
Tramo:	parte de las Obras expresamente indicada como tal en el Contrato.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS

El trabajo básico previsto para cumplir con los requerimientos de la Resolución 285/94 incluye la provisión y diseño de servicios y equipos para el diseño de la DAG y los sistemas de control relacionados con el desempeño de la estabilidad transitoria y la estabilidad dinámica, tales como, estabilizadores (PSS) resistores de frenado, control de reactores en las estaciones de 500 kV, desconexión de carga, etc., que deberán asegurar que para los diferentes condiciones y escenarios establecidos, sea posible mantener la estabilidad

y satisfacer los criterios de diseño y desempeño requeridos para el SADI, con un nivel de transferencia en el corredor Comahue - Buenos Aires superior a 3300 MW.

El Contratista suministrará especificaciones, nuevos diseños, ajustes y los equipos de acuerdo a lo establecido en el Contrato, para los siguientes sistemas de protección y control del SADI:

a) Sistemas de control de excitación de generadores y estabilizadores (PSS),

b) Desconexión Automática de Generación (DAG)

c) control de tensión en la red de transporte de 500 kV,

d) desconexión de carga para control de desbalances de generación -demanda y para evitar la pérdida de sincronismo (interdisparo a la carga, relés de derivada, etc.)

e) protecciones para acelerar la desconexión de líneas ante pérdida de sincronismo en forma selectiva.

f) control de tensión en la carga remanente luego de la desconexión de altos porcentajes de carga.

g) otros recursos estabilizantes.

Las tareas que demandará la implementación de los recursos estabilizantes incluirán trabajos en instalaciones de Generadores, Transportistas y/o Distribuidores y Grandes Usuarios, tales como:

a) Ensayos del sistema eléctrico

b) Instalación, reemplazo y/o ajuste de Estabilizadores de Potencia

c) Instalación de sistemas de desconexión automática de generación (DAG)

d) Reemplazo y/o ajuste de equipamiento de excitación

e) Capacitación

f) Provisión de repuestos y consumibles

g) Provisión de armarios para equipos auxiliares

h) Provisión de equipamiento adicional y servicios

3.1. ENSAYOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

En los casos necesarios, se realizarán ensayos de las unidades generadoras para establecer la validez de las reactancias de alternadores, las constantes de tiempo y también los parámetros del sistema de excitación que se utilicen en el modelo del sistema eléctrico de potencia. Un relevamiento preliminar de las unidades de generación que probablemente participarán en las oscilaciones interárea y las bases de datos disponibles en la actualidad indican que será necesario realizar ensayos en varias centrales generadoras.

Una vez concluida la recolección de datos y el establecimiento del modelo del SADI, se requerirá una prueba del sistema para demostrar la validez del modelo. El ensayo consistirá en la medición simultánea de los parámetros en plantas generadoras diferentes utilizando el Sistema de Monitoreo de Oscilaciones (SMO) que debe ser suministrado como parte del de este contrato. El SMO deberá ser instalado para su uso permanentemente para medir el desempeño del Esquema de Estabilización Suplementario (EES).

Una vez instalados los equipos de PSS adicionales deberá probarse la efectividad de los mismos mediante una prueba del sistema.

3.2. ESTABILIZADORES (PSS)

Los estudios preliminares del sistema eléctrico de potencia han establecido que será necesario instalar o reemplazar estabilizadores en plantas generadoras. El estudio deberá determinar cuales centrales se instalaran los PSSs y determinar los parámetros de operación de cada uno de esos equipos. Un relevamiento local preliminar de las unidades generadoras indica que se necesitarán nuevos PSS en base a potencia acelerante y que podrá ser necesario ajustar la configuración de los existentes. El trabajo abarca el diseño, la instalación y la puesta en marcha de las instalaciones de PSS.

El trabajo incluye una primer etapa consistente en la resintonización de los PSSs existentes para mejorar el desempeño del sistema con los recursos disponibles y una segunda etapa donde se diseñan, se instalan y se ponen en servicio los nuevos PSSs y se ajustan todos los PSSs de los generadores del sistema, los nuevos

y los actualmente existentes, para conformar el EES requerido para maximizar la transferencia de potencia en el corredor Comahue - Buenos Aires para las condiciones críticas de operación del SADI.

3.3. DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN (DAG)

El sistema de DAG demandará la provisión e instalación de una estación maestra (o master) dual redundante y de controladores lógicos programables (PLC) como estaciones remotas en subestaciones y centrales generadoras. El trabajo abarca además, la programación de los PLC para detectar la pérdida de un elemento del sistema de transmisión del Corredor Comahue - Buenos Aires, y la instalación de las interfaces de los PLC con los controles e instrumentos de los tableros, el suministro de relés repetidores de estados, los relés intermediarios de control, y los transductores de las variables del sistema.

También se incluyen en estos trabajos la instalación de las interfaces con los PLC que actualmente forman parte del esquema de DAG en varias subestaciones.

El trabajo incluye pruebas y mediciones para determinar el tiempo total de respuesta entre el momento en que en una subestación se produce un evento que llevará a la desconexión de generación y la iniciación de la orden de disparo y la interrupción de la corriente de carga en el interruptor del circuito de generación, en diferentes centrales de generación.

3.4. EQUIPOS DE EXCITACIÓN

El alcance de los trabajos abarca la confirmación si el equipamiento de excitación existente es adecuado.

En los casos que las investigaciones y estudios en el sitio muestren que los equipos de excitación no son apropiados para la instalación de estabilizadores, será necesario reemplazarlos por un sistema de excitación moderno. Será parte del trabajo, la provisión de los equipos de excitación en los casos que los existentes resulten inadecuados, siempre que se demuestre que ello constituye la solución más efectiva.

3.5. CAPACITACIÓN

Se brindará capacitación a los Agentes para la operación y mantenimiento de los equipos y del software provisto dentro del contrato.

3.6. REPUESTOS

Se proveerán repuestos y artículos consumibles de todos los equipos que deban se suministrados según el Contrato.

3.7. ARMARIOS PARA EQUIPOS AUXILIARES

Se proveerán armarios para los equipos auxiliares como una opción para cada estación remota. Los armarios estarán completos y tendrán dimensiones tales que se puedan instalar todos los relés, transductores y bloques terminales.

3.8. EQUIPAMIENTO ADICIONAL Y SERVICIOS

El Contratista cotizará los precios para los equipos, estudios y servicios necesarios, para llevar adelante los trabajos de auditoría y mantenimiento del Esquema de Estabilización Suplementario (EES), con el fin de:

a) establecer los ajustes requeridos por los nuevos generadores que ingresan al SADI,

b) adecuar en el futuro los ajustes de los estabilizadores a las condiciones previstas para los próximos tres semestres,

c) incorporar/reemplazar un estabilizador en algún generador,

d) verificar que los parámetros de los sistemas de excitación y estabilizadores en los generadores que participan en el EES mantienen los ajustes establecidos y todos esos equipos funcionan correctamente.

3.9. PROYECTO DE DETALLE

Los trabajos se ejecutarán de acuerdo a un Proyecto de Detalle elaborado por el Contratista bajo la supervisión técnica del Ingeniero.

El Proyecto de Detalle consiste en la documentación, compuesta por dibujos, planos, muestras, modelos y especificaciones de componentes que sean necesarios para la realización de los Trabajos y que muestre en forma completa y detallada la manera en que se fijarán y conectarán los equipos así como cualquier otra información que se requiera para:

a) preparar las instalaciones existentes para recibir y vincular los nuevos equipos.

b) definir y realizar las pruebas y evaluaciones para los ensayos en fábrica

c) definir y realizar las pruebas y evaluaciones para las Pruebas de Finalización.

d) facilitar el acceso adecuado de los equipos al Emplazamiento y de cualquier elemento necesario para el montaje y las pruebas,

e) fijar, montar, y conectar entre si los elementos de la Planta

f) efectuar las conexiones necesarias de los equipos a las instalaciones existentes.

4. OBLIGACIONES GENERALES Y FUNCIONES DE LAS PARTES

4.1. TRABAJOS A EJECUTAR POR EL AGENTE

Dentro de las obligaciones de los Agentes del MEM definidas en la normativa vigente se encuentran la de instalación, puesta en servicio, el control, la operación y el mantenimiento del equipamiento de control y protección necesario para optimizar la eficiencia de gestión del Sistema Eléctrico.

Dentro de este marco, el Agente deberá ejecutar los Trabajos necesarios para satisfacer los objetivos planteados en la Resolución SE 285/94, considerando muy especialmente los requerimientos y el cumplimiento de los plazos que se establecen en el Contrato, con el fin de posibilitar una mejor ejecución de la Obras, mantener niveles adecuados de confiabilidad en el SADI y permitir la conexión de la Planta minimizando las indisponibilidades de los equipos.

La Solicitud de Trabajos a ejecutar por el Agente que surjan del proyecto será realizada por el Ingeniero e irá acompañada de un anteproyecto en base al cual el Agente realizará el proyecto de detalle y el presupuesto. El Ingeniero podrá solicitar modificaciones y que se complete la información de los dibujos, planos y especificaciones de los componentes, antes de la aprobación del Proyecto de Detalle.

El Agente deberá acompañar el Proyecto de Detalle con el Programa de Trabajo para las obras correspondientes atendiendo a los requerimientos establecidos en el Contrato.

4.1.1. INFORMACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL AGENTE

El Agente suministrará toda la información de sus instalaciones que sea necesaria para la ejecución de los Trabajos. Para ello deberá poner a disposición del Ingeniero copias de planos, manuales de equipos, software, y cualquier otra información requerida por CAMMESA, el Ingeniero o el Contratista en las fechas y plazos indicadas en el **Programa de Trabajo**. Ante una Solicitud de la información el Agente deberá responder antes de 5 días corridos, indicado el detalle completo de la documentación existente, y la forma y oportunidad en que será suministrada tratando de reducir al mínimo las demoras que pudiera ocasionar en la ejecución de los **Trabajos.** La entrega de dicha información deberá realizarse dentro de los 15 días posteriores a la solicitud del Ingeniero.

4.1.2. AUTORIZACIÓN AL CONTRATISTA, AL INGENIERO, Y A CAMMESA PARA E LACCESO Y PASO AL EMPLAZAMIENTO

El Agente está obligado a brindar en el momento requerido, el acceso y paso al Emplazamiento de la Obra y acceso a los equipos de su propiedad, en la medida que corresponda según lo indicado en las Especificaciones del Proyecto y el Programa de Trabajo, al personal autorizado del Contratista, del Ingeniero y de CAMMESA, así como a los equipos a ser instalados, y al equipamiento y elementos necesarios para el montaje y las pruebas.

El Agente deberá ser informado con 5 días de antelación a la fecha de acceso del Contratista al Emplazamiento de la lista de personal autorizado a tal efecto y del equipamiento a utilizar.

4.1.3. RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE EQUIPOS

El Agente deberá hacer la recepción de los equipos a instalar en el emplazamiento y asignar, los espacios y lugares para el almacenamiento adecuado de los mismos, para que permanezcan protegidos de daños, robo o hurto.

El Agente recibirá los equipos sin responsabilidad por daños debido al transporte o deterioro de sus embalajes. Para ello, el Agente deberá señalarlo en el formulario de recepción e informarlo al Contratista.

El Agente podrá requerir la presencia de personal autorizado del Contratista en el momento de la recepción de los elementos de la Planta o de los Equipos del Contratista.

4.1.4. SUMINISTRO DE SERVICIOS

El Agente deberá suministrar energía eléctrica, gas, agua, servicios sanitarios y otros servicios que pudieran encontrarse disponibles en el emplazamiento y que sean necesarios para la ejecución de las Obras. El Contratista será responsable del correcto uso de los mismos.

4.1.5. OPERACIÓN DE EQUIPOS DEL AGENTE

Cuando El Contratista o El Ingeniero lo solicite, El Agente operará , y/o aislará y colocará elementos de seguridad en sus equipos para posibilitar la ejecución de las Obras y las Pruebas, según lo establecido en el Proyecto de Detalle y/o el Programa de Trabajo

Durante dicha operación el Agente conservará el control y será responsable del funcionamiento seguro de sus equipos. Las medidas de seguridad específicas para la realización de los trabajos serán acordadas entre el Agente y Contratista y deberán quedar notificadas ambas partes.

Cuando condiciones especiales de la operación del sistema o de emergencia lo justifiquen, el Agente podrá requerir la interrupción de los Trabajos que afecten la normalización del sistema.

4.1.6. RECLAMOS DEL AGENTE

El Representante del Agente deberá realizar el seguimiento de las Obras, y en caso de considerar que los trabajos no se están realizando de acuerdo a lo indicado en el Proyecto, o que las tareas realizadas puedan afectar a sus instalaciones o personal, deberá efectuar el reclamo al Ingeniero dentro del período de 5 días corridos contados desde que tome conocimiento de las circunstancias que originan el reclamo. El reclamo incluirá toda la información respaldatoria. El Ingeniero deberá responder el reclamo dentro de los 5 días siguientes a la fecha de su recepción.

4.1.7. RELEVAR LA INFORMACIÓN FALTANTE O VERIFICAR LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Ante un pedido del Ingeniero el Agente deberá relevar la información faltante de sus equipos, requerida para la ejecución de los Trabajos, y/o verificar la información disponible cuando se encuentren diferencias entre dicha información y los equipos del Agente instalados en el emplazamiento.

Se considerará válida la información provista por el fabricante de los equipos propiedad del Agente siempre que la misma corresponda a documentación conforme a obra o a ensayos y protocolos aprobados por el Comitente correspondiente.

4.1.8. MEDIDAS DE SEGURIDAD

El Agente deberá comunicar todas las reglamentaciones que se aplicarán a los efectos de mantener la seguridad en el Emplazamiento.

El Contratista, el Ingeniero, CAMMESA y todo el personal de las mismas deberán cumplir con dichas reglamentaciones y las que establezcan la legislación de la República Argentina.

El Agente deberá proporcionar la protección y vigilancia de las Obras y verificar la existencia de los elementos necesarios para mantener condiciones de seguridad para las personas y las instalaciones, evitar perjuicios a terceros, para proteger a propietarios y ocupantes de inmuebles linderos, público y demás personas.

El Agente no será responsable por los daños a terceros, a propietarios y ocupantes de inmuebles linderos, público y demás personas que se puedan ocasionar por el incumplimiento de normas de seguridad por parte del Contratista.

Toda falta de cumplimiento de normas de seguridad deberá ser notificada inmediatamente al responsable del incumplimiento y a CAMMESA.

4.1.9. FUNCIONES DEL REPRESENTANTE DEL AGENTE

El Representante del Agente deberá:

a) cumplir funciones de inspección para el montaje, las pruebas de conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos

b) relacionarse con el Representante del Contratista y el Representante del Ingeniero

c) responder a solicitudes para los trabajos que requieran una autorización especial debido a que pueden afectar la disponibilidad, confiabilidad y seguridad de los equipos del Agente,

d) responder a consultas que hagan el Ingeniero o el Contratista sobre aquella parte de las instalaciones existentes de las que no se disponga de información completa o confiable en los planos y dibujos suministrados por el Agente,

e) facilitar toda investigación sobre sus instalaciones a los fines de garantizar el correcto funcionamiento de la Obra y evitar perjuicios o interrupciones que afecten cualquier parte de las instalaciones de los Agentes del MEM o puedan producir daños a un Tercero,

f) verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad,

g) hacer la recepción en el emplazamiento de los equipos a instalar y asignar los espacios y lugares para almacenamiento de los mismos,

h) verificar el conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos

i) intervenir en las pruebas de las Obras,

j) aprobar, hacer observaciones o rechazar las pruebas,

k) tomar posesión de las Obras una vez aprobadas las Pruebas a la Finalización.

4.1.10. APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS

El Agente dispondrá de un plazo de 10 días corridos para aprobar o rechazar los estudios fundamentando en este último caso los motivos.

El Agente, por única vez y dentro de los 6 días corridos de recibidos los estudios podrá emitir observaciones o solicitar ampliaciones, o requerir que se complete la información de los estudios o del proyecto que sea esencial para el diseño de aquella parte de la Planta que se instala y/o conecta a los equipos de su propiedad o que puede afectarlos en su desempeño y/o seguridad.. En este caso el Plazo mencionado se contará a partir de la recepción de la respuesta a ese pedido.

La Aprobación de los estudios no exime al Contratista de su responsabilidad en el correcto funcionamiento de los equipos a instalar.

4.1.11. APROBACIÓN DEL PROYECTO DE DETALLE

El Agente dispondrá de un plazo de 10 días corridos para aprobar o rechazar el Proyecto de Detalle, fundamentando en este último caso los motivos.

El Agente dentro de los 6 días corridos de recibido podrá emitir observaciones o solicitar ampliaciones, o requerir que se complete la información del proyecto En este caso el Plazo mencionado se contará a partir de la recepción de la respuesta a ese pedido.

La Aprobación del Proyecto de Detalle no exime al Contratista de su responsabilidad en el correcto funcionamiento de los equipos a instalar.

4.1.12. PENALIZACIONES POR INCUMPLIMIENTO EN LOS PLAZOS

Cuando por incumplimientos del Agente a los plazos establecidos en el Programa se originen extensiones en la fechas de Finalización de un Tramo o de las Obras los mayores costos demostrables originados al Contratista serán a cargo del Agente.

4.2. DE CAMMESA Y EL INGENIERO

4.2.1. INFORMACIÓN DE LOS TRABAJOS

CAMMESA entregará al Agente un informe elaborado por el Ingeniero donde se defina el alcance de los trabajos que se realizarán en las instalaciones propiedad del Agente, incluyendo lo siguiente:

a) especificaciones de los equipos a instalar,

b) condiciones de contratación de la provisión y montaje de los mismos,

c) los trabajos requeridos al Agente,

d) programa de tareas tentativo propuesto

4.2.2. COORDINACIÓN Y CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE TRABAJO

El Ingeniero deberá asegurar que el Agente disponga del Programa de Trabajo con 15 días corridos como mínimo de anticipación a la Fecha de Inicio de los Trabajos conteniendo la siguiente información:

a) el orden y las fechas en las cuales se propone llevar a cabo las Obras, incluyendo el diseño, fabricación, entrega en el Emplazamiento, instalación, pruebas y puesta en operación;

b) las fechas en las que se requiere la presentación por parte del Contratista, de los estudios, diseños, planos, y cualquier otra información necesaria para la ejecución de los Trabajos;

c) las fechas en las que se requiere que el Agente haga entrega de cualquier información o plano de las instalaciones,

d) las fechas en las que se requiere que el Agente permita el acceso al Emplazamiento;

e) las fechas en las que se requiere que el Agente complete las obras a su cargo requeridas por el proyecto.

El Agente contará con 5 días posteriores a la recepción del Programa de Trabajo para realizar observaciones y/o solicitar modificaciones.

El Ingeniero controlará que los trabajos se realicen de acuerdo al Programa de Trabajo.

CAMMESA requerirá del Contratista que adecue el Programa de Trabajo con el fin de lograr la mínima afectación económica a los agentes del MEM en cuyas instalaciones se deben realizar los Trabajos.

CAMMESA podrá determinar las modificaciones o la aprobación parcial de los Tramos con el fin de minimizar las demoras y dar cumplimiento a lo establecido en el Contrato.

4.2.3. APROBAR LAS MODIFICACIONES

No se efectuará ningún cambio en el Programa de Trabajo sin la aprobación de CAMMESA, quien podrá introducir modificaciones, previa consideración de los inconvenientes que ello puede significar para los Agentes del MEM.

4.2.4. ESTABLECER LAS CONDICIONES CONTRACTUALES

CAMMESA definirá las Condiciones Contractuales con el Contratista teniendo en consideración el presente Procedimiento.

4.2.5. APROBACIÓN DEL PRESUPUESTO DEL AGENTE

El Agente deberá presentar a CAMMESA un presupuesto por la realización de los trabajos a su cargo.

El Presupuesto de los Trabajos presentado por el Agente será evaluado por el Ingeniero quien podrá proponer modificaciones en su confección, forma de presentación y valores de los diferentes ítems y conceptos que lo componen.

En el caso que a criterio del Ingeniero el Presupuesto presentado por el Agente en respuesta a sus observaciones no sea aceptable, el Agente deberá presentar un nuevo presupuesto en un plazo no mayor de 10 días corridos.

Si el Agente no acepta las objeciones del Ingeniero las deberá rechazar dentro de los 10 días corridos de la fecha en que las haya recibido, informando de los motivos al Ingeniero y a CAMMESA. De ocurrir esto, la controversia o diferencias serán elevadas a la Secretaría de Energía para su resolución.

El rechazo del Presupuesto y la decisión que resulte de la Secretaría de Energía no deberán afectar la continuidad de las Obras, por lo que el Agente seguirá con el Programa de Trabajos previsto.

Cuando en virtud de los Trabajos, el Agente tuviese derecho al pago de costos, estos deberán ser debidamente acreditados, e incluirán cualquier gasto general demostrable que corresponda ser imputado a los mismos, no incluyendo ganancias.

Los trabajos a ejecutar por el Agente se ejecutaran de acuerdo al Proyecto de Detalle, al Programa de Trabajo, y al Presupuesto, todos ellos aprobados por CAMMESA.

4.2.6. FUNCIONES DEL INGENIERO

CAMMESA asigna al Ingeniero tareas de coordinación, auditoria e inspección de los Trabajos del Contratista y de los Trabajos de los Agentes.

En esa función debe:

a) Realizar y/o evaluar los cronogramas y definir los procedimientos adecuados para posibilitar el cumplimiento de los mismos.

b) Analizar y evaluar las soluciones, y parámetros adoptados en el diseño presentado por el Contratista, proponiendo modificaciones orientadas a asegurar el cumplimiento de los objetivos.

c) Coordinar todas las actividades para que el proyecto cumpla con los objetivos establecidos en la Resolución S.E. Nº 285/94, y el equipamiento sea entregado a los propietarios de las instalaciones para su funcionamiento en el SADI, en los plazos requeridos.

d) Analizar el proyecto de detalle considerando las observaciones que realicen los agentes del MEM. Aprobar el proyecto de detalle realizado por el Contratista previa coordinación de las acciones necesarias para introducir las modificaciones que permitan el mejor cumplimiento de estos objetivos.

e) Inspeccionar las pruebas y ensayos que el Contratista esté obligado a realizar para la habilitación y recepción de instalaciones individuales, y para demostrar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño establecidos para el conjunto de los recursos estabilizantes.

f) Realizar la recepción y habilitar las instalaciones y equipos que el Contratista incorpore al SADI y de aquellos equipos o instalaciones que éste modifique o ajuste.

g) Realizar las actividades de coordinación necesarias para establecer con precisión y anticipadamente, el alcance de las responsabilidades por los perjuicios o daños sobre los equipos e instalaciones que pudieran ocasionarse en las instalaciones de los agentes del MEM, como consecuencia de las tareas y acciones requeridas para el cumplimiento del Contrato.

h) Proponer y/o realizar todo lo que sea necesario para que las actividades que desarrolla el Contratista, para el cumplimiento de los objetivos establecidos en la Resolución S.E. Nº 285/94, ocasionen los mínimos inconvenientes a la explotación y a la confiabilidad del SADI, y no afecte desfavorablemente la gestión de los agentes en el MEM.

i) Proponer procedimientos para la coordinación, aprobación, y recepción del equipamiento, que permitan el cumplimiento de los objetivos, contemplando la participación de los agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se incorporarán los equipos de control.

j) Establecer los cronogramas de ejecución de las diferentes tareas a realizar por el Contratista.

k) Coordinar la intervención de los agentes del MEM, en el análisis y definición de aspectos clave del Proyecto, principalmente en relación con todo aquello que pueda afectar la seguridad de su equipamiento, y la confiabilidad del SADI de forma de evitar demoras y costos adicionales para el proyecto.

l) Analizar el proyecto de detalle y dar adecuadas soluciones a las observaciones presentadas por los agentes del MEM. Coordinar con el Contratista las modificaciones que sea necesario introducir en el proyecto de detalle, y aprobarlo.

m) Realizar, junto con el Representante del Agente, la inspección de las pruebas de las instalaciones y los ensayos de funcionamiento, que esté obligado a realizar el Contratista, con el fin de comprobar el cumplimiento de lo que se establezca en el Contrato.

n) El ingeniero deberá presentar a CAMMESA informes mensuales de avance de las obras. CAMMESA enviará copia de estos informes al Agente quien dispondrá de 10 días corridos a partir de la fecha de la recepción del mismo para hacer sus observaciones.

5. RIESGOS Y RESPONSABILIDADES

5.1. RESPONSABILIDAD POR DAÑOS Y PERJUICIOS

Ni el Contratista, ni CAMMESA serán responsables frente al Agente por los daños que sean consecuencias mediatas del hecho en que se origina el reclamo, como por ejemplo lucro cesante, pérdida de uso, pérdida de producción y pérdida de contratos.

5.2. RESPONSABILIDAD CON POSTERIORIDAD AL VENCIMIENTO DEL PERÍODO DE RESPONSABILIDAD POR DEFECTOS

Ni el Contratista ni CAMMESA serán responsables frente al Agente por daños producidos con posterioridad al vencimiento del Período de Responsabilidad por Defectos, a menos que fueran causados por Culpa Grave del Contratista, en cuyo caso este último será el responsable por los daños.

5.3. RECURSOS EXCLUSIVOS

Lo dispuesto en este Procedimiento Técnico y en el Contrato, constituirá el acuerdo total entre CAMMESA, el Agente y el Contratista, quedando establecido que los derechos, obligaciones y recursos de los mismos son los que resulten de los documentos antes mencionados.

5.4. AGRAVAMIENTO DE PÉRDIDA O DAÑO

La parte que invoque haber sufrido un perjuicio, deberá haber tomado todas las medidas necesarias para evitarlo, así como aquellas necesarias para impedir el agravamiento del perjuicio ocasionado.

6. SEGUROS

6.1. SEGUROS DE OBRAS

a) El Contratista deberá asegurar las Obras a nombre del Contratista, de CAMMESA, y los Agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se realizan los Trabajos, en forma conjunta, hasta su valor de reposición total desde la Fecha de Inicio hasta la Fecha de Toma de Posesión de la Obra contra cualquier pérdida o daño causado por cualquiera de los Riesgos del Contratista y cualquier otro riesgo determinado en el Contrato;

b) El Contratista deberá asegurar las Obras a nombre del Contratista, de CAMMESA, y los Agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se realizan los Trabajos, en forma conjunta, hasta su valor de reposición total durante el Período de Responsabilidad por Defectos, contra cualquier pérdida o daño que fuera causado por:

- El Contratista al completar cualquier trabajo pendiente o al reparar cualquier defecto en cualquier parte de las Obras o daño a éstas que surja o se produzca durante el Período de Responsabilidad por Defectos
- Cualquiera de los Riesgos del Contratista que se hubiera producido con anterioridad a la Fecha de Transmisión del Riesgo.

6.2. RESPONSABILIDAD CIVIL FRENTE A TERCEROS

El Contratista deberá contratar un seguro de responsabilidad civil frente a terceros a nombre de El Contratista, CAMMESA, y los Agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se realizan los Trabajos, en forma conjunta, a fin de cubrir cualquier muerte o lesión corporal y pérdida de cualquier bien físico o daño a éste que surja de la ejecución de las Obras y que tenga lugar con anterioridad a la emisión del último Certificado de Responsabilidad por Defectos. El seguro debe incluir la cobertura de Responsabilidad Civil

Cruzada entre los coasegurados, por el límite total de la póliza. Asimismo, las sumas aseguradas y los límites de las indemnizaciones serán establecidos por CAMMESA en cada caso.

Dicho seguro deberá ser contratado con anterioridad al momento en que el Contratista comience cualquiera de los trabajos en el Emplazamiento.

6.3. SEGUROS DEL PERSONAL

El Contratista, el Ingeniero y el Agente deberán mantener seguros por su responsabilidad por toda pérdida, gasto o reclamo que surja con respecto a la muerte o lesión ocasionada a cualquier persona empleada por los mismos a los fines de las Obras.

6.4. OTRAS OBLIGACIONES RELATIVAS A LOS SEGUROS

El Contratista deberá:

a) cada vez que lo requiera CAMMESA, presentar las pólizas o certificados de cualquier seguro que deba contratar en virtud del Contrato junto con los recibos por las primas;

b) contratar todos los seguros por los que sea responsable con un asegurador y en condiciones, ambos aprobadas por CAMMESA.

c) abstenerse de efectuar cualquier modificación significativa a las condiciones de cualquier seguro sin la aprobación de CAMMESA. Si un asegurador realiza cualquier cambio significativo en las condiciones, el tomador del seguro deberá notificar de inmediato a CAMMESA.

d) cumplir en todo sentido con cualesquiera condiciones estipuladas en las pólizas de seguro.

e) todas las pólizas deberá contener una estipulación según la cual, no podrán ser canceladas sin previo aviso de 15 días a CAMMESA.

6.5. RECURSOS EN CASO DE FALTA DE CONTRATACIÓN DE SEGUROS

Si los Contratistas, el Ingeniero o el Agente no presentaran pruebas de la cobertura de seguros en la forma indicada, CAMMESA podrá contratar y mantener vigente dichos seguros, a cargo de quien fuera responsable de su contratación.

7. PRUEBAS

7.1. PROGRAMA DE PRUEBAS

El Contratista notificará a CAMMESA, al Ingeniero, y al Agente con 15 días corridos de antelación la fecha luego de la cual estará en condiciones de realizar las Prueba a la Finalización (las Pruebas) y enviará el informe con los estudios y el programa con un detalle completo de las Pruebas a realizar con no menos de 10 días corridos de esa fecha.

Deberán estudiarse las condiciones y perturbaciones que pueden producirse como consecuencia de las Pruebas considerando las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en el equipamiento se traslade al SADI o produzca desconexiones de equipos, indisponibilidades o daños en alguna parte de la instalación del Agente.

7.2. PARTICIPACIÓN DEL AGENTE

Los trabajos y pruebas que deban realizarse para la recepción de las Obras deberán ser previamente acordados entre CAMMESA, el Ingeniero y el Agente y se ejecutarán bajo la inspección del Agente, y del Ingeniero.

7.3. NOTIFICACIÓN DE PRUEBAS

Por lo menos 15 días antes de la realización de las Pruebas el Ingeniero deberá enviar al Centro de Operaciones de CAMMESA el Programa de las Pruebas. CAMMESA informará al Agente, y al Contratista el Programa de las Pruebas, las que deberán realizase en las fechas mencionadas, salvo inconvenientes operativos en el SADI.

Si el Contratista demorara indebidamente las Pruebas, el Ingeniero o CAMMESA podrán solicitarle que las realice en una fecha determinada por ellos. Si el Contratista no efectuara las Pruebas en las fechas establecidas el Ingeniero podrá proceder a realizarlas por sí con participación del Agente. Todas las Pruebas efectuadas en tal forma por el Ingeniero correrán por cuenta y riesgo del Contratista, su costo se deducirá del Precio Contractual y sus resultados se tendrán por definitivos.

Si el Agente no estuviera presente en la fecha y lugar designados para las Pruebas se realizarán las mismas sin la participación del Agente y los resultados de éstas deberán ser aceptados como exactos por este.

7.4. MEDIOS PARA LAS PRUEBAS A LA FINALIZACIÓN

Salvo indicación en contrario, el Agente suministrará, dentro del presupuesto acordado, la mano de obra, energía eléctrica, gas, agua, y otros servicios, que pudieran encontrarse disponibles en el emplazamiento, que el Contratista requiera razonablemente para llevar a cabo las Pruebas.

7.5. REPETICIÓN DE PRUEBAS

Si los resultados de las Pruebas de las Obras o de cualquier Tramo de las mismas, no fueran satisfactorias, el Ingeniero o el Agente podrán solicitar la repetición de dichas Pruebas. Todos los costos se deducirán del Precio Contractual.

7.6. DESACUERDO ACERCA DEL RESULTADO DE LAS PRUEBAS

Si el Ingeniero, o el Agente y el Contratista no estuvieran de acuerdo con la interpretación de los resultados de las Pruebas, dará a las otras partes y a CAMMESA un informe acerca de sus opiniones dentro del período de 7 días siguiente a la fecha en la que surja el desacuerdo. Se adjuntarán a la declaración todas las pruebas pertinentes.

CAMMESA evaluará los informes y las pruebas y entregará una propuesta de acuerdo. En caso de no aceptarse el acuerdo por alguna de las partes, se elevarán los antecedentes a la Secretaría de Energía para su resolución.

7.7. CONSECUENCIAS DE LA FALTA DE APROBACIÓN DE LAS PRUEBAS A LA FINALIZACIÓN

Si los resultados de las Pruebas de las Obras o de cualquier Tramo no fueran satisfactorios luego de que éstas hayan sido repetidas, el Ingeniero, luego de consultar debidamente al Agente y al Contratista, tendrá derecho a:

a) ordenar una nueva repetición de las Pruebas, o

b) rechazar las Obras o Tramo

7.8. CERTIFICADO DE PRUEBAS

Tan pronto como las Obras o cualquier Tramo de éstas haya pasado satisfactoriamente las Pruebas, el Ingeniero emitirá un Certificado a tal efecto a favor del Contratista, el que será refrendado por el Agente.

7.9. PLAZO PARA LA FINALIZACIÓN

Las Obras se completarán y deberán haber aprobado las Pruebas de Finalización dentro del Plazo para la Finalización indicado en el Programa de Trabajo.

Se aceptará una prórroga del Plazo para la Finalización si se producen demoras en la ejecución de las Obras por cualquiera de las siguientes causas:

a) trabajo adicional ordenado por escrito por el Ingeniero.

b) condiciones climáticas adversas extraordinarias e impedimentos físicos o condiciones que no podrían haber sido razonablemente previstas por el Contratista;

c) instrucciones de CAMMESA o del Ingeniero, por otro motivo que no sea el incumplimiento del Contratista;

d) el incumplimiento por parte del Agente de cualquiera de sus obligaciones que afecten el normal desarrollo de los trabajos.

e) Fuerza Mayor.

El Contratista o el Agente notificarán al Ingeniero su intención de efectuar un pedido de prórroga del plazo dentro del período de 7 días corridos contados desde que tomen conocimiento de las circunstancias que originan el retraso. El pedido incluirá toda la información respaldatoria.

El Ingeniero, luego de consultar debidamente a CAMMESA, y en caso de considerarlo procedente, otorgará, ya sea retroactivamente o para períodos futuros, la prórroga del Plazo para la Finalización que resulte justificada. El Ingeniero deberá, consecuentemente, notificar a CAMMESA, al Agente y al Contratista.

8. RECEPCIÓN DE LA OBRA

8.1. TOMA DE POSESIÓN

El Agente tomará posesión de las Obras cuando las mismas hayan pasado satisfactoriamente las Pruebas a la Finalización y se haya emitido o se considere emitido, un Certificado de Toma de Posesión.

Las Obras pasarán a ser de propiedad del Agente, quien tendrá a su cargo la operación y mantenimiento.

El Agente será responsable de la permanencia de los ajustes de parámetros realizados en los equipos. En caso de requerirse una modificación de los mismos se deberá solicitar la autorización de CAMMESA.

8.2. CERTIFICADO DE TOMA DE POSESIÓN

El Contratista podrá solicitar al Ingeniero un Certificado de Toma de Posesión, no antes de los 14 días previos a que, en opinión del Contratista, las Obras estén finalizadas y en condiciones para la toma de posesión.

El Ingeniero dentro de los 7 días de recibida la solicitud del Contratista lo comunicará al Agente, quien a su vez contara con un plazo de 7 días para dar su conformidad o plantear objeciones. En caso de no responder el Agente dentro de ese plazo, se considerará que da su conformidad.

El Ingeniero dentro de los 28 días de recibida la solicitud del Contratista, y con la conformidad del Agente:

a) emitirá para el Contratista el Certificado de Toma de Posesión con copia al Agente indicando la fecha en la que las Obras estuvieron finalizadas y en condiciones para la toma de posesión, o

b) rechazará la solicitud indicando sus razones o las del Agente y los trabajos que el Contratista debe realizar para permitir la emisión del Certificado de Toma de Posesión.

Si el Ingeniero no emite el Certificado de Toma de Posesión ni rechaza la solicitud del Contratista dentro del período de 28 días se entenderá que ha emitido el Certificado de Toma de Posesión el último día de dicho período.

Si el Contrato dividiera las Obras en Tramos, el Contratista tendrá derecho a solicitar Certificados de Toma de Posesión separados para cada uno de dichos Tramos.

8.3. PERÍODO DE RESPONSABILIDAD POR DEFECTOS

Cuando se tomara posesión separadamente de cualquier parte de las Obras, el Período de Responsabilidad por Defectos para dicha parte comenzará en la fecha en que se ha tomado posesión de ella.

El Contratista será responsable de reparar cualquier defecto en cualquier parte de las Obras o daño a éstas que surja o se produzca durante el Período de Responsabilidad por Defectos y que se derive de:

c) calidad de los materiales, mano de obra o diseño defectuoso, o

d) cualquier acto u omisión del Contratista durante el Período de Responsabilidad por Defectos.

El Contratista reparará el defecto o daño tan pronto como sea posible, haciéndose cargo de los gastos.

El Contratista no será responsable por ningún defecto que resulte de los diseños suministrados o especificados por el Agente o el Ingeniero.

Si surgiera algún defecto o se produjera algún daño, el Agente notificará al respecto al Ingeniero, y este al Contratista y a CAMMESA en forma inmediata.

El Período de Responsabilidad por Defectos para las Obras será prorrogado por un período igual a aquél durante el cual las Obras no pueden ser utilizadas en razón de un defecto o daño. Si se viera afectada sólo un Tramo, el Período de Responsabilidad por Defectos será prorrogado únicamente para dicho Tramo.

Si el Contratista no repara un defecto o daño dentro de un plazo razonable, CAMMESA podrá fijar una fecha final para hacerlo.

Si el Contratista así no lo hiciere, CAMMESA, o el Agente con la autorización de CAMMESA, podrán realizar el trabajo por sí o por intermedio de terceros por cuenta y riesgo del Contratista. Los costos debidamente incurridos por el Agente y/o CAMMESA al reparar el defecto o daño serán a cargo del Contratista.

Si el defecto o daño fuera de una envergadura tal que impidiera que se efectuaran las reparaciones, el Contratista podrá, con el consentimiento del Agente, retirar del Emplazamiento a efectos de su reparación cualquier parte de las Obras que fuera deficiente o estuviera dañada.

8.4. PRUEBAS A LA FINALIZACIÓN ADICIONALES

Si las reposiciones o renovaciones fueran de tal envergadura que pudieran afectar la ejecución de las Obras, el Agente podrá solicitar que se repitan las Pruebas a la Finalización en la medida de lo necesario. El pedido deberá efectuarse mediante notificación dentro de los 14 días corridos posteriores a la reposición o renovación. Las Pruebas se realizarán de conformidad con las Pruebas a la Finalización.

8.5. CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD POR DEFECTOS

Cuando haya finalizado el Período de Responsabilidad por Defectos para las Obras o cualquier Tramo y el Contratista haya cumplido con todas sus obligaciones en virtud del Contrato por los defectos en las Obras o en dicho Tramo, el Ingeniero emitirá, dentro del plazo de 28 días, a favor del Contratista, un Certificado de Responsabilidad por Defectos a tal fin. El Certificado deberá ser refrendado por el Agente.

8.6. INFORME DE ACEPTACIÓN DE LA OBRA

Concluido el período de Responsabilidad por Defectos, a conformidad del Ingeniero y del Agente, estos emitirán un informe de Aceptación de la Obra, que será enviado a CAMMESA para su aprobación.

Una vez aprobado el informe por CAMMESA, se produce automáticamente la aceptación definitiva de la Obra por parte del Agente.

8.7. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Con carácter previo a la toma de posesión de las Obras, el Contratista deberá suministrar al Agente la capacitación y los manuales de operación y mantenimiento, y los repuestos necesarios, junto con los dibujos de las Obras según hayan sido construidas. Estos deberán contener todos los detalles que permitan al Agente operar, mantener, ajustar y reparar todas las partes de las Obras.

Salvo indicación en contrario, los manuales y dibujos se confeccionarán en idioma castellano y en la forma y cantidades indicadas en el Contrato. Los repuestos suministrados serán los indicados en los Contratos.

No se considerará que las Obras hayan sido finalizadas a los fines de la Toma de Posesión, hasta el momento en que dichos manuales, repuestos y dibujos hayan sido proporcionados al Agente y la capacitación realizada.

8.8. AUDITORIA DE LOS EQUIPOS INSTALADOS

CAMMESA podrá, cuando lo considere conveniente en su función de supervisor y validador de los ajustes propuestos para las protecciones y sistemas de control del SADI, auditar el funcionamiento y los ajustes de parámetros de los equipos instalados, posteriormente a su entrada en servicio.

Los mismos no podrán presentar modificaciones a los ajustes que no hayan sido autorizados por CAMMESA. En caso de ser detectadas modificaciones, el Agente deberá corregirlos y realizar los ensayos correspondientes a su cargo.

Por lo tanto:

- Por ningún motivo el Agente podrá modificar los ajustes de estos equipos sin la autorización de CAMMESA.

El Agente deberá realizar los trabajos de mantenimiento o reparación de los equipos cuidando que, como resultado de las intervenciones, no se modifique el desempeño requerido de los mismos. Para ello deberán hacer las verificaciones necesarias antes de reponer los equipos en servicio.

P.T. 7: RECUPERACIÓN DEL SADI LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL

1. INTRODUCCIÓN

El presente Procedimiento es una instrucción a la que se deben ajustar los operadores del COC y de los COT, COG y COD en el caso de que ocurra un episodio de colapso total en el SADI (nomenclatura de acuerdo al Anexo Nº 25 de “Los Procedimientos”).

La definición de que ha ocurrido un suceso de esas características emanará del COC ya que este Centro dispone de la información del estado de toda la red de 500 kV y de sus generadores asociados.

Las acciones que se enumeran en el punto 2 persiguen el propósito de ordenar la actuación de los operadores del COC y de los COT en el sentido de privilegiar la recuperación del sistema de 500 kV.

Se parte de la base de que sólo algunas centrales están capacitadas para arrancar autónomamente, y de ellas, un subconjunto más reducido es el que puede proveer a la reenergización de la red de 500 kV.

Sin perjuicio de lo anterior, aquellas áreas que estén en condiciones de recuperar total o parcialmente su demanda, aún cuando estén aisladas de la red de 500 kV, procederán a efectivizar su normalización una vez verificada su desconexión del resto del SADI.

La verificación del estado de las comunicaciones y las consignas para su utilización coordinada en caso de colapso se describen en el “ANEXO I”, “OPERACIÓN DE LAS COMUNICACIONES FRENTE A UN COLAPSO”.

Tanto las estrategias parciales de reposición, como la global para la normalización del Sistema de 500 kV están fundadas en el informe “RECUPERACIÓN DEL SADI LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL O PARCIAL DE ALGÚN SUBSISTEMA”, en adelante “ANEXO II”.

A su vez cada uno de estos documentos estarán ordenados convenientemente y contendrán anexos propios.

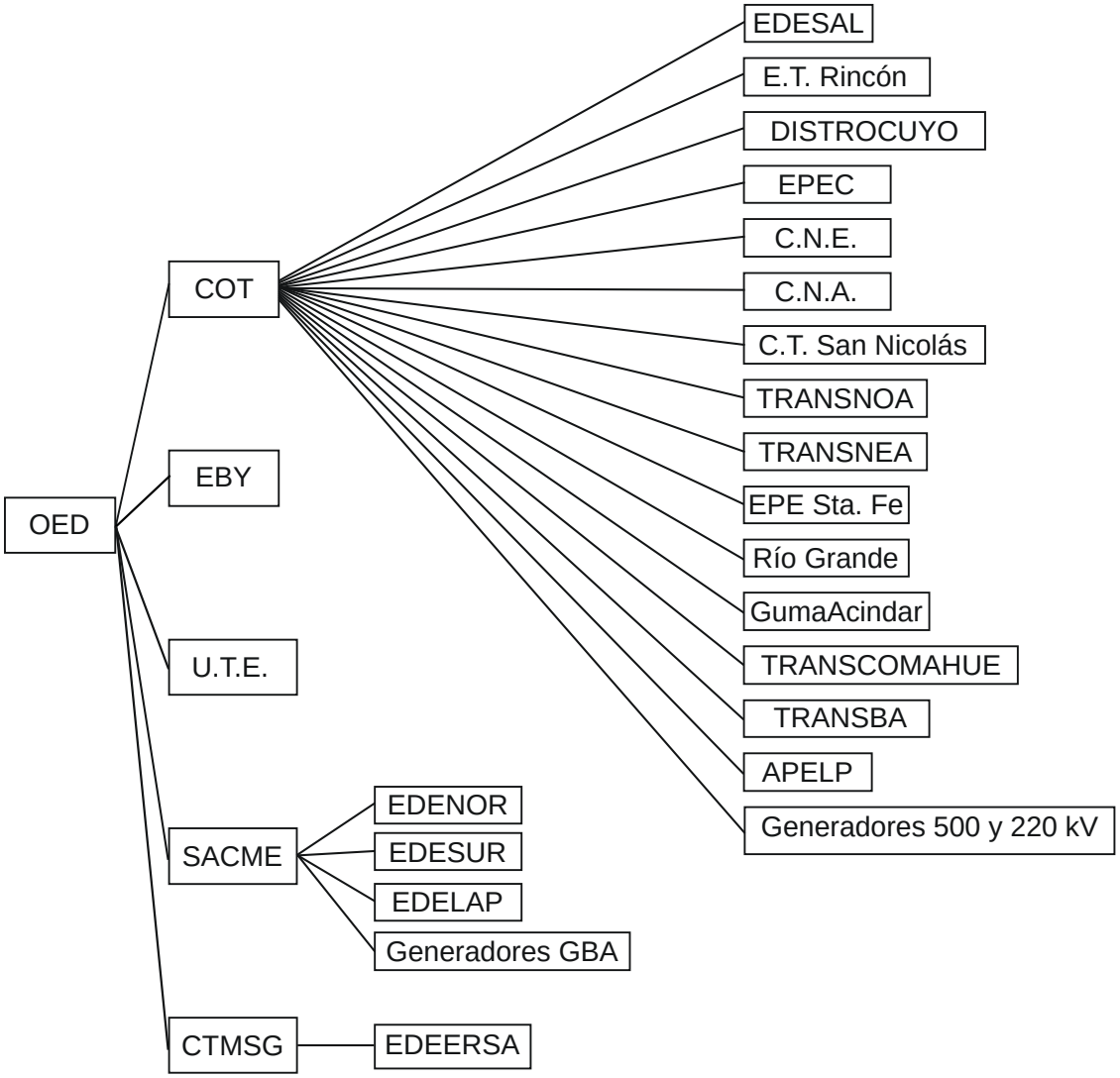
Este informe constituye una recopilación de todas las informaciones suministradas por las empresas. Se sobreentiende que cada una de las estrategias propuestas por cada empresa refleja la situación actualizada de sus equipos e instalaciones, y los respectivos operadores están provistos de las correspondientes instrucciones para ejecutarlas.

2. PROCEDIMIENTO A SEGUIR ANTE COLAPSO TOTAL DEL SADI

a) Verificar cero frecuencia y cero tensión en barras de las E.E.T.T. Rosario Oeste, Almafuerte, Salto Grande, Yacyretá y Ezeiza, ya sea vía telemedición ó consulta telefónica a los Centros de Control de CTMSG, EBY y TRANSENER (COT-Rosario Oeste).

b) Confirmar a COT, CTMSG, EBY y a SACME la ocurrencia del colapso y ordenar la retransmisión de la noticia y la indicación a los Centros de Operación de las empresas de recuperar su central o área

con el arranque en negro de la generación disponible, con el siguiente ordenamiento:



c) Ordenar al COT de TRANSENER la separación y apertura del Sistema de Transporte según sus respectivas instrucciones.

d) Delegar al COT de TRANSENER la coordinación con la C.H. El Chocón para la energización del Sistema de Transmisión Comahue - Buenos Aires.

e) Delegar al COT de TRANSENER la coordinación con DISTROCUYO para la energización de la línea Gran Mendoza - Río Grande.

f) Coordinar con CTMSG y COT de TRANSENER la energización de las líneas Colonia - Elía - Campana y Salto Grande - Santo Tomé.

g) Delegar en COT de TRANSENER la coordinación con YACYRETA de la energización de las líneas Rincón – Paso de la Patria – Resistencia – Romang y Rincón – Salto Grande.

h) Ordenar al COT de TRANSENER la reposición del resto de las líneas de 500 kV y la coordinación del sincronismo con las áreas aisladas.

i) Solicitar el suministro de importación desde ANDE (Paraguay), ELECTROSUL (Brasil) y UTE (Uruguay).

j) Coordinar la reposición paulatina de la demanda en áreas conectadas a la red de 500 kV a medida que se incorporen generadores.

3. RECOMENDACIONES

Los Centros de Control de Áreas deberán informar tan pronto como sea posible al COC cualquier dificultad que apareciera durante el desarrollo de su propia estrategia de recuperación, a fin de que el COC pueda evaluar otra alternativa.

Las empresas deberán comunicar a CAMMESA todo cambio que se pudiera introducir en sus respectivas estrategias de recuperación.

En el proceso de reposición de cortes al suministro, las empresas que recuperaron parcial o totalmente su demanda deberán tener en cuenta que, una vez reconectadas al SADI, deben participar en la repartición proporcional del déficit, lo que puede causar que deban efectuar nuevas restricciones.

Las modificaciones debidas a cambios en la red, en los equipos de protección y/o control y/o en los procedimientos parciales de recuperación, se deberán introducir, una vez aprobadas por CAMMESA, en los correspondientes ANEXOS, los que de esa forma mantendrán su vigencia.

4. ANEXO I - OPERACIÓN DE LAS COMUNICACIONES FRENTE A UN COLAPSO

4.1. INTRODUCCIÓN

La ocurrencia de un colapso parcial o total del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) exige una pronta respuesta de los operadores, tanto para la caracterización del episodio y de sus consecuencias como para la ejecución de instrucciones y comandos tendientes a la más rápida reposición del servicio.

La secuencia de acciones descriptas en el Procedimiento Técnico Nº 7, apartado 2., “Procedimiento a seguir ante colapso total del SADI”, se soporta básicamente en el Sistema de Comunicaciones que vincula a cada empresa con su Centro de Control de Área y con CAMMESA.

Frente a un colapso el COC tomará contacto prioritariamente con los C.C.A. y con los Centros de Operaciones de las centrales binacionales y el despacho de UTE para lograr básicamente estos primeros 2 propósitos: el arranque autónomo de las centrales con capacidad para reenergizar el Sistema de 500 KV y la separación del Sistema de Transmisión en las islas necesarias para permitir la reposición parcial del servicio en aquellas áreas que disponen de generación local autónoma.

Con el fin de evitar la saturación de las comunicaciones, éstas se establecerán según el diagrama descripto en el punto 2.b. del Procedimiento Técnico. Los operadores de cada uno de los centros allí mencionados y los del resto de los agentes del MEM evitarán establecer otros itinerarios de comunicaciones durante la emergencia.

A excepción de las situaciones en que es imprescindible contar con más información para continuar con las maniobras de recuperación, los operadores se abstendrán de establecer comunicaciones que persigan el propósito de conocer la causa y/o alcance de la falla al solo fin ilustrativo.

Cada CCA o Centro de Generación (COG) convocado por CAMMESA informará al COC en caso de no poder comunicarse con uno de los interlocutores asignados con el fin de que el COC intente una comunicación alternativa.

Los CCA y los COG que, habiendo presumido la ocurrencia de un colapso, no recibieran, dentro de los primeros cinco minutos, la comunicación de los CCA que figuran en la primera ramificación (COT de TRANSENER, EBY, SACME o CTMSG) intentarán comunicarse en primera instancia con esos centros y, de no lograrlo, con el COC.

De la misma forma obrarán los CCA y COG de la primera ramificación con respecto al COC. Es decir, se trata de privilegiar un único sentido de comunicaciones y al mismo tiempo verificar la disponibilidad del vínculo.

4.2. MEDIOS DE COMUNICACIÓN DISPONIBLES PARA LA OPERACIÓN EN EMERGENCIA DEL SADI.

A. CTM SALTO GRANDE

a) Directo de Onda Portadora (OP) o Microondas (MO) con OED, UTE y EDEERSA.

b) Teléfono (TELECOM) con OED, UTE y EDEERSA.

c) Radio con las E.E.T.T. Salto Grande Argentina y Salto Grande Uruguay.

d) Intercomunicador con las Centrales de ambas márgenes.

B. SACME

e) MO y teléfono con OED y COT de TRANSENER.

f) Teléfono público y teléfono de red interna punto a punto con todas las E.E.T.T. y Centrales de su área.

g) Radio con algunas E.E.T.T. y con las Guardias Móviles.

C. COT DE TRANSENER

h) OP o MO, y teléfono con el OED y con todas las E.E.T.T., Centrales y Distros o PAFTT conectados a su red (excepto con SECHEEP y C. T. Luis Piedrabuena, con los cuales sólo hay comunicación por teléfono).

i) Radio con todas las E.E.T.T. propias, excepto Gran Mendoza, Río Grande, Recreo, El Bracho y Campana. Se aclara que el radio de alcance del equipamiento de VHF es de aproximadamente 35 Km., lo cual obliga a recurrir a la disponibilidad de Estaciones Repetidoras a las cuales el CCR no tiene acceso directo (sí las E.E.T.T.).

j) Teléfono con APELP.

4.3. REQUISITOS PARA EL DESEMPEÑO COORDINADO Y AUTÓNOMO DE LOS MEDIOS DE COMUNICACIÓN.

El anterior listado es el compendio de lo informado por las empresas a CAMMESA acerca de los vínculos de comunicación existente.

Para obtener la mayor efectividad de estos medios frente a un eventual colapso, en los Centros de Operaciones de las empresas mencionadas deberán existir normas claras de utilización de los mismos en emergencia. Estas normas deberán establecer la forma de verificación de la disponibilidad de cada medio y la secuencia de utilización alternativa cuando alguno de ellos falla.

Una copia de la norma de comunicaciones de cada empresa obrará en poder del COC, y deberá actualizarse toda vez que se produzcan modificaciones en su estructura física o en su grado de confiabilidad.

Las empresas informarán a CAMMESA las circunstancias vinculadas con colapsos en el sistema eléctrico que implican la pérdida de alguno de estos medios de comunicación.

Las empresas informarán a CAMMESA el tiempo de funcionamiento autónomo de cada uno de estos medios si ocurriera la falta total de alimentación externa.

5. ANEXO II - RECUPERACIÓN DEL SADI LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL O PARCIAL DE ALGÚN SUBSISTEMA

5.1. INTRODUCCIÓN

De todas las contingencias probables que pueden ocurrir en el S.A.D.I., sólo la pérdida del doble tramo que une El Chocón con Ezeiza y los consiguientes arrastres del corredor Chocón - Abasto más la Central Yacyretá por estabilidad, permiten suponer, en casos de análisis de simples contingencias, que se pueda llegar a un colapso total. También, contingencias múltiples debidas por ejemplo a atentados, pueden provocar un apagón total o parciales en importantes áreas del Sistema

A continuación se presentan los procedimientos a seguir con respecto a la recuperación del SADI luego de un colapso total que a su vez puede ser utilizado como elemento de guía para la recuperación de colapsos regionales.

5.1.1. CONFIRMACIÓN DE LA OCURRENCIA DE UN COLAPSO

Los únicos que tendrán la información de que ha ocurrido un colapso y de su magnitud son los operadores del O.E.D. ya que ellos son los que disponen información de prácticamente todo el Sistema Argentino de 500 kV.

En estas condiciones el nivel determinante será el de O.E.D., y deberá dar en esas condiciones la instrucción al COT (Transener) de separar el sistema en subsistemas aislados. Es importantísimo que se de el aviso lo antes posible, ya que cuanto antes se prepare la red para recomponer el sistema, menor será el tiempo de reposición total, y por ende menor la Energía No Suministrada a los Agentes del Mercado, como así también permitirá una más rápida recuperación de la generación térmica y termonuclear, y en lo posible tomar en cuenta las centrales hidráulicas que tenga compromiso de mantener caudales mínimos aguas abajo.

Es importante destacar también que en las estrategias de recuperación, algunos Distribuidores tendrán un papel protagónico excluyente, ya que tienen reservada la necesidad de ir conectando parte de su demanda para estabilizar carga a los generadores que son utilizados para el arranque en negro, por lo que deberán complementar estas estrategias con Normas de Operación Interna que sean lo más precisas para que sus operadores puedan lograrlo sin dificultad. Otros Distribuidores o Agentes no tendrán, tal vez, tanto protagonismo, sin embargo, es también necesario que se encuentren muy bien preparados para actuar en la emergencia.

En cada subsistema (área) aislado cada COT, COTDT o COD deberá coordinar la recuperación de su propia área hasta el nivel de demanda mayor que le sea posible de acuerdo a la generación disponible en el área. Una vez alcanzado ese nivel de equilibrio avisará al O.E.D. su disponibilidad de interconectarse, y éste determinará la oportunidad de la sincronización.

El O.E.D. comunicará rápidamente a los operadores la situación y comenzará a aplicar la estrategia de recuperación que estará dada en cuatro lugares fundamentales, sin perjuicio de que se impulsará la recuperación en forma parcializada de todas las áreas que posean generadores con arranque en negro.

No obstante, los generadores hidráulicos que pueden recuperar las máquinas que hubiesen estado en servicio, deberán hacerlo y prepararse para las energizaciones correspondientes, aún antes de recibir la confirmación de colapso, para de esta forma, tratar de abreviar los tiempos de reposición y aprovechar que las unidades continúan aun girando.

Las áreas fundamentales por las que se puede comenzar a recuperar el sistema de 500 kV son:

1. C.T.M. Salto Grande
2. E. B. Yacyretá
3. Zona Centro, Cuyo y N.O.A.
4. Zona Comahue

5.1.2. NIVEL DE COMUNICACIONES

Para tratar de ordenar el flujo de comunicaciones en una situación de colapso, se definen dos niveles de comunicación, que a su vez están estrechamente relacionados con las jerarquías en la reposición

5.1.2.1. COMUNICACIONES DE NIVEL PRIMARIO

El Centro de Operaciones de Transener confirman conjuntamente con el O.E.D. la situación de colapso. Este último establecerá además comunicaciones con SACME, C.T.M.S.G., E.B.Y. y U.T.E. (Rep. Oriental del Uruguay).

5.1.2.2. COMUNICACIONES DE NIVEL SECUNDARIO

El COT de Transener , se comunicará con los Centros de Control del área Centro - Cuyo - N.O.A., es decir con C. N. Embalse, Distrocuyo, Transnoa, C. H. Río Grande y EPEC. La empresa Edesal se manejará en esta circunstancia con el Centro Operativo de EPEC o el de Distrocuyo según corresponda (de acuerdo a la Orden de Servicio N° 35). Además se comunicará con el C.O. Litoral, C. N. Atucha, Transnea (quién coordinará con SECHEEP) y Acindar.

También el COT de Transener se encargará de las comunicaciones con la zona Comahue, ya sea con el C.O.T.D.T. Comahue y los demás generadores del área, como así también con Transba, C.T. Luis Piedrabuena y APELP.

Además, C.T.M.S.G. deberá establecer comunicaciones con la EPEER. Los Centros de Control Regionales de comunicación con las Empresas Distribuidoras de su zona de influencia y los Centros de Control de las Empresas se comunicarán con las centrales generadoras de su área que posean arranque en negro.

5.1.3. CONSIDERACIONES ADICIONALES SOBRE DEMANDA A REPONER

En la recuperación del sistema será necesario ir conectando demanda a las líneas y generadores que se van entrando en servicio. Dicha demanda deberá ser cuidadosamente seleccionada para evitar que se pueda convertir en un problema mayor para el sistema. Por lo tanto deberá tomarse en cuenta estas premisas básicas:

- Deberán conectarse alimentadores que posean fichado por relés de subfrecuencia, de manera tal que si ocurre una nueva contingencia, la parte recuperada tenga al menos forma de recuperar la frecuencia automáticamente, a través de los cortes que ellos proveen.
- Deberá evitarse conectar cargas conflictivas como ser acerías eléctricas o cualquier otra de características de variaciones rápidas de potencia, ya sean en más o en menos, para evitar los inconvenientes que las mismas acarrean a la poca reserva de potencia con que se puede contar en los momentos de recuperación.
- Los Distribuidores tratarán de reponer primero las cargas esenciales a la comunidad, como ser hospitales, bomberos y policía, etc. como así también servicios de comunicaciones y transporte públicos, siempre en coordinación con los Centros de Control o Centrales correspondientes.

5.2. ESTRATEGIAS DE RECUPERACIÓN

5.2.1. C.T.M. SALTO GRANDE

5.2.1.1. PREPARACIÓN DE LA RED

Se deberá verificar que ningún elemento, ya sea línea o equipo del sistema haya quedado energizado para confirmar un colapso total o parcial.

Notificado de la situación de colapso, C.T.M. Salto Grande abrirá los interruptores de 500 kV que la vinculan con el S.A.D.I. y con U.T.E. (Rep. del Uruguay) y todas las líneas internas del "Cuadrilátero", además de los interruptores de 132 kV del lado argentino y los de 150 kV del lado uruguayo. Por interdisparo, se abrirán en el extremo de Transener las líneas Santo Tomé - Salto Grande y C. Elía - Campana (debe verificarse esta actuación automática).

A su vez el COT de Transener procederá a abrir los interruptores de la línea R. Oeste - Almafuerte para desvincular el área Litoral del área Centro – Cuyo - NOA y los interruptores descriptos en el ítem correspondiente a ella.

El COT de Transener dará aviso al Centro Operativo San Lorenzo de la E.P.E.S.F. para que éste prepare la Estrategia de Reposición de su red, de acuerdo a lo que se describe más adelante. Por otro lado CTMSG se comunicará con EPEER, para que éste prepare su estrategia de recuperación para permitir dar rápidamente carga a los generadores de Salto Grande cuando se lo solicite, realizando las maniobras descriptas en el ítem correspondiente a esta empresa.

Además, se realizaran todas las maniobras que sean necesarias para desvincular la red de Transener de las Distros, para permitir que las mismas puedan comenzar la recomposición de sus sistemas en forma independiente. Por lo general con la apertura de los interruptores del lado 132 kV de las trafos 500/132 kV será suficiente. En el caso de la E.T. Santo Tomé deberá dejar cerrados sobre una barra los interruptores que la vinculan con las líneas Santa Fe Oeste y Arocena, ya que figuran como estrategia para tensionar las barras de Sorrento, luego del arranque en negro de las TGs de Santa Fe Oeste.

5.2.1.2. RECUPERACIÓN DE LA CENTRAL

La rapidez de las maniobras descriptas resulta fundamental, ya que dentro de las 5 (cinco) minutos de ocurrida la falla, los generadores de Salto Grande se pueden recuperar, ya que no pierden el sistema de excitación de sus máquinas, por lo que se tendría dentro de este lapso, ya en marcha una parte fundamental de la estrategia de recuperación.

No obstante, de no tener éxito con la maniobra anterior, en esta Central, ante un 0 (cero) de tensión en sus barras, automáticamente arranca un grupo diesel (posee uno en cada margen) que permite rápidamente la recuperación de los Servicios Auxiliares de la misma. La potencia de dicho grupo permite realizar todos los

movimientos necesarios (de interruptores, compuertas, álabes, etc.) para permitir el arranque de uno de los grupos hidráulicos de la Central.

Para el arranque de dicho grupo se deben desactivar algunas protecciones y cerrar el interruptor de máquina para ir levantando tensión desde 0 (cero) a su valor nominal (13,8 kV) conjuntamente con el trafo de unidad, maniobra ésta que ya está prevista en los Protocolos de Operación de la Central. La maniobra de recuperación de una máquina lleva, en este caso, poco más de 15 (quince) minutos desde ocurrida la falla.

Una vez tensionada la barra de 500 kV, se pone en funcionamiento la otra máquina que comparte el mismo trafo y a partir de aquí, se comenzará a energizar el "Cuadrilátero" de C.T.M.S.G. compuesto por las líneas que unen las E.E.T.T. Salto Grande Argentina, Salto Grande Uruguay, Colonia Elía y San Javier. Conjuntamente con la reposición de las líneas de 500 kV será necesario, a través de los trafos de 500/132 kV y 500/150 kV instalados ir cargando este sistema con las demandas de Entre Ríos, Corrientes y Uruguay radializándolas convenientemente, incluso entrar más generadores si se consigue una demanda que así lo justifique, llevando en todo momento la regulación de frecuencia. (ver Anexo III)

Levantar desde 0 V (cero) a Salto Grande y la recuperación de su sistema primario de transmisión se estima demandará de 15 (quince) minutos a una hora aproximadamente, dependiendo fundamentalmente del comportamiento de los operadores de la misma ante la emergencia y de las maniobras de TRANSENER y E.P.E.E.R..

En el tiempo que insumiría esta recuperación, seguramente U.T.E. recuperará también su sistema, ya que cuenta con arranque en negro en todas sus Centrales Hidráulicas e incluso en las TG de La Tablada y Maldonado (ver ítem 4), por lo que deberá evaluarse la posibilidad de interconectarse y solicitarles incluso ayuda para ir reponiendo el resto del sistema argentino.

5.2.2. RECUPERACIÓN DESDE SALTO GRANDE HACIA G. RODRÍGUEZ

El afianzamiento del "Cuadrilátero" y la reconexión o no con Uruguay permitirá poner en servicio las máquinas necesarias (como mínimo 3 unidades para tener margen de reactivo) para permitir energizar las líneas C. Elía - Campana y Campana - G. Rodríguez e ir incorporando parte de las demandas de estas Estaciones. Obviamente se elige seguir con la reposición hacia éstas, ya que en Rodríguez están los Compensadores Estáticos que deberán colaborar activamente en el control de la tensión.

Desde la E.T. G. Rodríguez se deberán energizar los 2 trafos que tienen sus compensadores estáticos para luego seguir reponiendo parcialmente demanda con la coordinación del OED, priorizando la reposición hacia la E.T. Matheu y las líneas de 220 kV G. Rodríguez - V. Lía - Atucha para llegar a la C. N. Atucha y ponerla nuevamente en paralelo (ver recuperación de C. N. A. más adelante). A partir de la energización de los trafos, SACME. deberá cargar este subsistema con unos 250 MW, en escalones de no más de 30 MW cada uno para permitir que los generadores de Salto Grande puedan controlar su frecuencia (Plan de restablecimiento del servicio en el área G.B.A. elaborado por SACME).

Desde G. Rodríguez se deberá ir reponiendo también las E.E.T.T. Ezeiza y Abasto si es que no están repuestas desde el sistema de Comahue (utilizando sólo una terna, por problemas de reactivo) y en lo posible los 3 transformadores de Ezeiza para permitir arrancar los Compensadores Sincrónicos. Además se repondrá una carga de 100 MW aproximadamente, con las limitaciones en los escalones de reposición descriptos. Todas estas maniobras deberán ejecutarse respetando la generación puesta en juego en Salto Grande. A medida que se van entrando en servicio los C.S. de Ezeiza se podrá también intentar reponer la E.T. Henderson (dependiendo de que líneas del corredor El Chocón - Ezeiza acusaron la falla).

Se estima conveniente, a partir de la llegada a E.T. Rodríguez, y luego de cargar algo de demanda a la misma, se analice la posibilidad de energizar la línea Rodríguez - Rosario Oeste 500 kV y sus trafos, como así también la posibilidad de cerrar el anillo de 220 kV entre ambas.

En todas estas reposiciones hay que tener en cuenta que provisoriamente el límite de carga de las líneas Colonia Elía - Campana y Campana - Rodríguez está fijado en 1250 A (aproximadamente 1100 MVA) por las bobinas de onda portadora de la E.T. Campana.

5.2.3. RECUPERACIÓN DE LA C. N. ATUCHA

Ante la caída de la frecuencia que producirá la entrada en la situación de Colapso, esta Central se aislará del sistema a los 48 Hz mediante el relé de subfrecuencia que tiene instalado. Al abrir el interruptor del trafo de máquina, se producirá la actuación del mecanismo de "Salto de Carga" y pueden ocurrir dos alternativas:

a) Que el generador quede aislado alimentando sus Servicios Auxiliares.

b) Que pierda el sincronismo y vaya a parada de emergencia, es decir a alimentar sus Servicios Auxiliares con sus generadores diesel

5.2.3.1. A: C.N. ATUCHA EN SINCRONISMO

En esta situación puede permanecer por más de 20 minutos, por lo que una vez que se preparó la red de 500 kV para permitir la recuperación a través de la generación de Salto Grande, Transener deberá preparar un subsistema que incluya las barras de 220 kV de E.T. Atucha y E.T. Villa Lía con los transformadores de 220/132 kV para permitir que se conecte nuevamente el generador.

A partir de crear el subsistema, Transener deberá energizar la líneas de 132 kV de Transba Atucha - Zárate, y ésta a su vez, la Zárate - Campana, etc., tratando de cerrar el anillo con V. Lía y Campana Nueva en las tensiones de 220 y 132 kV, conectando, a medida que va interconectando las líneas cargas en las E.E.T.T.. Las características de la demanda a reconectar no deberá provocar oscilaciones importantes de la frecuencia (o sea no se conectarán acerías eléctricas), los escalones de potencia no deberán superar los 30 MW y entre conexión y conexión se deberá aguardar unos minutos (de dos a cinco) para permitir la recuperación de la frecuencia por la C. N. Atucha ya que en esos momentos el control estará a cargo de la misma. También se deberán ir energizando líneas de 132 kV para llegar a San Nicolás, en donde se cargarán los Servicios Auxiliares de C.T. San Nicolás y la carga de E.T. Urbana e interconectará el Autogenerador Siderar si es que éste está generando en forma aislada (pero al sólo efecto de reforzar el sistema y no para entregar carga o generación). Deberá evaluarse la conveniencia de llegar a San Nicolás solicitando a Transener la E/S de las líneas Atucha - V. Lía y V. Lía - Ramallo 220 kV, el autotrafo de esta última y la línea Ramallo - San Nicolás 132 kV, si es que están dadas las condiciones para hacerlo.

Esta recuperación será independiente completamente de lo que ocurra en el resto del S.A.D.I. ya que involucrará solamente a TRANSENER, C. N. Atucha y Transba y marginalmente a C.T. San Nicolás y el Autogenerador Siderar, y permitirá darle una carga a la C. N. A. de aproximadamente 100 MW (en el pico) en un tiempo menor de 20 a 30 minutos. De ser posible, se debería intentar darle carga de esta manera hasta llegar a unos 160 MW de generación, para permitir estabilizar el reactor.

Queda terminantemente prohibido, hasta tanto se logre poner en paralelo a la E.T. Atucha desde el lado de Rodríguez, usando las líneas de 220 kV, cerrar las líneas Zárate - Matheu 132 kV y las San Nicolás - Villa Constitución 132 kV, ya que se quiere evitar por sobre todas las cosas que pueda haber en una misma Estación Transformadora, en un mismo nivel de tensión de 132 kV, dos posibles fuentes de alimentación completamente diferentes (por ejemplo en E.T. Matheu 132 kV podría haber tensión del lado Salto Grande y del lado Atucha).

Este sistema, así formado, se pondrá en paralelo con el sistema de Salto Grande en alguna de estas dos alternativas:

1. En E.T. Nueva Campana, cuando se venga energizando desde el "Cuadrilátero" de C.T.M.S.G. hacia Rodríguez, preparando adecuadamente las barras de 132 kV de la misma o,
2. En E.T. Villa Lía 220 kV, a través de las líneas G. Rodríguez - V. Lía 220 kV, luego de que se hubiese energizado la ET G. Rodríguez desde el lado Salto Grande y luego de conectar carga en la misma, según lo explicado anteriormente.

5.2.3.2. B: C.N. ATUCHA EN PARADA DE EMERGENCIA

Si por algún motivo el mecanismo de "Salto de Carga" de C. N. Atucha no permitiera dejar la máquina en sincronismo, la misma iría a Parada de Emergencia, arrancarían sus motores diesel y envenenaría su reactor y se perdería su generación al menos por 48 hs.

La inmediata confirmación de que C. N. A. quedó F/S, significará que Transba armará una red de emergencia que, saliendo de E.T. Nueva Campana en 132 kV pase por Zárate (incluso conectando parte de la carga en la misma para estabilizar tensión) y llegue a Atucha 132 kV para, cuando se llegue con la energización de la red de 500 kV a esta E.T., acto seguido, se pueda garantizar una alternativa de alimentación a la Central Nuclear, decidiendo ésta si se interconecta o no a la misma. Esto dependerá de los factores internos a los que se vea sometida. La demanda que se deberá proveer en este caso a los S. A. será de alrededor de 12 MW.

5.2.4. RECUPERACIÓN DESDE SALTO GRANDE HACIA SANTO TOMÉ

En cuanto el margen de Salto Grande lo permita, se deberán energizar las líneas a Santo Tomé y Rosario Oeste, priorizando desde estas E.E.T.T. la reposición de las líneas de 132 kV que permitan llegar hacia las centrales generadoras del área Litoral, como ser Santa Fe Oeste (dos TG con arranque en negro incluso),

Calchines, Paraná, Sorrento y San Nicolás o realizando los paralelos correspondientes, si es que se pudieron tensionar anteriormente desde otro lado. Hay que tener en cuenta que la zona NEA ya debería estar recuperada a través de la C. H. Yacyretá, por lo que probablemente se pueda realizar a esta altura el paralelo entre ambas (ver item 2.7 “Recuperación del NEA”). Se deberá, en cuanto las condiciones del sistema lo permitan, cerrar el anillo de 500 kV con E.T. Rodríguez, de ser posible en R. Oeste, antes que las diferencias de tensiones y/o ángulo de las mismas se incremente y obligue a maniobras adicionales, lo que redundaría en pérdida de tiempo y eficacia en la recuperación.

Se estima que reponer todas estas estaciones, es decir cerrando el anillo de 500 kV y 220 kV de Litoral, además de Ezeiza y Abasto, con las recuperaciones parciales de carga y generación llevará aproximadamente dos horas, teniéndose la ventaja de que si bien las maniobras deberán ser coordinadas por el O.E.D., ya que el manejo con Salto Grande y U.T.E. se realiza a través de él, intervendrán en forma descentralizada los Centros de Control de Transener que a su vez deberán coordinar las maniobras con SACME y el C.O. Litoral.

Luego de afianzar las zonas G.B.A. y Litoral, se estará en condiciones de energizar la línea R. Oeste - Almafuerte y de esta forma llegar a interconectar la zona Centro, ya sea porque esta ya está recuperada a través de lo que se describe más adelante, o por el contrario, para reponer desde Almafuerte las líneas Almafuerte - C. N. Embalse - Río Grande y a partir de la entrada en servicio de los generadores de esta última, reponer las líneas a Cuyo y N.O.A.

Contemporáneamente con la incorporación de la zona Centro, se podrá preparar la energización de las líneas que llegan a las estaciones Olavarría y Bahía Blanca desde Abasto, si es que no fueron ya recuperadas desde la zona Comahue, con lo cual se podrá interconectar Transba y las centrales Piedrabuena, Necochea y Mar del Plata.

Cabe aclarar que si la situación de colapso se presenta en momentos de estiaje del río Uruguay, y por ende, CTMSG tiene una cota baja, igualmente es válido lo precedente, ya que la recuperación se realizará a costa de consumir reservas en el embalse de dicha central.

5.2.5. ZONA CENTRO, CUYO Y N.O.A.

Dada la importancia que tiene la Central Río Grande para la recuperación de esta zona se hace imprescindible que dicha central cuente con un arranque autónomo, cosa que no posee en la actualidad.

La recuperación de este área será coordinada por el COT de Transener y se encarará sobre la en base de las siguientes alternativas que pueden presentarse:

a) A partir de la Regional Cuyo

b) A partir del arranque de la C. H. Reolín o de la C.H. Los Molinos y la energización de Río Grande

c) A partir de la C. N. Embalse.

Observaciones:

Alimentación segura a la Central Nuclear Embalse:

A los efectos de asegurar los servicios auxiliares de la CN Embalse, ante falla de los grupos Diesel de emergencia, se dispondrá de una barra de 132 kV en la ET Almafuerte para ser utilizada como barra de paso entre la Central Reolín (EPEC) y la barra de 132 kV de la CN Embalse. Para ello, sobre la barra elegida se vincularán las líneas de 132 kV Almafuerte - Central Nuclear Embalse y Almafuerte- Reolín I ó II, ambas con sus interruptores cerrados.

La solicitud a EPEC para entrar en servicio generación en la Central Reolín, la realiza C. N. Embalse. EPEC solicitará a Transener adoptar en barras de 132 kV de ET Almafuerte la configuración prevista. (ver anexo 5 en el ítem correspondiente a EPEC)

5.2.5.1. A: A PARTIR DE LA REGIONAL CUYO

La ET Gran Mendoza, en el autotrafo 500/220 kV, tiene instalado un relé de subfrecuencia regulado en 48 Hz que permite aislar el área Cuyo, abriendo la línea G. Mendoza - R. Grande 500 kV y los reactores de terciario de los trafos que ante una contingencia que lleve a la frecuencia del sistema a esos valores, crean una isla que, dependiendo del nivel de importación previo desde la red de 500 kV puede ir también a colapso o generarse una isla de generación y demanda aproximadamente compensada.

Si se diera esta última situación, estará en condiciones, conjuntamente con la reserva hidráulica que posee, de recuperar rápidamente los cortes que se producen por actuación de los relés de subfrecuencia y quedar a

la expectativa para, en caso de ser necesario energizar las líneas 500 kV Gran Mendoza – Luján – Río Grande y permitir desde allí el arranque de las unidades de esta última.

Si el área fue a un colapso total, se cuenta con arranque en negro en el complejo Los Nihuiles, en la C. H. Agua del Toro y en otras centrales más (ver ítem 4), pero en las dos nombradas se basará la recuperación.

Con Agua del Toro y con Los Nihuiles se puede ir recuperando el resto de las máquinas del complejo y parte de la demanda de la zona sur de Mendoza, llegar a Los Reyunos y lograr los márgenes adecuados para recuperar el sistema de líneas de 220 kV de la regional y parte de la demanda y líneas de 132 kV. Se adjunta el plan de recuperación del área donde se detalla esta operación en el ítem de recuperación correspondiente a esta empresa.

Si previamente se tiene la certeza que la disponibilidad de tensión desde 500 kV no va a ser inmediata, conviene energizar el sistema hacia Cruz de Piedra 220 kV en lugar de energizar hacia Gran Mendoza 220 kV (según "Restablecimiento del sistema Cuyo con línea G. Mendoza - R. Grande F/S - Despacho Nacional de Cargas - Grupo de Trabajo Nº 11 - Comisión de Ingeniería de Operación).

Una vez lograda una recuperación parcial, se podrá intentar, a través de un transformador de 500/132 kV de E.T. Gran Mendoza tensionar (desde 132 kV) las barras de 500 kV de ésta y luego energizar desde 500 kV el autotrafo de 500/220 kV.

Una vez logrado el cierre del anillo 132-220 kV a través de los trafos que los vincula a 500 kV, se estará en condiciones de preparar la energización de la línea Gran Mendoza – Luján - Río Grande ya que seguramente la tensión en la primera E.T. estará por debajo del límite aconsejado para hacerlo (menos de 480 kV) y se podrá también tensionar el trafo de Río Grande y poner en marcha alguna de las unidades en modo generador.

La recuperación parcial del área Cuyo, tal que permita la energización de la línea a Río Grande se estima no puede demorar más de 1h 30 min., exigiendo una buena coordinación entre los operadores de la Distrocuyo y del COT de Transener, especialmente en lo atinente a la conexión de los trafos de Gran Mendoza, por las alteraciones de corrientes y reactivo que se producen con ellas.

Existen lógicas de interdisparo entre las ET Almafuerte y Gran Mendoza que contemplan el estado de la C. N. Embalse, motivo por el cual se debe tomar en cuenta el estado de los interruptores de 500 kV de las ET involucradas.

Luego de la E/S de alguna unidad de Río Grande se pude seguir energizando hacia el Este, las líneas Río Grande - C. N. Embalse - Almafuerte y llegado a ésta, interconectarse a través de sus trafos con la demanda de la zona Centro, afianzando ya una isla Centro - Cuyo y alimentar los Servicios Auxiliares de la C. N. Embalse.

Con la entrada de más unidades generadoras en Río Grande se podrá ir recuperando más carga en la zona y preparando la reconexión de las E.E.T.T. Malvinas, Recreo y El Bracho, con lo cual la zona Centro – Cuyo-N.O.A. quedaría nuevamente interconectada. En la reposición de las líneas de 132 kV se deberá tener como premisa ir buscando los caminos que lleven a los generadores que estuvieron E/S antes del colapso si son TV y a las TG que se encuentran en la zona.

La recuperación total del área (sólo parcial de la demanda) consignando incluso los tiempos que llevó recuperar el área Cuyo, se estima entre 1,5 a 3 horas dependiendo del estado en que quedó el área Cuyo, siempre que los generadores de Río Grande no tengan dificultades en su entrada en sincronismo y la coordinación entre los COT de Transener, de EPEC, Distrocuyo y Transnoa así lo permitan.

5.2.5.2. B: A PARTIR DEL ARRANQUE DE LA C.H. REOLÍN

La otra forma de recuperar la zona es a través de una configuración especial para recuperar primero la generación de Río Grande. La misma consiste en preparar por parte del Centro Control Rosario de Transener una configuración especial, cerrando convenientemente seccionadores e interruptores, que permita energizar conjuntamente un trafo 500/132 kV de Almafuerte, sus dos reactores de terciario, las líneas Almafuerte - C.N. Embalse - Río Grande y los trafos de unidad de esta última E.T.. Con esta especial configuración y utilizando la posibilidad de arranque en negro de la C.H. Reolín de EPEC y una de las líneas Almafuerte - Reolín 132 kV, se podrá intentar levantando desde 0 (cero) la tensión de bornes de máquina y lograr que todo el sistema llegue a su tensión nominal pausadamente. Se evitaría, de esta manera, las sobrecorrientes de inserción de los trafos, que podrían hacer fracasar los intentos de ir energizando con tensiones nominales. También se podría utilizar la C. H. Los Molinos para intentar energizar esta configuración.

En la estrategia de operación de EPEC se detalla esta operación.

De lograrse el intento de arrancar Río Grande, en modo generador, de esta última manera, se supone que en media hora se contará con una isla Centro - Río Grande que permitirá reponer parte de la demanda y generación de la zona Centro, alimentar los Servicios Auxiliares de la C. N.E. y energizar las líneas que vinculan a ésta con Cuyo y N.O.A.. El tiempo total de recuperación de todo el área se estima se podría bajar a una hora u hora y media, valiendo las mismas consideraciones de coordinación que en el caso de la recuperación desde Cuyo.

5.2.5.3. C: A PARTIR DE LA CENTRAL NUCLEAR EMBALSE

Si la central Embalse se encontraba en servicio previo a la falla, la refrigeración del reactor se realizará por circulación natural y alimentando servicios auxiliares esenciales con sus propios equipos Diesel. Sin embargo para volver a generar al sistema, necesita poder conectar todos sus servicios auxiliares desde 500 kV o 132 kV (alrededor de 40 MW) antes de los 10 minutos, de lo contrario estaría al menos 40 hs sin poder entregar energía al sistema. Es prácticamente imposible poder llegar a alimentar esos 40MW desde EPEC o Río Grande en 10 minutos, pero ni bien se recomponga parcialmente el sistema, se necesitará entregar 25 MW desde 500 kV ó 132 kV para alimentar los S.A. y poder arrancar sus bombas principales para realizar la refrigeración del reactor por circulación forzada y mantenerse en parada caliente.

Como ya ha sido instalado un relé de subfrecuencia, provisoriamente regulado en 47,9 Hz en C. N. E., la forma de recuperar el área variará según:

1. No quede el generador en sincronismo, con lo cual la estrategia de recuperación será la consignada precedentemente.
2. Se efectúe el "Salto de Carga" al abrir los interruptores 2GA y 2GB en C. N.E. y la máquina quede alimentando sus Servicios Auxiliares. Ocurrido esto, la estrategia de recuperación será:

A partir de la confirmación de que quedó toda la zona sin tensión, el C.C.R. de Transener preparará la energización de la línea C. N. Embalse - Almafuerte y a posteriori, uno de los trafos de 500/132 kV de la E.T. Almafuerte. A partir de aquí se pondrán en servicio las líneas de 132 kV que vinculan a EPEC y que previamente deben haber sido abiertas en su otro extremo.

A medida que van entrando las líneas EPEC deberá ir conectando carga en escalones inferiores a los 40 MW, controlando antes de seguir con otro escalón, que la frecuencia del subsistema se haya normalizado.

Paralelamente Transener deberá preparar la energización de la línea C. N. Embalse - Río Grande y solicitar la entrada en servicio de una máquina en esta última como compensador, para luego energizar la línea R. Grande – Luján - Gran Mendoza (en conjunto con un trafo de 500/132 kV y sus reactores de terciario para abreviar tiempos) y realizar el paralelo con el área Cuyo o en su defecto, en caso de que no se hubiese salvado del colapso o todavía no hubiesen realizado su arranque en negro, seguir energizando a través de las líneas de 132 kV G. Mendoza - Cruz de Piedra y recuperando demanda de esta zona con las precauciones enunciadas precedentemente.

Luego, entrar otra máquina de Río Grande como generador para tomar la regulación de frecuencia y proceder a energizar la línea Almafuerte - Malvinas, un trafo de Malvinas y parte de la demanda de EPEC.

Entrando otra máquina como generador en Río Grande o pasando la que estaba como compensador a modo generador permitirá seguir energizando las líneas Malvinas - Recreo- El Bracho para interconectar el área N.O.A. y/o la Almafuerte - Rosario Oeste para interconectar esta zona con la de Salto Grande según se juzgue más conveniente.

Obviamente, en todos los casos se deberá ir dando prioridad a la E/S de E.T. en las cuales se puedan ir conectando generadores TGs o ir preparando el rearranque de las TVs.

Suponiendo que se pueda lograr una buena coordinación en las maniobras a realizar entre los operadores de Transener, Distrocuyo, Transnoa, EPEC, C. N:E. y R. Grande, conjuntamente con el O.E.D., estas maniobras de recuperación podrían realizarse en media hora.

La premisa en este caso es tratar de llevar al generador C. N. E. al menos a 400 MW, para superar el 60% de su generación nominal, de manera de permitir la estabilización de su reactor.

La recuperación del área N.O.A. será realizada por Transnoa, de acuerdo a lo descripto en el ítem correspondiente. Seguramente, con la posibilidad de arranque en negro la Central Ave Fénix y las de C.T: NOA, se debería poder recuperado parcialmente la demanda del área e iniciado la recuperación de los generadores de su zona de influencia. Por lo tanto, de acuerdo a como se vaya logrando la recuperación del conjunto y a las reservas de reactivo que se consigan con los generadores de Río Grande, deberá evaluarse

el momento más oportuno de realizar la energización de las líneas El Bracho – Recreo – Malvinas para interconectarse al área Centro.

5.2.6. ZONA COMAHUE

Mientras que todo el S.A.D.I. tiende a un proceso de subfrecuencia por la pérdida de la generación de esta zona, en ésta, por el contrario se origina una sobre frecuencia muy importante, por ello los trafos de 500/132 kV instalados en El Chocón, Chocón Oeste, Planicie Banderita y Alicura poseen relés que los desconectan si la frecuencia supera los 51,5 Hz. Esta desvinculación creará una isla de generación- demanda en la zona del Comahue y a lo sumo, luego de la apertura de dichos trafos se tendrá la actuación de algún escalón de corte por subfrecuencia. Por este motivo es altamente probable que este área no vaya a un colapso.

No obstante, siempre bajo la hipótesis más pesimista de colapso total, la cantidad de máquinas generadoras con arranque en negro que posee dicha zona, hace que prácticamente toda la demanda se pueda recuperar en poco tiempo.

Se adjunta, más adelante, el informe preparado por el C.O.T.D.T. Comahue para la recuperación de su área.

Transener indica una forma de energización que contempla la realización de caminos independientes que permitirán un importante ahorro de tiempo en la reposición ya sea por el norte o por el sur, según el plan descripto por esa empresa más adelante.

5.2.6.1. PREPARACIÓN DE LA RED

La secuencia de recuperación se basa en la reenergización del sistema Chocón Oeste - Abasto y Chocón - Ezeiza (hasta donde se pueda de acuerdo al tramo afectado) desde la Central Chocón

Para ello, en El Chocón se deberá preparar la energización de los trafos T1CH y T3CH conectados a barras 5CHA y 5CHC respectivamente, con un generador en cada banco (las unidades G2CH y C4CH poseen grupos de emergencia portátiles que abastecen Servicios Auxiliares propios). Esta maniobra se puede preparar en menos de 5 minutos si es que los grupos estuvieron funcionando antes del colapso ya que continúan girando y se evitaría el tiempo de lanzamiento de la turbina.

Con las operaciones descriptas en el Anexo II se busca preparar la red de forma tal que cuando se energizan las líneas del corredor El Chocón - Ezeiza o Chocón Oeste - Abasto, éstas entren compensadas adecuadamente y con reactores de barras y/o línea.

5.2.6.2. RECUPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Al cerrar el interruptor CS35 (de la E.T. Chocón) se energiza la línea El Chocón - Chocón Oeste y la barra 5COB de Chocón Oeste, con lo cual se inicia la recuperación del Sistema Sur. A posteriori se conectan las líneas Chocón Oeste – Choele-Choel, Choele-Choel - Bahía Blanca las cuales cuentan con dos reactores conectados cada una. Para energizar Bahía Blanca - Olavarría hay que hacerlo con tensión menor de 460 kV en El Chocón, ya que es la única que entraría con un sólo reactor y a posteriori se energiza la línea Olavarría - Abasto.

Si el nivel de tensión lo permite, se energiza una de las barras de Abasto y una sola línea Abasto - Ezeiza para, a continuación, energizar las barras 5EZA - 5EZE y el transformador T1EZ de la última estación. Se arrancan los compensadores sincrónicos 1y2 y a continuación se energizan las barra 5EZB - 5EZF, el trafo T2EZ y los CS 3 y 4.

Nótese que en la recuperación del sistema de transmisión sur se priorizó la llegada a Ezeiza antes que la reposición de cargas en las distintas E.E.T.T. que se fueron energizando. Esto permitirá una llegada muy rápida a Ezeiza en donde se busca conseguir controlar las tensiones con los CS. Realizado este plan puede afirmarse que en menos de 30 minutos se puede tener este camino preparado, ya que sólo exige la coordinación de dos empresas, Hidroeléctrica El Chocón y el COT de Transener. A partir de arrancar los CS, se puede ir conectando carga en las E.E.T.T. intermedias y en Ezeiza para llegar prioritariamente a arrancar los generadores de la Prov. de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires a partir de Bahía Blanca (Central Piedrabuena), Olavarría (Centrales 9 de Julio y Necochea), Abasto (Centrales Dique, Dock Sud, Costanera y Puerto) y Ezeiza (Centrales Dock Sud, Costanera y Puerto). La recuperación de la generación y parte prioritaria de la demanda que atiende Transba demandará unos 50 MVA por cada una de las E.E.T.T. con que se vincularán.

Los tiempos de llegada a Ezeiza son comparables con los que se proponen desde Salto Grande a Rodríguez, por lo que habrá que evaluar el momento oportuno para realizar el paralelo de ambos sistemas.

Hay que tener muy en cuenta los límites de transmisión para este sistema cuando se comience a dar carga a las distintas estaciones que hoy es de 900 MW, considerando la inclusión de los capacitores serie de Choele-Choel y Olavarría, y cuales son las máquinas generadoras que se van agregando. Se deben priorizar las que posean estabilizador y además se debe tener muy presente las erogaciones de caudal de agua de las mismas para evitar inconvenientes con las restricciones de las centrales hidráulicas, de ser posible.

De no lograrse bajar suficientemente la tensión en Chocón para permitir llegar con tensiones aceptables a Ezeiza, seguramente se deberá ir dando carga en las estaciones intermedias, por lo que se provocarán algunas demoras y hará que se llegue a poner en marcha los CS sincronizándolos desde el lado Rodríguez.

El Corredor El Chocón - Ezeiza se energiza a partir de la máquina conectada al T3CH en El Chocón, cerrando el interruptor CL35 (de E.T. Chocón) y energizando de esta manera la línea Chocón - Cerrito de la Costa - Puelches con dos reactores en su extremo, luego de energiza Puelches - Henderson también con dos reactores y, suponiendo que la falla fue en el tramo Henderson - Ezeiza y el mismo no es recuperable, se coordina con APELP la entrada en servicio del trafo T1PU de Puelches y con Transba la E/S de los trafos de Henderson.

De estar disponible alguna de las dos líneas Henderson - Ezeiza se continuará energizando hasta esta última y se pondrán en funcionamiento los Compensadores Sincrónicos en un procedimiento similar al indicado para la recuperación del Corredor Chocón Oeste - Abasto. Es de destacar que si se logra completar el tramo El Chocón - Ezeiza sin inconvenientes, la llegada a esta última es mucho más rápida, ya que existe una mejor compensación por este lado.

Si no ocurre nada anormal, las máquinas de Planicie Banderita se deberían dejar del lado del COTDT Comahue, para que la utilicen para la reposición de su sistema como lo solicitan en las estrategias de recuperación descriptas más adelante, para ello es suficiente que se abra el interruptor BL15 de Planicie Banderita y se deje la coordinación del resto de las acciones entre los dos involucrados.

5.2.7. RECUPERACIÓN DESDE EL NEA

El OED ha aceptado provisoriamente que Transener coordine con ET Rincón Santa María y la EBY la recuperación del área NEA desde la CH Yacyretá. La misma consiste en:

- Arranque en negro de un generador de CH Yacyretá.
- Energización de la línea Rincón de Santa María - Yacyretá desde la CH Yacyretá, con una tensión de aproximadamente 460 kV.
- Energización de las líneas Rincón de Santa María – Paso de la Patria - Resistencia desde la E. T. Rincón de Santa María, compensada con ambos reactores de línea (R9L5RI y R6L5RS) y el reactor de barras RIB5RI. La tensión previa a la energización de la línea en la E.T. Rincón Santa María no debe exceder de 450 kV. En este caso se dejará la E.T. Paso de la Patria como barra pasante, con el trafo 500/132 kV desconectado de 500 kV.
- Manteniendo siempre el reactor de barras R5B5RS desconectado, se regula tensión en la CH Yacyretá de forma tal de obtener en la ET Resistencia una tensión inferior a 475 kV. A continuación se energiza el transformador T1RS ó T2RS con las salidas de 132 kV a P. de la Plaza y R. Saenz Peña cerradas. Esta maniobra se coordinará con TRANSNEA, que a su vez coordinará con SECHEEP.
- Se conectan las salidas a Formosa y Barranqueras con una carga previa que no afecte la regulación de frecuencia de la CH Yacyretá.
- Se entra en servicio un segundo grupo en la CH Yacyretá.
- Se regula tensión en la ET Resistencia de forma tal que no supere los 490 kV y se energiza la línea Resistencia - Romang juntamente con tres reactores. Se utilizan, además de los de línea, el reactor de barras R5B5RS, reservando el reactor R3B5RM para la energización de la línea Romang - Santo Tomé. A continuación se energiza el transformador T1RM y se carga la demanda de la EPESF.
- Se puede energizar el trafo de Paso de la Patria y cargar demanda de la DPEC que depende de esta estación, siempre considerando la generación de Yacyretá y los módulos de la carga.
- Se considera conveniente completar el anillo de 500 kV CH Salto Grande - ET Gral. Rodríguez, lo que otorgaría mayor solidez a la red configurada a partir de dicha central.

- Energización de la línea Santo Tomé - Romang desde la ET Santo Tomé con tres reactores (los propios de la línea y el R3B5RM) haciendo paralelo en la ET Romang. La tensión previa en la ET Santo Tomé no debería superar los 500 kV.
- Vincular la CH Yacyretá a CH Salto Grande sin el previo cierre del anillo podría provocar inestabilidad en el Sistema, considerando que sus parámetros eléctricos no se encuentran estabilizados por las sucesivas maniobras que se están llevando a cabo.

En los casos de excesiva demora en el cierre del anillo mencionado, se podría adoptar como alternativa:

- Tensionar desde la ET Romang la línea Romang - Santo Tomé con tres reactores (los propios de la línea y el R3B5RM) y el transformador T1ST o T2ST con sus reactores de terciario conectado.
- Cargar el transformador priorizando la salida hacia la generación existente en Santa Fe Oeste y Calchines para solicitar su inmediato arranque si es que no se ha logrado el arranque en negro de las TGs.

De no realizarse el paralelo con el SADI en la ET Santo Tomé, se entrará en servicio mas generación en la CH Yacyretá y se continuará cargando el transformador ya conectado, se energizará la línea Santo Tomé - Rosario Oeste y se realizará el paralelo en la ET Rosario Oeste.

5.3. RECUPERACIÓN DE AREAS A TRAVES DEL ARRANQUE EN NEGRO DE GENERADORES

Hasta aquí se han descripto las maniobras de recuperación luego de un colapso a partir de áreas estratégicas. No obstante en el S.A.D.I. hay distribuida una cierta cantidad de generadores con arranque en negro que permitirían, independientemente de como se recupere el sistema de 500 kV, ir reponiendo islas con generación-demanda equilibradas. Esta recuperación permitirá llegar antes a los centros de generación con calderas (TV) y asegurarar sus Servicios Auxiliares y su disposición para su arranque.

Se adjuntan los planes de operación previstos por los respectivos Centros de Control de la áreas GBA, COMAHUE, EPEC, NEA, NOA, CUYO, EPEER, CTMSG , Transba y EPE S.F.

5.3.1. ZONA U.T.E. (REP. DEL URUGUAY)

Si bien nunca se trató específicamente el tema del arranque en negro con la empresa U.T.E., la cantidad de centrales que posee Uruguay para arrancar en negro permiten suponer que tendrán una reposición exitosa en la primer hora de ocurrida la perturbación.

La central a través de la cual se iniciaría primero la reposición estimamos sería la de Palmar, permitiendo llegar rápidamente a Montevideo y al resto de las centrales hidráulicas que posee Uruguay.

Se deberá solicitar a U.T.E. que ponga en servicio las TGs de La Tablada y Maldonado, ya que con ello se minimizará la energía que ellos requerirán de Salto Grande y por consiguiente quedará más margen de la misma para utilizar en la reposición del sistema argentino. También se deberá evaluar la conveniencia de solicitar el arranque de sus TVs en Central Batlle, si es que las estimaciones sobre el posible déficit en el S.A.D.I. así lo aconsejan.

5.4. CENTRALES CON ARRANQUE EN NEGRO

Se indican a continuación las centrales con arranque autónomo y la zona en donde se encuentran ubicadas.

1- Zona Gran Buenos Aires

2- Zona Litoral:

TG Santa Fe Oeste 21 y 22

C.T.M. Salto Grande (ambas márgenes)

3- Zona ESEBA;

TG Mar del Plata 13, 19, 20 y 21

TG Villa Gesell 11 y 16

TG Mar de Ajó 17

4- Zona Cuyo:

TG Luján de Cuyo 23 y 24

C.H. Los Nihuiles 1

C.H. Agua del Toro

C.H. Ullum

5- Zona Centro:

TG G. Levalle 1 y 2

TG San Francisco 2

Diesel

C.H. Reolín

C.H. Los Molinos I

C.H. La Viña

C.H. La Calera

C.H. San Roque

C.H. Fitz Simons

C.H. Cassaffoust

6- Zona N.E.A.:

C. H. Yacyretá

TG Goya 21

TG Barranqueras 22

TG Santa Catalina 21 y 22

C.H: Uruguaí

TG N° 2 de Posadas

7- Zona Comahue:

C.H. El Chocón

C.H. Planicie Banderita

C.H. Alicura

C.H. Piedra del Águila

C.H. Céspedes_

C.H. Julián Romero

TG Alto Valle 22 y 23

TG Chihuido

8- Zona U.T.E. (Rep. del Uruguay):

C.H. Palmar

C.H. Baygorria

C.H. Terra

TG Tablada 1 y 2

TG Maldonado

5.5. PLAN DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED SUR DE TRANSENER LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL DEL SADI

5.5.1. INTRODUCCIÓN

La secuencia de maniobras para recuperar la transmisión luego de un colapso total del SADI depende de distintas hipótesis de falla. Si no hay impedimentos en la operación de la red Sur producidos por indisponibilidades de equipos, se reenergizará esta red comenzando por el corredor El Chocón - Ezeiza.

A continuación se detalla un ejemplo de uno de los múltiples casos posibles, que parte de la hipótesis:

Falla en ambas líneas Henderson-Ezeiza

Dada la gran cantidad de variantes que pueden presentarse en las condiciones existentes después de una perturbación, se describen lineamientos generales para la recomposición de la red Sur de Transener, en todos los casos que lo juzgue necesario el COT podrá apartarse de dichos lineamientos y operar en la forma más conveniente.

Se deberá verificar que ninguna línea o equipo de la red Sur haya quedado con tensión, para confirmar el colapso total o parcial.

5.5.2. FALLA EN AMBAS LÍNEAS HENDERSON-EZEIZA

La secuencia de recuperación consiste en la reenergización de los corredores Chocón Oeste - Abasto, Chocón Oeste - Alicura y El Chocón - Henderson desde la central El Chocón. Se la iniciará reenergizando el primero de esos corredores cuando la señalización de protecciones indique falla bifásica o trifásica en ambas líneas, y cuando las condiciones meteorológicas existentes, o información confiable de líneas caídas, estructuras dañadas, etc., permitan al COT considerar que la indisponibilidad de esas líneas es de carácter permanente.

Si la información disponible indica que la falla en alguna de las líneas Henderson - Ezeiza puede haber sido de carácter transitorio o ajeno a las mismas, se iniciará la recomposición de la red Sur energizando el corredor El Chocón - Henderson para probar las líneas que desengancharon por actuación de protecciones.

5.5.2.1. INDISPONIBILIDAD PERMANENTE DE AMBAS LÍNEAS HENDERSON - EZEIZA

5.5.2.1.1. NORMALIZACIÓN DEL CORREDOR EL CHOCÓN - ABASTO

ET El Chocón

- Abrir todos los interruptores de 500 kV.
- Preparar el transformador T1CH a barra 5CHA.
- Preparar el transformador T3CH a barra 5CHC.
- Preparar el transformador T5CH a barra 5CHD.

Central El Chocón

- A solicitud del COT energizará con 470 kV el transformador T1CH, conectado a barra 5CHA con una máquina de ese banco (G2CH posee grupo de emergencia portátil que abastece servicios auxiliares propios).

ET Chocón Oeste

- Abrir todos los interruptores de 500 kV, y los seccionadores de las líneas 5COPG1 y 5COPG2.

ET Choele Choel

- Preparar la línea 5CLCO1 sobre barra 5CLA con los reactores R1L5CL y R1B5CL, y el capacitor K1CL.
- Preparar la línea 5BBCL1 con el reactor R2L5CL y el capacitor K2CL.

ET El Chocón

- Energizar la línea 5CHCO2 y la barra 5COB con el generador del transformador T1CH.

ET Chocón Oeste

- Energizar la línea 5CLCO1 con los reactores R1L5CL y R1B5CL y el capacitor K1CL.

ET Bahía Blanca

- Preparar la línea 5BBCL1 sobre barra 5BBA con el reactor R1B5BB.
- Preparar la línea 5BBOL1 con el reactor R2L5BB.

ET Choele Choel

- Energizar la línea 5BBCL1 con los reactores R2L5CL y R1B5BB, y el capacitor K2CL.

ET Olavarría

- Preparar la línea 5BBOL1 con el capacitor K1OL.
- Preparar la línea 5ABOL1 sobre barra 5OLA con los reactores R1B5OL y R2L5OL, y el capacitor K2OL.

ET Bahía Blanca

- Con tensión baja en El Chocón (450 kV), energizar la línea 5BBOL1 con el reactor R2L5BB y el capacitor K1OL.

ET Abasto

- Preparar la línea 5ABEZ1 sobre barras 5ABA y 5ABC.

ET Olavarría

- Energizar la línea 5ABOL1 con los reactores R1B5OL y R2L5OL, y el capacitor K2OL.

ET Ezeiza

- Abrir los tres interruptores de acoplamiento de barras y los interruptores de líneas 5EZHE1, 5EZHE2,.5ABEZ2, 5EZRD1 Y 5EZRD2. De esta manera queda preparada la línea 5ABEZ1 sobre barras 5EZE y 5EZF.
- Pedir a SACME la apertura de los interruptores de 220 kV de los transformadores T1EZ, T2EZ y T3EZ.
- Preparar el transformador T1EZ sobre barra 5EZA.
- Preparar el transformador T2EZ sobre barras 5EZB/D.
- Preparar el transformador T3EZ sobre barra 5EZC.

ET Abasto

- Si el nivel de tensión en el extremo de la línea 5ABOL1 se encontrara dentro de los valores admisibles, se energizarán las barras 5ABA y 5ABC, y la línea 5ABEZ1.

ET Ezeiza

- Energizar la barra 5EZA y el transformador T1EZ.
- Arrancar los compensadores sincrónicos 1 y 2.
- Energizar la barra 5EZB/D y el transformador T2EZ.
- Arrancar los compensadores sincrónicos 3 y 4.

De esta forma quedará el Sistema energizado en Ezeiza, listo para sincronizar con el SADI. De no ser posible realizar la sincronización en esta ET, se procederá a energizar una de las líneas Ezeiza - Gral. Rodríguez para sincronizar en esta última ET.

5.5.2.1.2. NORMALIZACIÓN DEL CORREDOR CHOCÓN OESTE - ALICURA

El corredor Chocón Oeste - Alicura puede energizarse antes o después de la secuencia de maniobras descripta en el punto 2.1.1, dependiendo esto de las condiciones en que se encuentre la red después de la perturbación.

ET Alicura, Piedra del Águila y Chocón Oeste

- Preparar las líneas 5ALPG1, 5COPG1 y 5PAPG1 con el reactor R2L5AL.

ET Chocón Oeste

- Energizar las líneas 5ALPG1 y 5COPG1 con el reactor R2L5AL.

ET Alicura

- Energizar las barras 5ALA y 5ALB. Conectar el transformador T9AL y normalizar los suministros a la ERSE y el EPEN, previo acuerdo con dichas empresas.

ET Piedra del Águila

- Energizar la barra 5PGA y la línea 5PAPG1.

5.5.2.1.3. ENERGIZACIÓN DEL CORREDOR EL CHOCÓN - HENDERSON PARA NORMALIZAR CONEXIONES CON APELP EN ET PUELCHES Y ESEBA EN ET HENDERSON

Central El Chocón

- A solicitud del COT se energizará con 470 kV el transformador T3CH, conectado a barra 5CHC con una máquina de ese banco (G4CH posee grupo de emergencia portátil que abastece servicios auxiliares propios).

ET Puelches

- Preparar la línea 5CHPU1 sobre barras 5PUA/C con los reactores R1B5PU y R6B5PU.
- Preparar la línea 5HEPU1 con el reactor R3L5PU.

Cerrito de la Costa

- Abrir ambos interruptores de línea 5CCPB1.

Planicie Banderita

- Abrir los interruptores de líneas 5CCPB1 y 5LLPB1.

ET El Chocón

- Energizar la línea 5CHPU1 con los reactores R1B5PU y R6B5PU.

ET Henderson

- Preparar la línea 5HEPU1 con el reactor R1B5HE sobre barra 5HEA.

ET Puelches

- Energizar la línea 5HEPU1 con los reactores R3L5PU y R1B5HE.
- Energizar el transformador T1PU y coordinar con APELP la energización de la línea Puelches – Gral. Acha de 132 kV.

ET Henderson

- Coordinar con Transba la energización de los transformadores T1HE y T2HE

5.5.2.2. INDISPONIBILIDAD NO PERMANENTE DE ALGUNA DE LAS LÍNEAS HENDERSON - EZEIZA

5.5.2.2.1. NORMALIZACIÓN DEL CORREDOR EL CHOCÓN - HENDERSON PARA PRUEBA DE LÍNEAS HENDERSON - EZEIZA

ET El Chocón

- Abrir todos los interruptores de acoplamiento longitudinal.
- Preparar el transformador T1CH a barra 5CHA.
- Preparar el transformador T3CH a barra 5CHC.
- Preparar el transformador T5CH a barra 5CHD.

Central El Chocón

- A solicitud del COT se energizará con 470 kV el transformador T3CH, conectado a barra 5CHC con una máquina de ese banco (G4CH posee grupo de emergencia portátil que abastece servicios auxiliares propios).

ET Puelches

- Preparar la línea 5CHPU1 sobre barras 5PUA/C con los reactores R1B5PU y R6B5PU.
- Preparar la línea 5HEPU1 con el reactor R3L5PU.

Cerrito de la Costa

- Abrir ambos interruptores de línea 5CCPB1.

Planicie Banderita

- Abrir los interruptores de líneas 5CCPB1 y 5LLPB1.

ET El Chocón

- Energizar la línea 5CHPU1 con los reactores R1B5PU y R6B5PU.

ET Henderson

- Preparar la línea 5HEPU1 con el reactor R1B5HE sobre barra 5HEA.

ET Puelches

- Energizar la línea 5HEPU1 con los reactores R3L5PU y R1B5HE.

ET Ezeiza

- Abrir los tres interruptores de acoplamiento de barras y los interruptores de líneas 5EZHE1, 5EZHE2,.5ABEZ2, 5EZRD1 Y 5EZRD2. De esta manera queda preparada la línea 5ABEZ1 sobre barras 5EZE y 5EZF.
- Solicitar a SACME la apertura de los interruptores de 220 kV de los transformadores T1EZ, T2EZ y T3EZ.
- Preparar el transformador T1EZ sobre barra 5EZA.
- Preparar el transformador T2EZ sobre barras 5EZB/D.
- Preparar el transformador T3EZ sobre barra 5EZC.

ET Henderson

- Probar de a una por vez las líneas falladas 5EZHE1 y 5EZHE2, compensadas con dos reactores.
- Si se verifica falla permanente en ambas líneas, dejarlas fuera de servicio y continuar con la reenergización del corredor Chocón Oeste - Abasto o Chocón Oeste - Alicura, según las condiciones del momento.
- Si alguna de ellas entra en servicio, energizar la ET Ezeiza (Ver punto siguiente).
- Coordinar con Transba la energización de los transformadores T1HE y T2HE.

ET Ezeiza

- Si la línea 5EZHE1 entró en servicio, energizar la barra 5EZC y el transformador T3EZ.
- Si la línea 5EZHE2 entró en servicio, energizar la barra 5EZA y el transformador T1EZ.
- Arrancar los compensadores sincrónicos que correspondan.

De esta forma quedará el Sistema energizado en Ezeiza, listo para sincronizar con el SADI. De no ser posible realizar la sincronización en esta ET, se procederá a energizar una de las líneas Ezeiza - Gral. Rodríguez para sincronizar en esta última ET.

ET Puelches

- Energizar el transformador T1PU y coordinar con APELP la energización de la línea Puelches – Gral. Acha de 132 kV.

5.5.2.2.2. NORMALIZACIÓN DEL CORREDOR EL CHOCÓN - ABASTO

Central El Chocón

- A solicitud del COT se energizará con 470 kV el transformador T1CH, conectado a barra 5CHA con una máquina de ese banco (G2CH posee grupo de emergencia portátil que abastece servicios auxiliares propios).

ET Chocón Oeste

- Abrir todos los interruptores de 500 kV, y los seccionadores de las líneas 5COPG1 y 5COPG2.

ET Choele Choel

- Preparar la línea 5CLCO1 sobre barra 5CLA con los reactores R1L5CL y R1B5CL, y el capacitor K1CL.
- Preparar la línea 5BBCL1 con el reactor R2L5CL y el capacitor K2CL.

ET El Chocón

- Energizar la línea 5CHCO2 y la barra 5COB con el generador del transformador T1CH.

ET Chocón Oeste

- Energizar la línea 5CLCO1 con los reactores R1L5CL y R1B5CL y el capacitor K1CL.

ET Bahía Blanca

- Preparar la línea 5BBCL1 sobre barra 5BBA con el reactor R1B5BB.
- Preparar la línea 5BBOL1 con el reactor R2L5BB.

ET Choele Choel

- Energizar la línea 5BBCL1 con los reactores R2L5CL y R1B5BB, y el capacitor K2CL.

ET Olavarría

- Preparar la línea 5BBOL1 con el capacitor K1OL.
- Preparar la línea 5ABOL1 sobre barra 5OLA con los reactores R1B5OL y R2L5OL, y el capacitor K2OL.

ET Bahía Blanca

- Con tensión baja en El Chocón (450 kV), energizar la línea 5BBOL1 con el reactor R2L5BB y el capacitor K1OL.

ET Abasto

- Preparar la línea 5ABEZ1 sobre barras 5ABA y 5ABC.

ET Olavarría

- Energizar la línea 5ABOL1 con los reactores R1B5OL y R2L5OL, y el capacitor K2OL.

ET Ezeiza

- Abrir los tres interruptores de acoplamiento de barras y los interruptores de líneas 5EZHE1, 5EZHE2,.5ABEZ2, 5EZRD1 Y 5EZRD2. De esta manera queda preparada la línea 5ABEZ1 sobre barras 5EZE y 5EZF
- Pedir a SACME la apertura de los interruptores de 220 kV de los transformadores T1EZ, T2EZ y T3EZ.
- Preparar el transformador T1EZ sobre barra 5EZA.
- Preparar el transformador T2EZ sobre barras 5EZB/D.
- Preparar el transformador T3EZ sobre barra 5EZC.

ET Abasto

- Si el nivel de tensión en el extremo de la línea 5ABOL1 se encontrara dentro de los valores admisibles, se energizarán las barras 5ABA y 5ABC, y la línea 5ABEZ1.

ET Ezeiza

- Energizar la barra 5EZA y el transformador T1EZ.
- Arrancar los compensadores sincrónicos 1 y 2.

- Energizar la barra 5EZB/D y el transformador T2EZ.
- Arrancar los compensadores sincrónicos 3 y 4.

De esta forma quedará el Sistema energizado en Ezeiza, listo para sincronizar con el SADI. De no ser posible realizar la sincronización en esta ET, se procederá a energizar una de las líneas Ezeiza - Gral. Rodríguez para sincronizar en esta última ET.

5.5.2.2.3. NORMALIZACIÓN DEL CORREDOR CHOCÓN OESTE - ALICURA

El corredor Chocón Oeste - Alicura puede energizarse antes o después de la secuencia de maniobras descripta en el punto 2.2.2, dependiendo esto de las condiciones en que se encuentre la red después de la perturbación.

ET Alicura, Piedra del Águila y Chocón Oeste

- Preparar las líneas 5ALPG1, 5COPG1 y 5PAPG1 con el reactor R2L5AL.

ET Chocón Oeste

- Energizar las líneas 5ALPG1 y 5COPG1 con el reactor R2L5AL.

ET Alicura

- Energizar las barras 5ALA y 5ALB. Conectar el transformador T9AL y normalizar los suministros a la ERSE y el EPEN, previo acuerdo con dichas empresas.

ET Piedra del Águila

- Energizar la barra 5PGA y la línea 5PAPG1.

5.5.2.3. REPOSICIÓN DEL ÁREA COMAHUE

Esta parte de la recomposición se efectuará tan pronto como sea posible, simultáneamente con la reposición del corredor que se haya elegido como prioritario, según lo expresado en los puntos 1 y 2.

Se efectuará la apertura, en la ET Planicie Banderita, del interruptor de la línea 5CCPB1 y se confirmará la de los interruptores de 500 kV y 132 kV. Luego se solicitará a la central Planicie Banderita que coordine con el COTDT Comahue, si éste lo requiere, la energización del T2PB y la alimentación a la línea del EPEN con un generador de la misma.

En Alicura, se normalizará el suministro al EPEN y a la ERSE, luego de conectada la línea El Chocón - Alicura.

5.6. PLAN DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED NORTE DE TRANSENER LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL DEL SADI

5.6.1. INTRODUCCIÓN

Se detalla a continuación el proceso de apertura de la Red Norte de Transener a fin de prepararla para su recuperación.

El área Litoral será energizada desde las C.H. Salto Grande (anillo 500 kV SG-RD) y Yacyretá (corredor 500 kV YA-ST). El subsistema Centro-Noroeste iniciará su recuperación desde la Central Embalse, Distrocuyo, Transnoa o el sistema EPEC según el estado y/o configuración post-falla de cada uno de ellos.

Dada la gran cantidad de variantes que pueden presentarse posterior a una perturbación, este Anexo sólo brinda lineamientos generales para la recomposición de la red Norte de Transener.

La secuencia descripta se elaboró sobre la base de la hipótesis de colapso total en el SADI, o sea cero tensión en la red de Transener, y responde a la estrategia de recuperación delineada en reuniones Interempresarias.

5.6.2. APERTURA DE LA RED

5.6.2.1. PAUTAS GENERALES

A continuación se indican en forma general los pasos a seguir ocurrido el colapso y las aperturas automáticas y manuales producidas en la red.

a) CAMMESA confirma la condición de colapso total en el SADI.

b) Transener retransmite la noticia a los Centros de Operación de las Empresas vinculadas a su red (Procedimiento Técnico N° 7 - Punto 2).

c) Producido el colapso en el SADI actuarán en cada subsistema (noroeste y noreste) los automatismos implementados en los sistemas de Transporte, Distribución y Generación.

d) Por actuación del relé de mínima frecuencia instalado en la ET GM (48 Hz), se produce la apertura de la línea 5GMLU1 y los reactores de terciario conectados en esa ET Por interdisparo, la línea abrirá en la ET LU.

e) Por actuación del relé de mínima frecuencia instalado en las C.N. EM (47,9 Hz) y AT (48 Hz), se produce la apertura de los interruptores del generador lados 500 y 220 kV respectivamente.

f) Si se encuentra habilitado el relé de derivada de frecuencia instalado en el acoplamiento de 132 kV de la ET BR, su actuación provocará la apertura de dicho acoplamiento, separando del SADI el subsistema NOA vinculado a esa ET.

g) El G5SN se desvincula de la red mediante la apertura de su interruptor lado 220 kV por mínima frecuencia (48.10 Hz).

h) Salto Grande abre los interruptores de las líneas 5SGST1 y 5CACE1 en las E.E. T.T. SG y CE de su propiedad. Por interdisparo, las líneas abrirán en las E.E. T.T. ST y CA respectivamente.

i) Transener separa la zona Noroeste de la Noreste mediante la apertura de la línea 5AMRO1, procediendo a subdividir la red de cada subsistema según se detalla en el punto 2.2 del presente Anexo. Ello permitirá la recuperación en forma controlada.

j) Transener separa la red de transporte de los Distribuidores Troncales y Generadores, con el fin de permitir la recuperación independiente de cada una de esas áreas.

k) De ser requerido, se deben atender los servicios auxiliares de las Centrales Nucleares Embalse y Atucha. La C.N. Atucha no tiene posibilidades inmediatas de alimentación externa, dado que la misma deberá provenir de Salto Grande.

5.6.2.2. MANIOBRAS A REALIZAR

A continuación se detallan las maniobras a realizar en cada subsistema para cumplimentar lo expresado en los ítems i, j y k del punto anterior. Las mismas se han ordenado según las prioridades que adoptará el CCR.

5.6.2.2.1. SUBSISTEMA NOROESTE

El CCR verificará la apertura de los interruptores de 500 kV del G1EM y de la línea 5GMLU1, extremos GM y LU respectivamente. Luego procederá a la apertura de los interruptores en cada ET según se detalla y cuyo resumen se indica en el Anexo 1.

C.N. Embalse

- Transener confirmará si la central ha quedado alimentando los servicios auxiliares luego de producido el salto de potencia o bien quedó alimentada de éstos, lo que significa una parada de 48 horas.
- Además, preguntará específicamente por el efectivo arranque de los grupos diesel. Si éstos fallaron se deberá prever la configuración particular de la ET AM 132 kV según instrucciones vigentes (Almafuerte-Reolín 2 y Almafuerte-C.N. Embalse vinculadas mediante la barra 2), esperando la solicitud de EPEC.

ET Almafuerte

- Abrir la línea 5AMRO1 y por interdisparo abrirá en el extremo RO.
- Abrir la línea 5AMMA1 y por interdisparo abrirá en el extremo MA.

Por lógica de disparo existente se producirá la apertura de los reactores de terciario R1T1MA, de la línea 5MARE1 y del reactor de barra R5B5RE.

- Abrir los interruptores de 132 kV de los transformadores T1AM y T2AM, acoplamiento transversal y conexión Pilar 2 (vinculada a la misma barra que la conexión Embalse).
- Abrir el transformador T1AM lado 500 kV.

Si la C.N. Embalse, por actuación del relé de mínima frecuencia ajustado en 47,9 Hz, se desvincula de la red quedando en isla con sus propios servicios auxiliares y haciendo el salto de carga apropiadamente, se energizará la ET Almafuerte desde la CNE, el paralelo con EPEC y la reconexión gradual de alimentadores

en ésta, permitiendo a CNE aumentar su generación hasta que alcance el 60 % de su potencia nominal. **Se aclarará en la comunicación que se mantenga con EPEC,** que será responsabilidad de esa Empresa la toma de carga gradual para no afectar a la CNE.

Antes de comenzar las maniobras de recuperación se procederá a la apertura en ET AM del interruptor 5DB09, para que por interdisparo se produzca la apertura de las líneas 5AMEM1 y 5EMRG1.

Mientras EPEC comienza a normalizar su sistema desde CNE, se coordinará con DISTROCUYO la normalización de la ET GM y la energización de las líneas 5GMLU1 y 5LURG1.

La CNE puede estar en isla con sus servicios internos durante 1 hora como máximo, debiendo subir al 25 % (150 MW) de su potencia nominal antes de ese lapso de tiempo.

Hasta el 60 % (390 MW) permite escalones de 30 MW/minuto. A partir del 60 % no puede regular frecuencia, por lo tanto cuando alcance esa carga debería haberse concretado el paralelo con el Sistema Cuyo.

- Si la C.N. Embalse queda indisponible se coordinará con Distrocuyo para energizar a la brevedad las líneas 5GMLU1 y 5LURG1 desde la ET GM.

Se abrirá la línea 5AMEM1 y por interdisparo abrirá el extremo EM. Por lógica de disparo existente se producirá la apertura de las líneas 5EMRG1 y 5LURG1 en ambos extremos.

- Si la C.N. Embalse queda indisponible y Distrocuyo informa que no es factible recuperar su sistema en el corto plazo, se debe preparar la configuración de la ET AM para recuperar el subsistema mediante la recuperación de los grupos de Río Grande desde la C.H. Reolín (EPEC).

En Río Grande se abrirá un interruptor de la línea 5EMRG1, asegurando un solo transformador de bloque a energizar vinculado al grupo a entrar en servicio.

ET Recreo

- Abrir la línea 5BRRE1 y por interdisparo abrirá en el extremo BR. Por lógica de disparo existente se producirá la apertura de los reactores R1T1BR y R1T2BR.
- Abrir el interruptor de 132 kV del transformador T1RE.

ET Malvinas

- Abrir los interruptores de 132 kV de los transformadores T1MA y T2MA.

ET El Bracho

- Abrir los interruptores de 132 kV de los transformadores T1BR y T2BR.
- Abrir los interruptores de 132 kV de todas las conexiones.

Se coordinará con Transnoa los pasos a seguir para la recuperación de la ET BR y línea 5BRRE1. Se evaluará la posibilidad de hacerlo desde su sistema (Cammesa debe autorizar el ensayo de recuperación de la ET, solicitado por Transener).

ET Gran Mendoza

Si la ET quedó sin tensión:

- Abrir los interruptores de 132 kV de los transformadores T2GM y T3GM.
- Abrir el interruptor de 220 kV del transformador T1GM.
- Abrir el interruptor de la salida de 132 kV a ET Gral. San Martín (EMSE).

Se coordinará con Distrocuyo los pasos a seguir para la recuperación.

5.6.2.2.2. ZONA NORESTE

El CCR verificará las aperturas de los interruptores de 220 kV de los G5SN y G1AT y de las líneas 5SGST1 y 5CACE1 extremos ST y CA respectivamente. Luego procederá a la apertura de los interruptores en cada ET según se detalla y cuyo resumen se indica en el Anexo 2.

ET G. Rodríguez

- Abrir la línea 5CARD1 y por interdisparo abrirá en el extremo CA. Por lógica de disparo existente se producirá la apertura de la línea 132 kV Campana-V. Lía en extremo CA.

- Abrir las líneas 5EZRD1 y 2.
- Abrir los interruptores de 500 kV correspondientes a los transformadores T2RD, T3RD y T4RD.
- Abrir la línea 5RDRO1 (no está habilitado el interdisparo con el extremo opuesto).

ET Campana

- Abrir los interruptores de 132 kV correspondientes a las líneas Campana, Siderca y los del autotransformador T1CA.

ET Villa Lía

- Abrir las líneas 2RDVL1, 2RDVL2, 2RAVL1 y 2RAVL2.
- Abrir la línea 132 kV V. Lía - Campana.

ET Atucha

- Abrir la línea de 132 kV Atucha - Zárate.
- Se preguntará a la C.N. AT en qué condiciones ha quedado, es decir, si ha quedado alimentando los servicios auxiliares después de producido el salto de potencia o si ha quedado alimentada de sus grupos auxiliares, lo que significará una parada de 48 horas.

Si ocurre la primera de las alternativas, se **indicará** a la Central que cuando esté en condiciones, podrá cerrar el interruptor del transformador y dar tensión a las líneas 2ATVL1 y 2, a los autotransformadores T1AT, T1VL, las salidas de 132 kV CAT1 y CAT2 y las salidas de 13,2 kV a Planta Agua Pesada y Obrador AT2. Se le **advertirá** que cuando Transba confirme estar en condiciones para recibir tensión se cerrará el interruptor 1DL02 de la línea Zárate, sin previo aviso a la Central.

Si ocurre la segunda alternativa, se abrirá el interruptor de 132 kV del transformador T1AT y se indicará a la CNA que esté preparada para recibir tensión desde la barra de 132 kV. Los interruptores 1DL03 (CAT1) y 1DL04 (CAT2) permanecerán cerrados, energizándose mediante el interruptor 1DL02 tan pronto se reciba tensión desde ET Zárate, luego de cerrar el interruptor 1DA12 ó 1DB12 en ET CA2 según corresponda.

El CCR deberá avisar a Transba para que éstos configuren su sistema de acuerdo a lo previsto para cada una de esas alternativas. Se deberá **solicitar** a Transba la confirmación de que su red se encuentra preparada para recibir tensión.

ET Rincón (Yacylec)

- Se ordenará la apertura de las líneas 5RIYA2 y 5RIYA3. Por interdisparo abrirán en el extremo Yacyretá.
- Se ordenará abrir la línea 5 PTRI1 y por interdisparo abrirá en el extremo PT.

ET Rincón (LITSA)

Se ordenará la apertura de:

- La línea 5RIYA1 y por interdisparo abrirá en el extremo Yacyretá.
- La línea 5RISG1 y por interdisparo abrirá en el extremo S. Grande.
- El interruptor 5DC06 del transformador T1RI.
- El interruptor de 132 kV de la línea 1RISI1.

ET Santo Tomé

- Abrir la línea 5ROST1 y por interdisparo abrirá en el extremo RO.
- Abrir los interruptores de 132 kV correspondientes a los transformadores T1ST y T2ST y al acoplamiento transversal de barras.

ET Romang

- Habilitar la transferencia de disparo sobre la línea 5RMRS1 y el transformador T1RM.
- Abrir la línea 5RMST1 y por interdisparo abrirá en el extremo S. Tomé.

- Por lógica de disparo habilitada, abrirá la línea 5RMRS1 en ambos extremos y el transformador T1RM lados 500 y 132 kV.

ET Rosario Oeste

- Abrir la línea 5RDRO1 (no está habilitado el interdisparo con el extremo opuesto).
- Abrir los interruptores de 132 kV correspondientes a los autotransformadores T1RO y T2RO y transformador T3RO.

ET Resistencia

- Abrir la línea 5PTRS1 y por interdisparo abrirá en el extremo PT.
- Abrir los interruptores de 132 kV de los transformadores T1RS y T2RS, y por lógica de disparo abrirán sus correspondientes interruptores lado 500 kV.
- Abrir el interruptor 5DA05 desvinculando el reactor R5B5RS de la barra 5RSA.

ET Paso de la Patria

- Abrir la línea 5PTRI1 y por interdisparo abrirá en el extremo RI.
- Abrir el interruptor de 132 kV del transformador T1PT.

ET Ramallo

- Verificar la apertura del interruptor de bloque del G5SN ó del interruptor en extremo RA.
- Abrir los interruptores de 220 kV correspondientes a las líneas 2RARO1 y 2RARO2.
- Abrir el interruptor de 132 kV correspondiente a la línea 1RASN1.

5.6.3. RECUPERACIÓN DE LA RED

Cumplimentadas las aperturas y verificaciones indicadas en el punto anterior, el Procedimiento Técnico N° 7 determina para la recuperación:

a) Que el CCR tendrá a cargo la coordinación con:

- Yacyretá para la recuperación de la EE.TT. RI, PT, RS y RM, las líneas 5RIYA1, 5RIYA2, 5RIYA3, 5PTRI1, 5PTRS1, 5RMRS1 y la interconexión con EMSA. Se procederá de acuerdo a lo descripto en el Anexo 3 (punto 2.7 del documento).
- EMSA para la toma de carga de la línea 1RISI1.
- Transba y C.N. Atucha para la recuperación de las EE.TT. AT, VL y líneas
- Atucha-Zárate y V.Lía-Campana, según lo descripto en el Anexo 4 (punto 2.3 a y b del documento).
- Transba para la recuperación de la ET CA 500/132 kV.
- Distrocuyo para la recuperación de la ET GM y la línea 5GMLU1 desde ese Sistema, si resulta fallido el salto de carga de la C.N. Embalse. Se procederá de acuerdo a lo descripto en el Anexo 5 (punto 2.5.a del documento).
- C. Embalse para la recuperación de la Central, la ET AM y el sistema de EPEC (punto 2.5.c. del documento).
- EPEC para la recuperación del tramo AM-RG, con tensión creciente desde la C. Reolín de EPEC, según se describe en el Anexo 6 (punto 2.5.b. del documento).

Esta alternativa se debe considerar como última prioridad.

Además, para recuperar la alimentación segura a la CNE desde la C Reolín, de acuerdo al procedimiento descripto en el Anexo 7.

- Transnoa para la recuperación de su sistema, en que se incluyen las barras de 132 kV de la ET BR. El procedimiento operativo es el indicado en la O.S. N° 25 de Transener, punto 3.1.2, cuyo resumen se indica en el Anexo 8 del presente Documento.

Queda pendiente autorizar por parte de Cammesa, el ensayo solicitado por Transener para energizar un transformador de la ET BR con tensión creciente desde la Central Ave Fénix.

b) CAMMESA ordenará la reposición de las restantes líneas de 500 kV y la coordinación del sincronismo con las áreas aisladas (punto 2 h).

ANEXO 1

Actualizacb: 06-10-98

ACCIÓN: Abrir Interruptor				CONSECUENCIA: Abre Interruptor		
Prio-ridad	**E.T.**	**Código**	**Descripción**	**E.T.**	**Código**	**Descripción**
1	Almafuerte	5 DA07 5 DC08	Línea 5 AMR01	R. Oeste	5 DA07 5 DC08	Línea 5 AMR01
		5 DA01 5 DC02	Línea 5 AMMA1	Malvinas Argentinas	5 DA05 5 DC06	Línea 5 AMMA1
					5 DA03 5 DC04	Línea 5 MARE1
					MDR41	Reactor Terciario R1T1MA
				Recreo	5 DA05 5 DC06	Línea 5 MARE1
					5 DR08	Reactor de barra 500 kV R1B5 RE
		1 DL12 1 DL11 1 DL10 1 DL06 5 DB03	T1 AM lado 132 kV T2 AM lado 132 kV Acoplamiento 132 kV L. Pilar 2 T1 AM lado 500 kV			
	Recreo	5 DA07 5 DC08	Línea 5 BRRE1	El Bracho	5 DA03 5 DC04	Línea 5 BRRE1
					MDR41	Reactor de Terciario R1T1 BR
					MDR61	Reactor de Terciario R1T2 BR
		1 DL01	T1 RE lado 132 kV			
	Malvinas Argentinas	1 DL03 1 DL01	T1 MA lado 132 kV T2 MA lado 132 kV			
	El Bracho	1DL01 1 DL03 1 DL10 1 DL06 1 DL08 1 DL23 1 DL09 1 DL14 1 DL15 1 DL04 1 DL02 1 DL13 1 DL25	T2 BR lado 132 kV T1 BR lado 132 kV Línea Independencia Línea C. Pozo Línea T. Norte Línea M.A.A. Línea Estática C. T. Tucumán 1 C. T. Tucumán 2 Línea Los Leales Línea Termas Río Hondo C.T. AF C.T. SMT			

Actualizado: 06-10-98

<table>
<tr><td colspan="3">ACCIÓN: Abrir Interruptor</td><td></td><td colspan="3">CONSECUENCIA: Abre Interruptor</td></tr>
<tr><th>Prio-ridad</th><th>E.T.</th><th>Código</th><th>Descripción</th><th>E.T.</th><th>Código</th><th>Descripción</th></tr>
<tr><td></td><td>Luján</td><td>5L015
5A022
1T035</td><td>Línea 5LURG1
T1LU lado 500 kV
T1LU lado 132 kV</td><td>Río Grande</td><td>5LA415
5LA425</td><td>Línea 5LURG1</td></tr>
<tr><td rowspan="6">2</td><td>Gran Mendoza</td><td colspan="5">Si la E.T. quedó sin tensión, proceder con las siguientes maniobras:</td></tr>
<tr><td></td><td>2DL01
1DL05
1DL03
1DL04</td><td>Línea Los Reyunos
T2GM lado 132 kV
T3GM lado 132 kV
L. San Martín (BMSE)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>C. N. Embalse</td><td colspan="5">Si la C.N. Embalse ha quedado alimentando sus servicios auxiliares, coordinar con la Central y EPEC el paralelo y toma de carga.</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">Si la C.N. Embalse no ha realizado el salto de carga sobre sus servicios auxiliares, el C.C.R. preguntará a la Central si el arranque de los grupos diesel fue exitoso.</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">Si el arranque de los grupos diesel falló, se deberá verificar que la barra 2 de E.T. AM sirva de paso para vincular los S.A. de la Central por la línea de 132 kV Almafuerte - Embalse, vinculada a la línea de 132 kV Almafuerte - Reolín 2 (Anexo 7).</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">Si la C.N.E. quedó indisponible y DISTROCUYO puede energizar en el corto plazo la línea Luján - Gran Mendoza desde su sistema, realizar las siguientes maniobras:</td></tr>
<tr><td colspan="7">
<table>
<tr><td>Almafuerte</td><td>5DB09</td><td>Línea 5AMBM1</td><td>C.N. Embalse</td><td>2LE
2LO
2EO</td><td>Línea 5AMBM1
Línea 5BMRG1</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>2GA
2GB</td><td>Transformador de bloque
T1BM lado 500 kV</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>R. Grande</td><td>5LA315
5LA325</td><td>Línea 5BMRG1</td></tr>
</table>
Si la C.N.E. quedó indisponible y DISTROCUYO informa que existirá demora importante por el estado en que quedó el Sistema, se deberá verificar que se encuentran abiertos los interruptores 2GA y 2GB del transformador de bloque T1BM, lado 500 kV. Si no están abiertos, solicitar a la CNE su apertura.
Coordinar con EPEC para confirmar que se llegará a C. Río Grande energizando desde cero tensión con 1 grupo de C.H. Reolín ó C.H. Los Molinos. Luego configurar la red para recibir tensión:
~~En E.T. Almafuerte:~~
- Cerrar 1DL11 del T2AM lado 132 kV
- Verificar que los reactores de terciario R1T2AM y R2T2AM, ambos del T2AM se encuentren conectados.
En E.T. Río Grande:
- Verificar que exista previo a la energización un solo transformador conectado; caso contrario proceder a la apertura de uno de ellos.
- Verificar que el transformador a energizar es el correspondiente al grupo a E/S.
Configurada la red de Transener y el equipo de la C. Río Grande a energizar, EPEC puede comenzar a energizar el tramo C.H. Reolín - C. Río Grande desde cero tensión y hasta tensión nominal.
Luego proceder a realizar paralelo entre la red energizada y el Sistema de EPEC; entrar en servicio en C. R. Grande un grupo como generador y coordinar la subida de generación con la toma de carga.
A partir de este momento se continuarán con las maniobras necesarias para la composición del Sistema de acuerdo a la estrategia fijada.
</td></tr>
</table>

ANEXO 2

Actualizado: 06-10-98

ACCIÓN: Abrir Interruptor				CONSECUENCIA: Abre Interruptor		
Prioridad	**E.T.**	**Código**	**Descripción**	**E.T.**	**Código**	**Descripción**
1	Gral. Rodríguez	5L1015 5L1025	Línea 5 CARD1	Campana	5 DA01 5DB02	Línea 5 CARD1
				Campana 2	1 DL01	Línea Villa Lía (Si no abre por TDD abrir manualmente)
		5L0215 5L0225	Línea 5 EZRD1	Ezeiza		Línea 5 EZRD1
		5L0515 5L0525	Línea 5 EZRD2	Ezeiza		Línea 5 EZRD2
		5L0715 5L0725	Línea 5 RDRO1			
		5T0615 5T0625	Transformador 3 (T3 RD)			
		5T0315 5T0325	Transformador 4 (T4 RD)			
		5T1115 5T1125	Transformador 2 (T2 RD)			
	Campana 2	1 DL05 1 DL09 1 DA12 1 DB12	Línea Campana Línea Siderca 0 T1 CA lado 132 kV T1 CA lado 132 kV			
	Atucha	1 DL02	Línea Atucha-Zárate			
	Villa Lía	1 DL01 2 DL09 2 DL08 2 DL01 2 DL02	Línea Campana Línea 2 RDVL1 Línea 2 RDVL2 Línea 2 RAVL1 Línea 2 RAVL2			
	Yacylec Rincón - Sta. María	5 DA09 5DC10	Línea 5 PTRI1	P. de la Pat.	5L015 5A022	Línea 5 PTRI1
		5DB10 5DC12 5DB12	Línea 5 RIYA2 Línea 5 RIYA3	Yacyretá	Por TDD Por TDD	Línea 5 RIYA2 Línea 5 RIYA3
	LITSA Rincón-Sta. María	5 DA07 5DC08	Línea 5 RISG1	S. Grande	1115 1125	Línea 5 RISG1 (Verificar con LITSA la apertura de interruptores).
		5DB08	Línea 5 RIYA1	Yacyretá	Por TDD	Línea 5 RIYA1
		5DC06	T1RI			
		1 DL04	Línea 1 RISI1			

Actualizado: 06-10-98

ACCIÓN: Abrir Interruptor				CONSECUENCIA: Abre Interruptor		
Prioridad	**E.T.**	**Código**	**Descripción**	**E.T.**	**Código**	**Descripción**
1	Sto. Tomé	5DB08 5DC08	Línea 5 ROST1	R. Oeste	5DA03 5DC04	Línea 5 ROST1
		1DL08 1DL05 1DA07	T2ST lado 132 kV T1ST lado 132 kV Acoplamiento transversal de 132 kV			
	Romang	Habilitar en ET RM la transferencia de disparo de la línea 5 RMST1 a la línea 5RMRS1 y al T1 RM.				
		5DB02 5DC01	Línea 5 RMST1	S. Tomé	5DA07	Línea 5 RMST1
				Romang	5DA01	T1RM lado 500 kV
					1DL04	T1RM lado 132 kV
					5DA05 5DC05	Línea 5 RMRS1
				Resistencia	5DA01 5DC01	Línea 5 RMRS1

ACCIÓN: Abrir Interruptor				CONSECUENCIA: Abre Interruptor		
Prioridad	**E.T.**	**Código**	**Descripción**	**E.T.**	**Código**	**Descripción**
1	Ros. Oeste	5DB08	Línea 5 RDRO1			
		1DLT1 1DLT2 1DLT3	Interruptor T1 RO lado 132 kV Interruptor T2 RO lado 132 kV Interruptor T3 RO lado 132 kV			
	Resistencia	5DC05 5DB06	Línea 5 PTRS1	Paso de la Patria	5A022 5L025	Línea 5 PTRS1
		1DL04	T1RS lado 132 kV	Resistencia	5DB02	T1RS lado 500 kV
		1DL06	T2RS lado 132 kV	Resistencia	5DC03 5DB04	T2RS lado 500 kV
	Paso de la Patria	1T025	T1PT lado 132 kV			
		5L015	Línea 5 PTRI1	Rincón	5DA09 5DC10	Línea 5 PTRI1
2	Resistencia	5DA05	Reactor de barra 500 kV (R5 B5 RS)			
	Ramallo		Verificar apertura de int. de bloque SN5 en San Nicolás ó Ramallo. Línea 1 RASN1 Línea 2 RARO1 Línea 2 RARO2			

6. ANEXO III - RECUPERACIÓN DEL ÁREA NEA Y EMSA

El CCR solicitará a la C. Yacyretá:

- Energizar con un grupo en barra separada la línea 5RIYA2, con tensión aproximada de 450 kV.
- Energizar con un grupo en barra separada la línea 5RIYA1, con tensión aproximada de 450 kV.
    - Con la línea 5RIYA2 energizada se procede a la recuperación del NEA y ET RM
- En ET PT se cerrará el interruptor 5A022, vinculando los tramos de líneas 5PTRS1 y 5PTRI1.
- En ET RI se cerrarán los interruptores 5DA09 para vincular el reactor R1B5RI a la línea 5PTRI1 y el 5DC10 para energizar las líneas 5PTRI1 y 5PTRS1, compensadas con los reactores de línea R9L5RI, R6L5RS y el reactor de barras R1B5RI. La tensión previa a la energización no debe exceder 450 kV.
- Manteniendo el reactor de barras R5B5RS desconectado, se regula tensión en la C. Yacyretá de forma tal de obtener en la ET RS una tensión inferior a 475 kV. A continuación se energizará el Transformador T1RS ó T2RS con las salidas de 132 kV a P. de la Plaza y R. Sáenz Peña cerradas. Esta maniobra se coordinará con TRANSNEA, que a su vez coordinará con SECHEEP.
- Coordinando con Transnea, se conectan las salidas a Formosa y Barranqueras con una carga que no afecte la regulación de frecuencia de la C. Yacyretá. Los escalones de demanda a conectar deberían ser inferiores a 20 MW, siendo este control responsabilidad de Transnea.
- Cuando la carga recuperada en el NEA se encuentre entre 40 ó 45 MW, se podrá solicitar a C. Yacyretá el paralelo de una segunda máquina sobre la barra de la línea 5RIYA2.
- Se regulará tensión de forma tal de no superar 490 kV en la ET RS y se energizará la línea 5RMRS1 juntamente con tres reactores. Se utilizarán además de los de línea, el reactor de barras R5B5RS.
- Se energizará el transformador T1RM y se cargará la demanda de la EPESF. La toma de carga se coordinará con esa empresa. La EPESF se comprometió a graduar esa toma de carga en dos escalones.
- En ET PT se energizará el T1PT y se cargará la demanda de Transnea. La toma de carga se coordinará con esa Empresa.

Observación: La regulación de frecuencia que podrá realizar la C. Yacyretá será de 50 ? 0,5 Hz.

- Con la línea 5RIYA1 energizada se procede a la recuperación de EMSA.
- En ET RI se cerrará el interruptor 5DB08, energizando el transformador T1RI y las barras de 132 kV.
- Se coordinará con EMSA la energización de la línea 1RISI1 desde ET RI, indicando a EMSA que podrá tomar carga con escalones menores de 20 MW, siendo ese control de su responsabilidad.
- Cuando la carga recuperada por EMSA se encuentre entre 40 ó 45 MW, se podrá solicitar a C. Yacyretá el paralelo de una segunda máquina sobre la barra de la línea 5RIYA1.

Observación: La regulación de frecuencia que podrá realizar la C. Yacyretá será de 50 ? 0,5 Hz.

- Paralelo de ambos sistemas.
- Se solicitará a C. Yacyretá realizar el paralelo de barras uniendo el sistema NEA-EPESF con el sistema EMSA.
- Se energizará la línea 5RIYA3 y se normalizará la configuración de la ET RI.

7. ANEXO IV - RECUPERACIÓN DE LA C.N. ATUCHA Y TRANSBA

Ante la caída de frecuencia que producirá la entrada en la situación de Colapso, esta Central se aislará del sistema a los 48 Hz mediante el relé de subfrecuencia que tiene instalado. Al abrir el interruptor del transformador de máquina, se producirá la actuación del mecanismo de “Salto de carga” y pueden ocurrir dos alternativas:

a) El Generador queda alimentando sus Servicios Auxiliares.

b) El Generador pierde el sincronismo y va a parada de emergencia, es decir que sus Servicios Auxiliares serán alimentados con sus Grupos Diesel.

c) C.N. ATUCHA alimentando sus Servicios Auxiliares

- Transba informará al CCR que tiene preparada su red para recibir tensión por la línea Atucha-Zárate.
- CCR cerrará el interruptor de la línea Atucha-Zárate, en la ET AT
- Transba tomará carga desde la C.N.Atucha. La demanda a reconectar no deberá provocar oscilaciones de la frecuencia (no se conectarán acerías eléctricas), los escalones de potencia no deberán superar los 30 MW y entre conexión y conexión se deberá aguardar de 2 a 5 minutos para permitir la recuperación de la frecuencia por la Central ya que en esos momentos el control estará a cargo de la misma. También se energizarán progresivamente las líneas de 132 kV para llegar a S. Nicolás, la ET Urbana y se interconectará el autogenerador Siderar, a efectos de reforzar el sistema y no para tomar carga del mismo.

Cuando el proceso de toma de carga requiera el cierre de interruptores de 132 kV en la ET CA, se solicitará esa maniobra al CCR.

Esta recuperación será independiente de lo que ocurra en el resto del SADI, dado que involucrará solamente a Transener, C.N. Atucha, Transba y marginalmente a las C.T. S. Nicolás y Siderar, lo que permitirá vincular a la C.N. Atucha una demanda de aproximadamente 100 MW (en el pico) en un tiempo menor de 20 a 30 minutos. De ser posible, se debería aumentar la demanda de la isla hasta llegar a 160 MW de generación, lo que permitirá estabilizar el reactor.

No está permitido, hasta tanto se logre poner en paralelo a la ET Atucha desde el lado de Rodríguez mediante las líneas de 220 kV, cerrar las líneas de 132 kV Matheu-Zárate y S. Nicolás-V. Constitución, para evitar en una misma ET dos posibles fuentes de alimentación no sincronizadas (por ejemplo, en ET Matheu, una barra energizada desde el sistema S. Grande y otras desde Atucha).

Este sistema así formado, se pondrá en paralelo con el sistema de S. Grande mediante dos alternativas:

- En ET CA, cuando quede energizada desde el “cuadrilátero” de S. Grande, preparando adecuadamente las barras de 132 kV.
- En ET VL 220 kV, a través de las líneas V. Lía-G. Rodriguez luego de energizar la ET RD desde S. Grande y conectar carga en esa ET

Cammesa indicará al CCR la coordinación del sincronismo (punto 2.h del P.T. N° 7).

d) C.N. ATUCHA indisponible

- Cammesa comunicará al CCR que el “Salto de Carga” de la CNA no fué exitoso, realizando la Central una parada de emergencia.
- El CCR informará la situación a Transba.
- Transba solicitará al CCR abrir los interruptores 1DL07 y 1DL03, en la ET CA.
- El CCR abrirá el interruptor 1DL01 del T1AT e indicará a la CNA que estén preparados para recibir tensión desde la barra de 132 kV, donde los interruptores 1DL03 (CAT1), 1DL04 (CAT2) permanecen cerrados. Se dará tensión inmediatamente se reciba tensión desde Zárate.
- Transba, cuando se encuentre preparada para recibir tensión, solicitará al CCR el cierre del interruptor 1DA12 ó 1DB12 de la ET CA, según corresponda. También indicará la tensión de energización.
- El CCR, luego de recibir la confirmación de la CNA para recibir tensión, procederá a cerrar el interruptor 1DL02, en la ET AT.

La demanda de los servicios auxiliares de la CNA será de aproximadamente 12 MW.

8. ANEXO V - RECUPERACIÓN DE LA ET GM Y DE LA LÍNEA 5GMRG1

Ocurrido el colapso en el SADI y dependiendo del nivel de importación previo de Distrocuyo desde la red de 500 kV, esta área podrá ir también a colapso o quedar aproximadamente compensada.

Si se diera esta última situación, estará en condiciones, conjuntamente con la reserva hidráulica que posee, de recuperar rápidamente los cortes que se producen por actuación de los relés de subfrecuencia y permitir energizar las líneas Gran Mendoza-Luján-Río Grande.

Si en cambio, el área Cuyo fue a un colapso total, se cuenta con arranque en negro en el complejo Los Nihuiles, en la C.H. Agua del Toro y en otras centrales, siendo las dos nombradas en las que se basará la recuperación.

a) Recuperación desde el sistema Cuyo

La recomposición de la ET GM debe iniciarse mediante la energización del T2GM o del T3GM (500/132 kV), sin reactores conectados en su terciario mediante las líneas Gran Mendoza - Cruz de Piedra 1 y 2, estando las Centrales Ullúm, Cruz de Piedra y Luján de Cuyo en servicio. El segundo transformador 500/132 kV se energizará también desde el lado 132 kV y a continuación se procederá a tensionar desde el lado 500 kV el T1GM (500/220 kV). Distrocuyo regulará tensión de manera de no superar 132 kV en las barras de la ET GM, previo a la energización de los transformadores.

Una vez logrado el cierre del anillo 132 - 500 - 220 kV a través de los transformadores, se estará en condiciones de preparar la energización de las líneas Gran Mendoza - Luján - Río Grande. Para conseguir la tensión adecuada para la energización (menor a 450 kV) se actuará sobre los reguladores de tensión de los transformadores, en forma pareja. Se coordinará con DISTROCUYO la conexión de reactores para alcanzar el valor de tensión especificado anteriormente.

Existen lógicas de interdisparo entre las ET Almafuerte y Gran Mendoza que contemplan el estado de la CN Embalse, motivo por el cual se debe tener especial cuidado durante las maniobras para evitar desconexiones en cadena de las líneas y tener que comenzar nuevamente.

Una vez tensionado uno de los transformadores de la C. Río Grande, que deberá hacerse con la menor tensión posible (considerar que en ET GM pueden existir reactores de terciario F/S), el primer grupo de la C. Río Grande deberá hacerlo como Compensador (Bomba en vacío), no como generador.

El segundo grupo de la C. Río Grande lo hará como generador, una vez que se haya reenergizado hasta ET Almafuerte y hecho el paralelo con EPEC o con CNE, según sea el caso.

9. ANEXO VI - RECUPERACIÓN DE LOS GRUPOS DE C. RÍO GRANDE DESDE C.H. REOLÍN DE EPEC

Este procedimiento operativo se adopta como última alternativa, si CNE no ha quedado en isla alimentando sus servicios auxiliares y no resulta factible la recuperación desde el Sistema Cuyo.

Se deberá verificar que se encuentran abiertos los interruptores 2GA y 2GB del transformador de bloque T1EM, lado 500 kV. Si no están abiertos, solicitar a la CNE su apertura.

Coordinar con EPEC para confirmar que se llegará a C. Río Grande energizando desde cero tensión con un grupo de C.H. Reolín o C.H. Los Molinos. Luego configurar la red para recibir tensión.

En ET Almafuerte:

- Cerrar el T2AM lado 132 kV
- Verificar que los reactores de terciario R1T2AM y R2T2AM, ambos del T2AM se encuentran conectados.

En ET Río Grande:

- Verificar que existía previo a la energización un solo transformador conectado: caso contrario proceder a la apertura de uno de ellos.
- Verificar que el transformador a energizar es el correspondiente al grupo a E/S.

Configurada la red de Transener y el equipo de la C. Río Grande a energizar, EPEC puede comenzar a energizar el tramo C.H. Reolín - C. Río Grande desde cero tensión y hasta tensión nominal.

Luego proceder a realizar paralelo entre la red energizada y el Sistema de EPEC, entrar en servicio en la C. R. Grande un grupo como generador y coordinar la subida de generación con la toma de carga.

A partir de este momento se continuarán con las maniobras necesarias para la composición del Sistema de acuerdo a la estrategia fijada.

C. Río Grande estableció que como generador sólo puede operar debajo de 130 MW aproximado de 1 ó 2 minutos, debido a problemas de vibraciones

10. ANEXO VII - ALIMENTACIÓN SEGURA A LA CENTRAL NUCLEAR EMBALSE

A los efectos de asegurar los servicios auxiliares de la CNE, ante falla de los grupos diesel de emergencia, se dispondrá de una barra de 132 kV en la ET AM para ser utilizada como barra de paso entre la Central Reolín (EPEC) y la barra de 132 kV de la CNE. Para ello sobre la barra elegida se vincularán las líneas de 132 kV ALMAFUERTE-CNE y ALMAFUERTE - REOLIN 1 ó 2, ambas con sus interruptores cerrados.

La solicitud a EPEC para entrar en servicio generación en la Central Reolín, la realiza la CNE. EPEC solicitará al CCR adoptar en barras de 132 kV de ET AM la configuración prevista.

11. ANEXO VIII - RECUPERACIÓN DE LA ET BR 132 KV Y SISTEMA TRANSNOA

Al quedar sin tensión las barras de 132 kV de la ET BR, la línea 1AFBR1 y la barra de 132 kV de la C.T. A. Fénix como consecuencia de un colapso, la Central arrancará en modo automático el Motogenerador Diesel (MGD) de Arranque en Negro, posibilitando realizar el enfriamiento y/o rearranque de sus turbinas. Transnoa, luego de recibir la confirmación del CCR de un coplapso total del SADI o de la ET BR por lo que no puede recuperar sus barras de 132 kV desde el sistema de 500 kV, confirmará a la Central la situación y ésta continuará el proceso de Arranque en Negro.

El CCR abrirá todos los interruptores de 132 kV de la ET BR manteniendo el acoplamiento transversal cerrado. Simultáneamente, Transnoa preparará su red para la toma de carga, la cual deberá ser compatible con las posibilidades de los grupos de la CTAF (escalones de 2 MW).

Con el arranque de dos turbinas, la CTAF estará en condiciones de energizar la línea de 132 kV a la ET BR en 15 minutos.

Transnoa coordinará con el CCR la energización de las barras de 132 kV mediante la línea 1AFBR1 y la reconexión de las restantes conexiones, con las Centrales Tucumán y S.M. de Tucumán la alimentación a sus servicios auxiliares y con la CTAF la toma de carga de los dos grupos que arrancaron en negro.

En todo momento, el CCR supervisará el valor de corriente por el acoplamiento de 132 kV de la ET BR.

12. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE EDEERSA LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

A continuación se describen maniobras necesarias para reponer servicio en EPEER luego de producido el colapso del SADI.

Una vez energizado el cuadrilátero de 500 kV de Salto Grande y transformadores de 500/132 kV, y cuando se le indique, EPEER tensionará su sistema de 132 kV a partir de las EETT Salto Grande y Colonia Elía. Las maniobras fueron previstas a partir de la suposición que los únicos interruptores abiertos en jurisdicción de EPEER son los que están fichados por subfrecuencia. Una vez que el personal de operaciones sepa que se encuentra en esta situación procederá a configurar el sistema de 132 kV en inmediaciones de EETT Salto Grande y Colonia Elía, a partir de que Centro de Control Salto Grande haya abierto interruptores de las líneas de interconexión con EPEER, realizando las siguientes maniobras:

En la ET Concordia:

Permanecerán cerrados los interruptores de las líneas de 132 kV Salto Grande - Concordia y Concordia - San Jose y el correspondiente al transformador Nº 1 de Concordia (con una demanda 20 MW) y

En la ET San Jose:

El interruptor de línea Concordia - San Jose y el del transformador Nº 1 de San Jose (con una demanda 10 MW)

En ET Concepción del Uruguay:

Permanecerán cerrados los interruptores de: línea 132 kV C.Elía - C. del Uruguay y de transformadores I y II (con una demanda de 16 MW)

En ET Gualeguaychú:

Permanecerán cerrados los interruptores de línea 132 kV Cnia. Elía - Gualeguaychu y ambos transformadores (con una demanda de 16 MW aproximadamente).

Con esta configuración, cuando se cierre los interruptores de las interconexiones en 132 kV EPEER - CTMSG, se repondrán aproximadamente, las siguientes demandas:

- Línea Salto Grande Argentina - Concordia: 30 MW
- Línea Colonia Elía - C.del Uruguay: 16 MW
- Línea Colonia Elía - Gualeguaychú: 16 MW

A posteriori y con el objeto de brindar servicios Internos y/o sincronizar y/o poner en paralelo las máquinas de Santa Fe Oeste y Calchines con Salto Grande, se cerrará secuencialmente, en ET C. del Uruguay: línea C. del Uruguay - Basavilbaso con una demanda del orden de 3 MW, en ET Basavilbaso: línea Basavilbaso - Nogoyá con una demanda de aproximadamente 3 MW, en ET Nogoyá: líneas Nogoyá - Crespo y en ET Crespo: línea Crespo - Paraná con una demanda de 7 MW entre ambas EE TT. A su vez la ET Paraná se configurará poniendo en una barra de 132 kV una de las líneas Paraná - Calchines y un transformador y en la otra barra la salida a Crespo, la otra línea Paraná - Calchines y el segundo transformador. Así se podrá sincronizar a posteriori la generación que se encuentre operando en isla en la zona con la de CTMSG por medio del acoplamiento de barras 132 kV de la ET Paraná o en Calchines según se decida.

Con las maniobras descriptas se ha repuesto al suministro una demanda del orden de 75 MW quedando interrumpidos aproximadamente 120 MW (incluye las demandas de EPEER y Coop. Concordia)

Todas las demandas que se mencionan corresponden a horario de pico.

A juicio nuestro resulta de fundamental importancia para la reposición del servicio, la eficacia del sistema que se implemente para comunicar la novedad acerca que el SADI se encuentra en estado de colapso a todos los agentes del MEM. También nos parece importante para la zona que, si la máquina de Calchines se encuentra en servicio, se trata que quede operando en Isla, lo cual a primera vista no parece dificil de implementar pues habría un equilibrio entre generación y demanda en la barra de 132 kV de Calchines.

13. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE G.B.A. LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

PLAN DE RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO EN EL ÁREA GBA LUEGO DE UN APAGÓN.

13.1. INTRODUCCION

El presente informe detalla las acciones a realizar, en el área del GBA tendientes a restablecer el sistema luego de un apagón total de SADI.

En su desarrollo se considera que CAMMESA informa a SACME que se trata de un apagón total. A partir de este momento SACME comienza a aplicar en el área de¡ GBA el plan de restablecimiento del servicio indicado en este informe y contra este momento se definen los tiempos de inicio de las acciones.

La recuperación del GBA comienza con un esquema de red en el cual se unen las barras de 132 kV de las subestaciones D.Sud, Costanera, Azopardo, P.Nuevo y N. Puerto para formar una barra única entre centrales.

En un futuro, cuando los nuevos ciclos combinados de las Centrales D.Sud, Costanera y Puerto queden disponibles, se podrá seguir utilizando el mismo esquema de red con la salvedad que las barras se pondrán bajo tensión con el primero de estos grupos cuya turbina de gas alcance las condiciones de sincronismo en primera instancia.

13.2. HIPOTESIS DE TRABAJO

2.1 Se prioriza la alimentación a Centrales generadoras del área y a SACME antes que el suministro de la demanda.

2.2 En segundo lugar se repondrá la demanda afectada a cortes por relé de frecuencia a fin de brindar protección del sistema.

2.3 El equipamiento funciona correctamente.

2.4 Se estiman los tiempos de sincronización de los generadores con arranque en negro en aproximadamente 30 minutos.

13.3. ACTIVIDADES A DESARROLLAR EN EL AREA GBA

3.1 SACME ordena el arranque de Dock Sud 7 y 8 y las turbinas de gas de los ciclos combinados que estén disponibles en las Centrales Costanera, Puerto y D.Sud.

3.2 Junto con la indicación a EDELAP para que coordine el arranque de la máquina de Ensenada, SACME ordena abrir los interruptores de líneas de 220 KV Nº 56 y 57 de SE Abasto y el cable Nº 230 en SE C.Bell.

3.3 A continuación SAME ordenará la apertura de los interruptores para adecuar la topología a los esquemas 1,2,3 y 4 maniobrando sobre la red. El esquema 1 está relacionado con el arranque de máquinas del área, mientras que los 2,3 y 4 se relacionan con la recepción de tensión desde el SADI.

Para ello operará en las siguientes instalaciones:

3.3.1 Líneas radiales de 132 kV

3.3.2 Líneas de transmisión de 132 y 220 kV

3.3.3 Bobinas de compensación

3.3.4 Transformadores de SSEE Principales

3.3.5 Transformadores de SSEE con 4 interruptores ubicados sobre la red troncal

3.3.6 Transformadores de SE tipo Merz ubicadas sobre la red troncal

3.3.7 Transformadores de SE Radiales.

3.3.8 Apertura de los interruptores secundarios de los transformadores AT/MT:

Confirmado por SACME el colapso a los centros de control de las Distribuidoras éstos procederán a ejecutar autónomamente con esta operación.

3.3.9 Apertura de los interruptores secundarios de los transformadores 2201132 kV.

3.4 SACME solicita a los centros de control de las Distribuidoras enviar las guardias móviles a las SSEE sin personal y sin telemando, de tal forma de dejar por lo menos una persona por SE. Cada vez que una guardia móvil llega a una SE se comunicará de inmediato con SAME.

3.5 Paralelamente todas las SS.EE que posean grupos electrógenos que alimentan sus servicios internos los arrancarán de inmediato sin previo aviso a SACME. Cuando reciban tensión desde la red deberán tener en cuenta que sus servicios internos no están en sincronismo.

3.6 Una vez en servicio las dos máquinas de Central Dock Sud, se llevará frecuencia con una y la otra la utilizará para mantener carga. Tan pronto se sincronice cualquier otra máquina del área GBA o el SADI con estas máquinas de D.Sud se dejará de controlar frecuencia con ellas y pasarán a llevar la carga que SACME fije.

3.7 Con la máquinas de Central D.Sud energizando los cables de esquema 1, SACME coordinará el arranque de las turbinas de gas de los ciclos combinados y el arranque de auxiliares de las Centrales Costanera, Puerto y/o D. Sud que les permitan mantener sus máquinas en rotación lenta y, si es posible, el arranque de las máquinas turbovapor.

3.8 La consigna de frecuencia a mantener en el GBA, en tanto no esté vinculado al resto del SADI, y el seguimiento y mantenimiento de la misma será realizado por SACME, para lo cual encargará la regulación secundaria de frecuencia a un generador de área y le fijará la consigna de frecuencia a mantener.

3.9 El lugar en que se sincronizará la generación en servicio en el GBA con el resto del SADI dependerá donde se reciba tensión por primera vez, esto es Ezeiza, Abasto o Rodriguez. Los esquemas 2, 3 y 4 indican los lugares de sincronización según el caso, quién dirige la maniobra de sincronismo y quién actúa sobre las máquinas para conseguir las condiciones de sincronismo.

3.10 El arranque de motores de los servicios auxiliares en las Centrales Costanera, N.Puerto, P.Nuevo y/o D.Sud será coordinado por SACME una vez que se tenga bajo tensión la barra intercentrales.

3.11 Las magnitudes de potencia a reponer en primera instancia cuando se recibe tensión del SADI se indican en los esquemas 2, 3 y 4. Las normalizaciones posteriores serán coordinadas entre SACME y CAMMESA.

3.12 Avisado por SACME que están sincronizados los subsistemas del área GBA con el SADI, el generador del área asignado por SACME dejará de llevar frecuencia.

3.13 El resto de demanda y cables se va normalizando paulatinamente en forma coordinada con CAMMESA.

3.14 En paralelo a las tareas antes enunciadas SACME estará en contacto con EDELAP a efectos de ver la marcha del proceso de arranque de dicha área y evaluar la posibilidad de entrar en paralelo, según el avance del proceso de recuperación del área GBA, ya sea con máquinas del área GBA o con el SADI si ya se tiene bajo tensión SE Abasto desde 500 kV. También el centro de control de la Empresa EDELAP informará el estado del proceso de arranque del generador de Ensenada.

3.15 Para entrar en paralelo EDELAP con el SADI se sincronizará en SE La Plata enviando tensión desde SE Abasto si se recibe tensión desde el SADI o se sincroniza con el área GBA enviando tensión vía el TR 1 o 2 de SE La Plata, la línea 56 o 57 y la línea 50 o 51 desde la SE Costanera.

13.4. ENSAYOS A REALIZAR

Para garantizar el éxito de algunas de las acciones propuestas, se recomienda la realización del siguiente ensayo:

Arrancar el generador de ciclo combinado de la Central Buenos Aires y sus grupos auxiliares en isla, recibiendo tensión desde la SE Dock Sud a través de un cable energizado fuera de sincronismo con una turbina de dicha central.

13.5. CONSIDERACIONES FINALES

La normalización de toda la demanda del área del GBA dependerá de la demanda total a reponer y la disponibilidad de generación en las Centrales del área.

Si se modifica cualquiera de las hipótesis planteadas, se extenderá el período de normalización con tiempos no predecibles.

Cuando se encuentren disponibles los ciclos combinados dependerá de qué turbina llegue en primer término al final de su arranque para energizar la barra intercentrales.

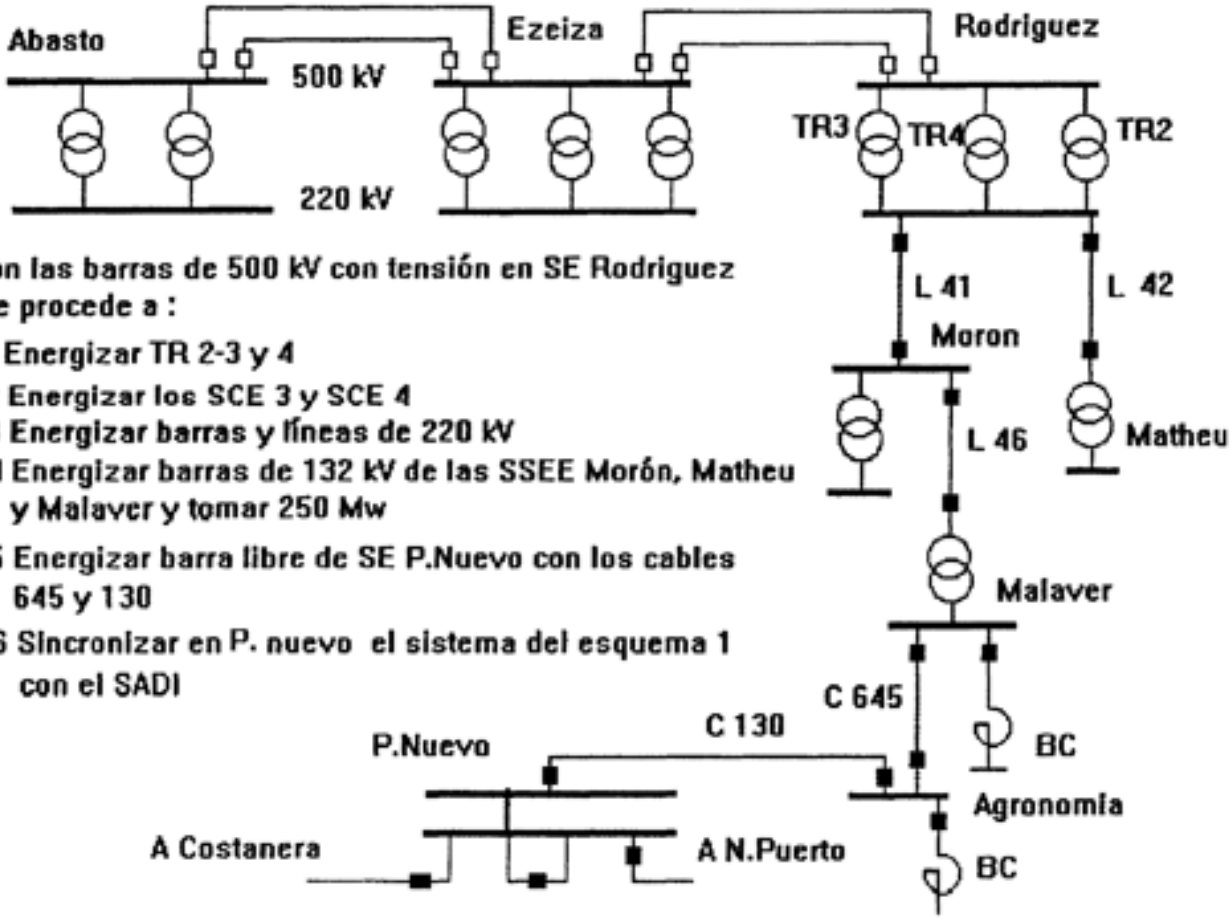
El arranque en negro de área GBA dependerá en todos los casos que sea factible el arranque en negro de las siguientes instalaciones:

a) En la actualidad las turbinas 7 y 8 de Central Dock Sud.

b) En el futuro las TG de los ciclos combinados de las Centrales Dock Sud, Costanera y Puerto.

Nota: Se adjunta anexo con las condiciones de arranque de las Centrales D.Sud, Costanera y Puerto.

ESQUEMA 3 :Procedimiento de energización desde 500 kV de SE Rodriguez.



Con las barras de 500 kV con tensión en SE Rodriguez se procede a :

1 Energizar TR 2-3 y 4

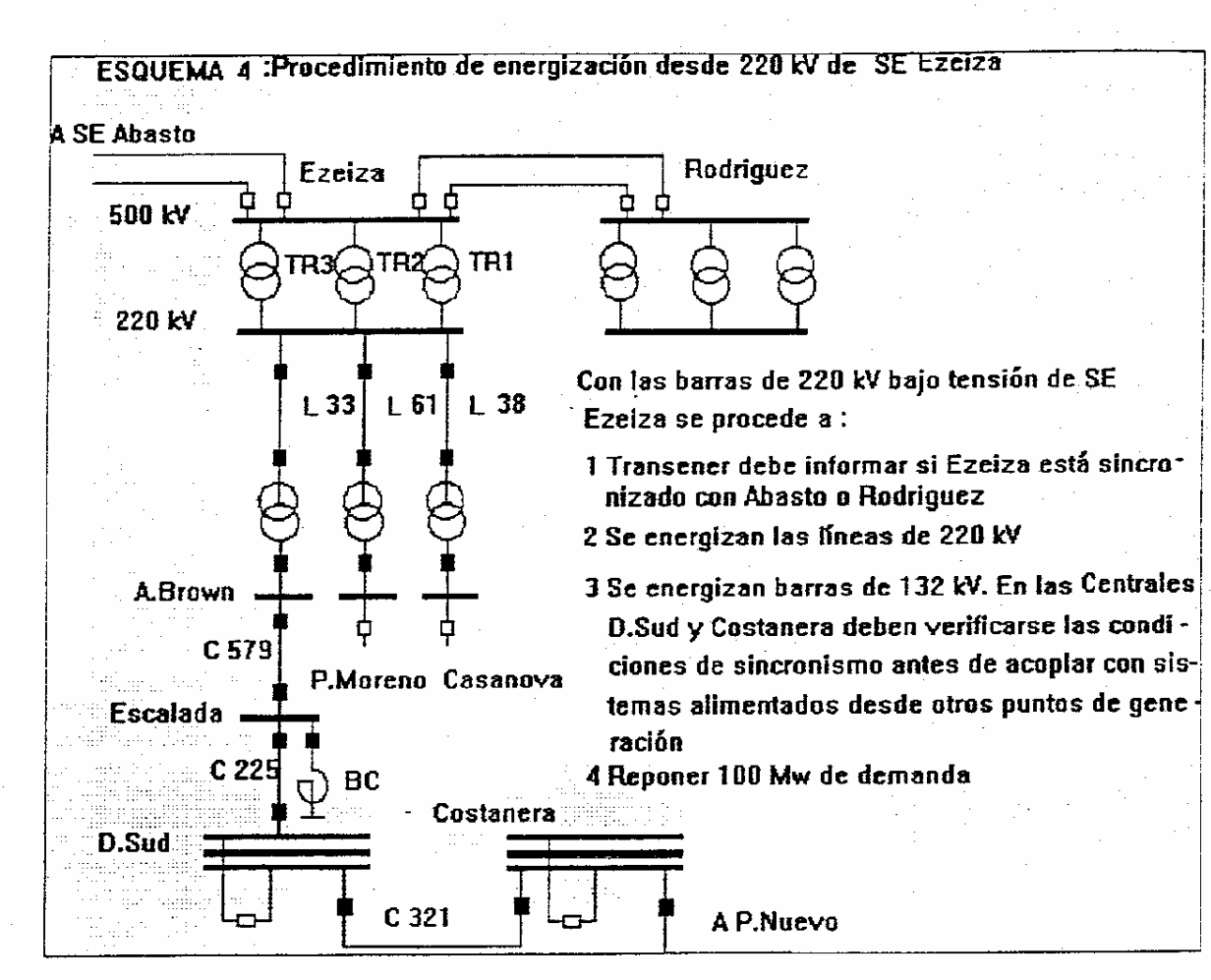
2 Energizar los SCE 3 y SCE 4

3 Energizar barras y líneas de 220 kV

4 Energizar barras de 132 kV de las SSEE Morón, Matheu y Malaver y tomar 250 Mw

5 Energizar barra libre de SE P.Nuevo con los cables 645 y 130

6 Sincronizar en P. nuevo el sistema del esquema 1 con el SADI



14. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE CUYO LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

Se adjunta la Instructiva de la referencia que contempla la energización simultánea (alternativa I), de los vínculos de 220 Kv. P.I. A. del Toro - Nihuil 2- Cruz de Piedra y la energización del tramo P.I. A. del Toro - Nihuil2 (alternativa II) para el caso en que la línea 220 Kv. A. del Toro - C. De Piedra no esté operable.

El propósito de esta instructiva es que los operadores no actúen aisladamente y estén en conocimiento de las distintas acciones que se efectúan en el Sistema Regional hasta su normalización.

Cabe aclarar que de no poder efectuarse el arranque en negro de la C.H. A. del Toro, por el motivo que fuere, el C.T.R. solicitará a la C.H. Nihuil 1 el “arranque en negro” de la misma, siguiendo, el personal del complejo, la instructiva “Maniobras a efectuar en el sistema Nihuil en caso de colapso general del Sistema” (arranque en negro de la central Nihuil 1).

Se está confeccionando un esquema unifilar del S.I.C. que será enviado para que los operadores de las centrales lo posean.

14.1. ALTERNATIVA 1: VIA SIMULTANEA P.I. AGUA DEL TORO - C.H. NIHUIL 2 - CRUZ DE PIEDRA.

OPERADOR C.H. A. DEL TORO

- Al confirmar la pérdida total de tensión de la central, siguiendo directivas propias de salvaguardia de la misma, inicia la secuencia de arranque en negro hasta tensionar las barras de servicios esenciales de grupos y llega hasta el paso previo al cierre del interruptor de grupo.
- A solicitud del C.T.R., con la instrucción precisa, cierra el interruptor de máquina del grupo y excita simultaneamente y en forma progresiva los vínculos P.I. A. del Toro - Nihuil 2 - C. de Piedra (esq. 1) hasta tensión nominal, coordinando con el C.T.R los niveles de tensión.
- Regulará tensión y frecuencia en permanente contacto con el C.T.R.
- C.T.R. comunicará el cierre del lado 132 Kv. Del trafo 220/132 Kv. En la central Nihuil 2, para controlar los niveles de tensión y se sugerirá el paralelo del segundo grupo. (de encontrarse éste disponible).
- C.T.R. comunicará el ingreso del grupo de la C.H. Nihuil 2 para la regulación de la Isla, quedando a partir de este momento liberada la C.H. Agua del Toro de esta responsabilidad.

OPERADOR C.H. NIHUIL 1

- Sin tensión en barras de 132 Kv. de C.H. Nihuil 1, 2 y 3.
- Abrirá salidas 132 Kv. fábricas Carbometal, Grassi , Malargue, (si es que no han desenganchado por mínima frecuencia), y Alvear en Nihuil 3.
- A solicitud del C.T.R. , abrir salida 132 Kv. P. Vargas y lado 132 Kv. del trafo 220/132 Kv. en Nihuil 2.
- Recupera en C.H. Nihuil 1 el servicio interno y se esperan instrucciones del C.T.R. (tratar de no ocupar la onda portadora).
- A solicitud del C.T.R. cierra lado 132 Kv. del trafo de Nihuil 2, tensionando las barras de 132 Kv. del complejo y controlando los niveles de tensión en contacto con el C.T.R..
- Con un nivel adecuado en 132 Kv. cerrará fábrica Grassi.
- A solicitud del C.T.R. cerrará la salida 132 Kv. a P. Vargas.
- A solicitud del C.T.R. se ingresará con un grupo de la C.H. Nihuil 2 para el control de la frecuencia del Sistema Regional en isla, teniendo la precaución de trabajar con el grupo subexcitado de ser necesario.
- Controlado el grupo, y con las tensiones controladas, cerrar las salidas 132 Kv. Malargüe y Alvear (Importante: en estos casos no es necesaria la comunicación previa a EMSE).
- El C.T.R. solicitará el ingreso de grupos de acuerdo a las necesidades.

OPERADOR C.T.R.

- Constata en display, en tiempo real, el colapso total del sistema.
- Solicita el arranque en negro de la C. H. Agua del Toro - Lujan - C.H. Ullun - Río Mendoza.
- Solicita a Nihuil 1 la apertura de las salidas 132 Kv. P. Vargas y lado 132 Kv. del trafo en Nihuil 2.
- Con la ayuda del display de emergencia adapta el display de Distrocuyo en tiempo real procediendo por telecomando a la apertura del sistema en puntos estratégicos (esquema 1).
- Preparado el P.I. A. del Toro (esq.1) solicita a la C.H. A. del Toro el “cierre del interruptor de máquina del grupo”, y comunica a la C.H. Nihuil 1 dicho arranque.
- Con niveles de tensión adecuados cierra lado 132 Kv. autos 1 y 2 en C. de Piedra energizando las barras de 132 Kv. de la misma, las salidas 1 y 2 a E.T. G. Mendoza, barras de ésta y E.T. Montecaseros. (Esq. 1).
- Controlado el nivel de tensión de 132 Kv. en C. de Piedra, se cierra en ésta la salida 132 Kv. R. de la Cruz, tensionando hasta E.T. las Heras. (salida 132 Kv. Guaymallén abierta) y se solicita la toma de carga con salidas de 13,2 Kv. En permanente contacto con C.H. A. del Toro, se normaliza carga de 13,2 Kv. en C. de Piedra y Montecaseros, con precaución, para estabilizar el grupo.
- Inmediatamente solicita a la C. H. Nihuil 1, previo control de los niveles lado 220 Kv. del trafo, el cierre lado 132 Kv. del mismo recibiendo tensión las barras de 132 Kv. del complejo.
- Solicitará el cierre salidas 132 Kv. P. Vargas y a E.T. San Rafael, conectar carga 13,2 Kv. y en P. Vargas normalizar la C.H. 25 de Mayo.

- **IMPORTANTE: La C.H. el Tigre recibe tensión y procede al arranque de sus grupos. Las maniobras anteriores se realizarán en contacto con la C.H. A del Toro.**
- Estabilizado el grupo de C.H. A del Toro, se solicitará el ingreso de un grupo de la C.H. Nihuil 2 para asumir el control de la regulación de frecuencia del sistema en isla, en coordinación con la C.H. A. del Toro.
- Cerrará la salida 220 Kv. Reyunos en el P.I. A. del Toro (previa a la apertura de la salida 220 Kv. G. Mendoza en el P.I. Los Reyunos para los servicios internos de la central y el ingreso de los grupos, de considerarse conveniente.
- Estabilizados los grupos de C.H. A. del Toro y Nihuil se procederá a la normalización del Sistema Regional de acuerdo a pautas específicas del C.T.R.

14.2. ALTERNATIVA 2: VIA P.I. AGUA DEL TORO - NIHUIL 2.

OPERADOR C.H. A. DEL TORO

- Confirma pérdida tota tensión e inicia arranque en negro.
- A solicitud del C.T.R. cierra interruptor de máquina y excita progresivamente el vínculo de 220 Kv.: P.I. A. del Toro - Nihuil 2, controlando los niveles de tensión y frecuencia.
- En coordinación con el C.T.R. transfiere la regulación de frecuencia al grupo de C.H. Nihuil 2.

OPERADOR C.H. NIHUIL 1

- Sin tensión barras de 132 Kv. nihuil 1-2-3.
- Procede con su consigna propia (idem alternativa 1).
- A solicitud del C.T.R. abre salida 132 Kv. a P. Vargas y lado 132 Kv. Del trafo 220/132 Kv. en Nihuil 2.
- A pedido del C.T.R. cierra lado 132 Kv. del trafo 220/132 Kv. en Nihuil 2 dando tensión a las barras de 132 Kv. del complejo.
- A solicitud del C.T.R. ingresa la línea 132 Kv. Grassi (tomar carga) y cierra la salida 132 Kv. a P. Vargas.
- A solicitud del C.T.R. ingresa un grupo en C.H. Nihuil 2 para asumir el control de la frecuencia de la isla.
- En la medida de las posibilidades se ingresarán los grupos del complejo.

OPERADOR C.T.R.

- Constatado el colapso total del sistema se opera de acuerdo al display de emergencia.
- IMPOSIBILIDAD DE ENERGIZAR VINCULO 220 KV. P.I. A. DEL TORO - C. DE PIEDRA: el cambio consiste en dejar abierta la salida 220 kv. C.de Piedra en el P.I. A. del Toro.
- Solicita la apertura de la salida 132 Kv. P. Vargas y lado 132 Kv. del trafo 220/132 Kv..
- Solicita a la C.H. A. del Toro el cierre del interruptor de máquina del grupo, y excitar progresivamente el vínculo 220 Kv. P.I. A del Toro - Nihuil 2, hasta tensión nominal.
- Solicita a la C.H. Nihuil 1 el cierre lado 132 Kv. del trafo 220/132 Kv. en Nihuil 2.
- En contacto con la C.H. A. del Toro, solicita a Nihuil 1, el cierre de la salida 132 Kv. Grassi y tomar carga en la fábrica.
- Solicita cerrar salida 132 Kv. P. Vargas para tomar carga con la E.T. San Rafael y P. Vargas. (C.H. 25 de Mayo).
- IMPORTANTE: La C.H. El Tigre recibe tensión y procede al arranque de sus grupos.
- No perder contacto con la central A. del Toro.
- Solicitar a C.H. Nihuil 1 el ingreso de un grupo en C.H. Nihuil 2 para asumir la regulación de la frecuencia de la isla, en coordinación con C.H. A. del Toro.

- Controlado el nivel de tensión de 132 Kv. En P. Vargas, se cerrará la salida 132 Kv. A Cápiz.
- Se normalizará E.T. Capiz; luego se procederá a normalizar las E.E.T.T.(previo al cierre de la salida 132 Kv. a Capiz en Anchoris), Anchoris, B.R. Tunuyán y llegar a energizar rapidamente las barras de 132 Kv. de E.T. C. de Piedra.
- A partir de esta maniobra, el C.T.R. se manejará con pautas específicas teniendo como objetivo llegar por el nivel de 132 Kv. a E.T. G. Mendoza, energizar los trafos de 500/132 Kv. Y luego energizar el autotrafo 500/220 Kv.

15. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DEL COTDT COMAHUE LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

15.1. INTRODUCCION

El presente Procedimiento da los fundamentos de una estrategia de recuperación del Sistema Regional Comahue (SRC) luego de un colapso total del SADI. El mismo se enmarca dentro del "Plan de acción para mejorar las condiciones de operación" impulsado por CAMMESA.

15.2. AMBITO DE APLICACION

El Procedimiento es de aplicación a la red de transporte de TRANSCOMAHUE y al equipamiento de los agentes usuarios del mismo, y la Central Planicie Banderita y la interconexión hasta ésta. No incluye las interconexiones regionales en las EE.TT. 500/132 kV de Choele Choel y Alicurá.

15.3. OBJETIVOS

El objetivo de la estrategia de recuperación es el de minimizar el tiempo de normalización del SRC, en forma compatible al siguiente orden de prioridades:

a) Reponer la alimentación a las cargas críticas necesarias para reestablecer y/o mantener el control y protección del SIR en el menor tiempo posible.

b) Reponer la alimentación a las cargas críticas desde el punto de vista de la comunidad regional en el menor tiempo posible.

c) Reponer la alimentación a las cargas que pueden contribuir a la recuperación del SADI.

d) Reponer la alimentación al resto de las cargas del SRC.

e) Despachar las Centrales Hidráulicas en función de sus restricciones en el despacho hidráulico.

f) Despachar las Centrales térmicas en función de sus posibilidades de arranque en negro o autónomo y despacho de reactivo que permita mantener un adecuado perfil de tensiones en el sistema.

g) Contar con procedimientos alternativos ante alteraciones en el procedimiento normal.

El objetivo de minimizar el tiempo de normalización del sistema regional dependerá de los recursos de generación y transporte disponibles al ocurrir el colapso, los que varían en el tiempo al irse incorporando nuevas Centrales y líneas de transporte. Por ello, la presente orden de servicio que describe el procedimiento general a seguir por el operador del Centro de Control de Operaciones del Transporte por Distribución Troncal Comahue (COTDT COMAHUE), contiene un Anexo donde se hallan predeterminadas las condiciones particulares de los Grupos Generadores, de tal forma de facilitar la toma de decisiones y reducir así los tiempos de la recuperación.

Los Agentes involucrados en este procedimiento, comunicarán al COTDT COMAHUE, antes del inicio de cada periodo estacional toda modificación a su condición operativa, como ser:

- Prioridades de reconexión de alimentadores por ET.
- Prioridades de despacho de grupos térmicos.
- Límites de sobrecarga de equipos en emergencia, incluyendo los propios y los de otros agentes involucrados en la recuperación.

- Tiempos estimados de maniobras tales como arranque en negro, paralelo de Centrales, etc.
- Restricciones al despacho hidráulico.
- Requerimientos de reserva rotante.

15.4. PROCEDIMIENTOS PREVIOS

Detectadas en el COTDT COMAHUE las señales de un colapso, el operador realizará un relevamiento del estado de las EETT de El Chocón, Arroyito, Alto valle, Playa Planicie Banderita y Medanito. De verificarse la ausencia de tensión en barras de 132 kV de dichas EETT, independientemente de que por la actuación de automatismos hayan quedado islas locales de generación y demanda, se declarará al Sistema Regional Comahue (SRC) en estado de EMERGENCIA POR COLAPSO TOTAL, se completará el relevamiento con el estado de las Centrales del SRC, y se comunicará al Centro de Control de Operaciones del Transporte Ezeiza (COTE) y/o al COC la novedad, requiriendo del mismo el estado de la red de 500 kV. Si dicha red estuviera en EMERGENCIA por COLAPSO TOTAL, esto es que no se dispondrá en lo inmediato de asistencia desde la red de 500 kV para la recuperación, o transcurrido más de 15 minutos sin lograr comunicación y/o confirmación, se iniciará el PROCEDIMIENTO DE RECUPERACION, comunicando la situación al Jefe de Operaciones del COTDT, quien brindará la asistencia requerida. Se interrumpe o adelanta la finalización, en la medida de lo posible, de todas las Licencias en curso sobre equipamientos que contribuirán a la recuperación del SRC.

15.5. PROCEDIMIENTO DE RECUPERACION

1. Se realiza la apertura de todos los siguientes interruptores:
   - Playa P. Banderita: TP1, Línea a Central P. Banderita y Salida a Loma de La Lata.
   - Medanito: Todos los interruptores de 33 y 132 kV menos el de línea a P. P. Banderita.
   - Alto Valle: Todos los interruptores de 13,2 y 132 kV menos el de línea a P. P. Banderita.
   - Arroyito: Salidas a Gran Neuquén, P. Huincul, Chocón I, Chocón II, Agua del Cajón I y II.
   - Chocón: Salidas a Piedra del Aguila, Cutral Có, T2, T4 y Chocón Oeste.
   - Termoroca: Salida a Cinco Saltos.
   - Agua del Cajón: Todos los interruptores de 132kV de los Transformadores.
2. El COG de Hidroeléctrica Cerros Colorados (HCC) pasa a depender del COTDT. Se informa al COTE. El COTDT solicita al COG HCC, que entre en servicio un grupo generador para alimentar el SRC.
3. El COG HCC comunica al COTDT COMAHUE que inicia la secuencia de interconexión al SRC. El COG HCC abrirá los interrutores de máquina, realizará la apertura del interruptor de 500 kV BL15 y el cierre de la interconexión 500/132 kV en Planicie Banderita, e iniciará el arranque autónomo de un grupo. Finalizada la secuencia, el COG HCC informará al COTDT COMAHUE el resultado de la misma. Se tensionará las barras de 132 kV Playa P. Banderita, Medanito, Cinco Saltos y Alto Valle. Se pasa luego al punto 8.
4. Si el COG HCC comunica al COTDT COMAHUE que no contará con el despacho de la Central Planicie Banderita, el COTDT COMAHUE dispondrá el arranque y puesta en servicio de un grupo generador de Central Térmica Alto Valle (ALV22 o ALV23), los dos grupos de Central Chihuidos y un grupo de Central Casa de Piedra.
5. El COG Casa de piedra (CdP) iniciará la secuencia de arranque autónomo de un grupo (CD01 o CD02) Finalizada la secuencia, el COG CdP informará al COTDT COMAHUE el resultado de la misma. De ser exitosa, se prevee suministrar desde esta central las E.T. Los Divisaderos y Medanito, y de demorarse y/o ser fallido el arranque de Alto Valle, asistir a traves de las líneas Medanito-Centenario-Alto Valle-Arroyito, el arranque de ésta última central.
6. El COG Chihuido iniciará la secuencia de arranque autónomo de los dos grupos. Finalizada la secuencia, el COG Chihuido informará al COTDT COMAHUE el resultado de la misma. De ser exitosa, se prevee suministrar desde esta central las E.T. Chihuido, Puesto Hernández, Pampa Trill y Chos Malal, asistiendo el arranque de la central Filo Morado.
7. El COG CTAV iniciará la secuencia de arranque autónomo de un grupo (ALV22 o ALV23), energización de barras de 132 kV y 13,2 kV de la ET y conexión de los alimentadores de Servicios Auxiliares de la

Central y ET. Se le indicarán las consignas de tensión, las restricciones operativas vigentes que le sean aplicables y los alimentadores adicionales a conectar. Finalizada la secuencia, el COG CTAV informará al COTDT COMAHUE el resultado de la misma. De ser exitosa, se prevee asistir el arranque de la Central Arroyitos.

8. Desde Alto Valle se energiza Línea a ET Arroyito. En Arroyito se tensiona barras de 132 kV y Líneas a Central Arroyito.
9. El COG de Central Arroyito iniciará la secuencia de arranque de un grupo hasta su puesta en paralelo. Finalizada la secuencia, el COG informará al COTDT COMAHUE el resultado de la misma, quien le indicará las consignas de tensión y las restricciones operativas vigentes que le sean aplicables. A continuación se tensionará una línea a Central Agua del Cajón. El COG Central Agua del Cajón dispondrá la Central para su arranque, quedando a la espera de instrucciones del COTDT COMAHUE
10. Se realiza la apertura de todos los interruptores de lineas de 132 kV y alimentadores de MT de las restantes EETT que interconectan en 132 kV Centrales y/o interconexiones 500/132 kV o cierran anillos entre éstas.
11. Desde Alto Valle se energiza Línea a Cipolletti y Termoroca. En Termoroca se tensiona barras de 132 kV y Transformador a la Central. El COG Termoroca dispondrá la Central para su arranque, quedando a la espera de instrucciones del COTDT COMAHUE.
12. El COTDT COMAHUE autorizará el arranque autónomo de las Centrales Julián Romero y Divisaderos, las que, de acuerdo a sus posibilidades, realizarán las conexiones para formar una isla local, en barras de 13,2 kV, del Centro de distribución Cinco Saltos, la primera y en barras de 13,2 kV y 33 kV la segunda. Finalizada la secuencia, informarán al COTDT COMAHUE el resultado de la misma.
13. Si no se lograra el arranque autónomo en ninguna de las Centrales de los ítems 3, 5 y 7, se recurrirá a la Central Julián Romero y con ésta al arranque asistido de un grupo de Central Alto Valle (en este caso podrá ser mediante el grupo ALV21), y se continúa con la secuencia principal.
14. Se realiza la apertura de interruptores de líneas de 132 kV, excepto en las ET en la punta de sistemas radiales, y de alimentadores de MT en el resto de las EETT del SRC.
15. Se cierran los interruptores de lineas de 132 kV y alimentadores de MT de tal forma de incorporar islas de cargas alimentadas radialmente desde las EETT de Arroyito, Alto Valle y Playa Planicie Banderita, de acuerdo al orden de prioridad establecido por el COTDT COMAHUE. En el proceso se podrán despachar grupos adicionales y/o redistribuir el despacho de potencia activa y reactiva en función del estado del sistema.
16. La regulación primaria de frecuencia en la isla regional del SRC será realizada con el siguiente orden de prioridad:
    i. Central Planicie Banderita
    ii. Central Arroyito
    iii. Central Termoroca
    iv. Central Agua del Cajón
    v. Central Alto Valle
17. Se procede a cerrar los anillos Playa Planicie Banderita - Cinco Saltos – Termoroca -Cipolletti – Alto Valle y P.P. Banderita -Medanito - Centenario - Alto Valle – P. P. Banderita. Se energizan las líneas Termoroca –Gral. Roca – V. Regina, Medanito - Puesto Hernández, Puesto Hernández - Filo Morado, Arroyito – G. Neuquén – Centenario y Chocon – P. Del Aguila. En el proceso se indicará a cada ET la conexión de alimentadores de MT a realizar.
18. Se indica al COG Central Filo Morado (COG CTFM) el inicio de la secuencia de arranque asistido de tres grupos. Se le indicarán las consignas de tensión y las restricciones operativas vigentes que le sean aplicables. Finalizada la secuencia, el COG CTFM informará al COTDT COMAHUE el resultado de la misma.
19. Se procede a incorporar el resto de los sistemas en 132 kV radiales, indicando a cada ET la conexión de alimentadores de MT a realizar.
20. Se procede a conectar el resto de los alimentadores del SRC.

21. Se realizan las maniobras necesarias para normalizar las variables del sistema restantes fuera de límites.
22. Si en el transcurso de la recuperación no se hubiera realizado el paralelo con el sistema de 500 kV, se comunicará al COTE la finalización de la recuperación y la disponibilidad del Sistema Regional para el paralelo. Luego de realizado el paralelo en Planicie Banderita, esta Central será restituída a la jerarquía del COTE. Realizado el paralelo en Planicie Banderita o Chocón, se declara al SRC en estado de CONDICIONES ANORMALES. realizado el paralelo en ambas y normalizadas todas las variables, se declara al SRC en CONDICIONES NORMALES.

15.6. ANEXO 1 - CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS GRUPOS GENERADORES

a) CENTRAL ARROYITO:

- No cuenta con arranque en negro o autónomo.
- En caso de salida de servicio, la Central posee un Grupo Auxiliar de Emergencia (GAE), para alimentar los equipos auxiliares esenciales de toda la Planta.
- Tiempo máximo admisible sin energía externa: 1 hora.
- Tiempo de arranque: 2 minutos.
- Puede tomar carga a razón de 1MW/seg.
- Mínimo Técnico: 17,5 MW.
- Presenta márgenes de regulación horaria al caudal erogado, que pueden ser violados transitoriamente en situación de emergencia pero que debe ser compensado en forma horaria.

b) CENTRAL ALTO VALLE:

- Cuenta con arranque en negro o autónomo en los grupos turbogás ALV22 y ALV23, arranque que también puede extenderse a los ciclos combinados. Los motores de lanzamiento son motores de combustión interna de 540 HP. El grupo AVALTG21 tiene un motor eléctrico de 500 HP.
- El Tiempo máximo admisible sin energía, para mantener disponible los grupos AVALTG22 y 23, es de 90 minutos.
- Tiempo de arranque:
  - AVALTG23: 18 minutos
  - AVALTG22: 18 minutos
  - AVALTG21: 15 minutos
  - AVALCC1: de 60 a 120 minutos
  - AVALCC2: de 60 a 120 minutos

Para un periodo mayor de 8 hs de estar fuera de servicio los tiempos de arranque son:

  - AVALTG23: 33 minutos
  - AVALTG22: 33 minutos
  - AVALTG21: 30 minutos
  - AVALCC1: 145 minutos
  - AVALCC2: 145 minutos
- Tiempo de paralelo a plena carga:
  - AVALTG23: 5 MINUTOS
  - AVALTG22: 5 minutos
  - AVALTG21: 15 minutos

- AVALCC1: 45 minutos
- AVALCC2: 45 minutos

- Mínimo Técnico:
  - AVALTG23: 18 MW
  - AVALTG22: 18 MW
  - AVALTG21: 10 MW
  - AVALCC1: 37 MW
  - AVALCC2: 37 MW

c) CENTRAL FILO MORADO:

- No cuenta con arranque autónomo.
- La alimentación a servicios auxiliares (incluyendo planta compresora) se realiza mediante alimentadores desde barras de MT.
- Tiempo máximo sin energía externa: 3 horas (pasado ese lapso la indisponibilidad es de 72 horas).
- Tiempo de arranque: 7 minutos.
- Tiempo desde el paralelo a plena carga: 15 minutos
- Mínimo técnico:

  FM21: 8MW

  FM22: 7 MW

  FM23: 8 MW

d) CENTRAL AGUA DEL CAJON:

- No cuenta con arranque autónomo.
- El motor de lanzamiento de las máquinas es:

  ACAJTG01 – 02: motor diesel de 1155 HP

  ACAJTG03-04-05: motor eléctrico de 1000 HP

  ACAJTG06: motor eléctrico de 2000 HP
- Tiempo máximo sin energía externa: 12 horas.
- Tiempo de arranque: 40 minutos
- Tiempo desde el paralelo a plena carga: 20 minutos.
- Mínimo técnico:

  ACAJTG01 – 02: 40 MW

  ACAJTG03-04-05: 30 MW

  ACAJTG06: 90 MW

e) CENTRAL TERMOROCA

- No cuenta con arranque autónomo.
- Motor de lanzamiento es de 1000 kW y 6,6 kV.
- Tiempo máximo sin energía externa: 72 hs.
- Tiempo de arranque en caliente 20: minutos
- Tiempo de arranque en frío (planta de gas cerrada): 40 minutos.
- Tiempo de paralelo a plena carga: 12 minutos.

- Mínimo técnico: 60 MW

f) CENTRAL PLANICIE BANDERITA:

- Cuenta con arranque autónomo.
- La alimentación externa a servicios auxiliares se realiza mediante un alimentador y línea en 13,2 kV desde la ET Playa Planicie Banderita.
- A fin de mantener los caudales aguas abajo, debe comenzar a generar en un tiempo menor a 2 horas (condicionamiento variable en forma diaria y horaria, las dos horas corresponden a la situación más crítica, que se da los lunes a la madrugada).
- Mínimo técnico 120 MW, admite menos en períodos cortos.

g) CENTRAL EL CHOCON

- No interviene en la recuperación de la isla regional, no obstante es la Central que inicia la recuperación del SADI ante un colapso total, y si fallara su arranque autónomo, tiene como alternativa de arranque externo su energización desde barra de 13,2 kV de servicios auxiliares de ET Chocón, energizada desde el terciario del transformador 500/132/13,2 kV. Para ello se deberá energizar previamente la ET Chocón Este desde ET y Central Arroyito. Una tercer alternativa es utilizar la nueva conexión en 13,2 kV entre ET Choconcito - Villa El Chocón - ET Chocón.

h) CENTRAL CASA DE PIEDRA

- Tiene arranque en negro, la planta tiene un Grupo diesel de 275 kVA de arranque automático.
- Tiempo máximo admisible sin energía externa: 2 horas 30minutos.
- Tiempo de arranque: 2 minutos 30 segundos.
- Tiempo de paralelo a plena carga: 4 minutos 30 segundos.
- Mínimo técnico: 11 MW.

i) CENTRAL CHIHUIDOS

- Tiene arranque en negro , este Autogenerador puede quedar abasteciendo su demanda y alimentar los servicios internos de Filo Morado, en tal caso ambos generadores pueden quedar operando en isla con la carga de su área.

j) CENTRAL PLAZA HUINCUL: no se tiene información.

k) CENTRAL J. ROMERO cuenta con arranque autónomo.

16. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE EPE SANTA FE LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

ORDEN DE SERVICIO (Provisoria)

La presente Orden de Servicio tiene por objeto dar una orientación para la acción de reposición del Sistema Interconectado Regional ante colapsos del SIN.

Con ello se pretende minimizar el tiempo de normalización del Sistema.

Colapso: De todas las contingencias probables que pueden ocurrir en al SADI, solo la pérdida del doble tramo que une El Chocón con Ezeiza y el consiguiente arrastre de la línea Choele Choel-Bahía Blanca, por estabilidad, permiten suponer, en casos de análisis de simples contingencias, que se puede llegar a un colapso total. También contingencias múltiples debidas por ejemplo a atentados, pueden provocar apagones totales en importantes áreas del Sistema.

Información: Los únicos que tendrán la información de que ha ocurrido un colapso total son los operadores del OED, ya que ellos son los que disponen información de prácticamente todo el Sistema Argentino de 500 kV.

En éstas condiciones el nivel determinante será el OED y deberá dar en esas condiciones la instrucción al COT de separar el sistema en subsistemas aislados. En cada subsistema (área) aislado cada COT, COTDT o COD deberá coordinar la recuperación de su propia área hasta el nivel de demanda mayor que le sea posible de acuerdo a la generación disponible en el área. Una vez alcanzado ese nivel de equilibrio avisará al OED su disponibilidad de interconectarse, y éste determinará la oportunidad de la sincronización que coordinará con dicho COT, COTDT o COD y el COT.

Ante ésto el OED comunicará rápidamente a los operadores la situación y comenzará a aplicar la estrategia de recuperación que estará dada en tres lugares fundamentales, sin perjuicio de que se impulsará la recuperación en forma parcializada de todas las áreas que poesean generadores con arranque en negro.

Las áreas fundamentales por las que se puede comenzar a recuperar el sistema de 500 kV son:

1. CTM salto Grande
2. Zona Centro, Cuyo y NOA
3. Zona Comahue

Recuperación del área Litoral:

a) Arranque en negro Santa Fe Oeste:

Además de Salto Grande, las única central que posee arranque en negro en la Zona Litoral es Santa Fe Oeste, por lo cual se deberá disponer una recuperación parcial de la demanda con ambas TG que permitan por un lado llegar a Calchines, y a través de las líneas Santo Tomé 132 Kv, Arocena, San Lorenzo hasta Sorrento para alimentar los SA de ésta última.

b) Recuperación desde Salto Grande hacia Santo Tomé:

En cuanto el margen de Salto Grande lo permita, se deberá energizar las líneas a Santo Tomé y Rosario Oeste, priorizando desde éstas EETT la reposición de las líneas de 132 kV que permita llegar hacia las centrales generadoras del área Litoral, como ser Santa Fé Oeste, Calchines, Paraná, Sorrento y San Nicolás.

Procedimientos:

Detectadas en el Centro de Control Operativo las señales de colapso, el operador realizará la consulta al OED, el que informará mediante un mensaje breve que permita determinar la magnitud del mismo.

El alcance del evento permitirá decidir sobre la necesidad del arranque de máquinas en reserva fría.

1. Puesta en servicio TG SFEOTG21 y SFEOTG22 para rearranque de otros TV.

Configurar el sistema para comenzar rearranque de generadores, priorizando la alimentación de los mismos antes que el suministro a la demanda.

b1) SANTA FE OESTE:

- Puesta en servicio de ambas TG tomando la carga indispensable en Santa Fe Oeste para su estabilización.
- Tensionar barras de 132 kV y alimentar a través del cable Calchines una barra de 132 kV de la E.T.Calchines.

CALCHINES:

- Habilitar un transformador para las normalización de los servicios auxiliares. Sobre la otra barra de 132 kV. disponer una línea a Paraná de modo de enviar tensión, o eventualmente recibir tensión de la EPEER efectuando el paralelo con el acoplamiento de 132 kV.

SANTO TOME:

- Tensionar a través de una de las líneas Santa Fe Oeste las barras de Santo Tomé (previa desvinculación trafos de potencia en ésta última). Habilitar la línea a Arocena.

AROCENA:

- Energizar barras de 132 kV., tensionar transformador de potencia con una carga que permita controlar tensión (aproximadamente 2 MW). Energizar la línea a Puerto San Martín.

PUERTO SAN MARTIN:

- Energizar barras de Puerto San Martín y línea a San Lorenzo.

SAN LORENZO:

- Energizar barras de San Lorenzo y tensionar el transformador 2 de la E.T. vinculado a una carga que permita controlar tensión.
- Normalizar servicios auxiliares en el Centro de Control Operativo, y luego tensionar línea a Sorrento.

SORRENTO:

- Energizar barras de Sorrento. A través del transformador de 9,6 MVA suministrar los servicios auxiliares al bloque 3, y a través del transformador 4 los correspondientes a Sorrento "A". Asimismo se normalizará en la medida de lo posible y con carácter prioritario, la alimentación a Obras Sanitarias y otros servicios esenciales.

A medida que los generadores entren en régimen irán tomando carga paulatinamente y priorizando los servicios esenciales hasta donde la generación disponible lo permita.

Datos disponibles de tiempos de rearranque (arranque caliente)

SORRTV13: tiempo de parada inferior a las 8 hrs.

tiempo total de rearranque 330 min. (se suman 30 min. con caldera vacía).

SORRTV11: tiempo de parada inferior a las 8 hrs.

tiempo total de rearranque 170 min. (se suman 30 min. con caldera vacía).

SORRTV12: tiempo de parada inferior a las 8 hrs.

tiempo total de rearranque 210 min. (se suman 30 min. con caldera vacía).

CALACTV11: tiempo total de rearranque 120 min.

2. Disponibilidad tensión de 500 kV

b1) Desde Rosario Oeste

Para alimentación TV SORRENTO

- barras de 132 kV, línea Sorrento, barras Sorrento.

Para alimentación TV SAN NICOLAS

- barras 220 kV, línea Ramallo, barras 220 kV Ramallo, autotransformador de Ramallo, LAT San Nicolás 4, barras de San Nicolás.
- barras 132 kV., línea Rosario Sur, barras Rosario Sur, línea Gral. Lagos, línea San Nicolás 2, barras San Nicolás (eventual regulación de tensión con trafo Rosario Oeste).

b2) Desde Santo Tomé

- barras de 132 kV., línea Santa Fe Oeste, barra Santa Fe Oeste, Línea Calchines, cable Calchines. Eventualmente línea Paraná, barras Paraná.

Recomposición de cargas, en función de instrucciones de CAMMESA.

La demanda de hora pico de la Provincia de Santa Fé es aproximadamente de 700 MW. y de 550 MW fuera del pico. Los consumos asociados a las E.E.T.T. Romang, Santo Tomé y Rosario Oeste son los siguientes:

PICO: Romang = 50 MW

Sto.Tomé = 320 MW (Sin generación en Sta.Fé y 40 MW para EPEER)

R.Oeste = 420 MW (Sin generación en Sorrento)

VALLE: Romang = 30 MW

Sto.Tomé = 180 MW (Sin generación en Sta.Fé y 46 MW para EPEER)

R.Oeste = 230 MW (Sin generación en Sorrento)

RESTO: Romang = 40 MW

Sto.Tomé = 240 MW (Sin generación en Sta.Fé y 42 MW para EPEER)

R.Oeste = 314 MW (Sin generación en Sorrento)

17. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE EPEC LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

OBJETIVO: NORMALIZAR EL S. I. R. C. QUE INVOLUCRA:

- GENERACIÓN.
- TRANSPORTE.
- GRANDES USUARIOS.
- DISTRIBUCIÓN.

1- Recuperación del colapso total del S.I.R.C. (Interconectado entre ET Malvinas y ET Almafuerte). Contando con el aporte del sistema de 500 kv para la normalización.

- Una vez que Centro de Control haya tomado conocimiento y confirmado la situación de colapso total del sistema se procederá:

  1-1 Informar al C.O.T (Litoral) , C.O.C. (C.A.M.M.E.S.A.) las novedades ocurridas y a las estaciones del S.I.R.C. la situación de colapso total y la implementación del plan de recuperación del colapso.

  1-2 Coordinar con el C.O.T la normalización de las interconexiones con Almafuerte y Malvinas en 132 KV.

  1-3 Tensionar el sistema de 132 kV según lo detalla la configuración 1 caso 1 , que presenta a la red dividida en dos subsistemas de 132 KV , uno dependiente del aporte de la ET Malvinas , el otro subsistema del aporte de ET Almafuerte.

La división mencionada se produce abriendo las líneas 132 KV Molinos -Suroeste y Bº Jardín - Molinos.

El subsistema dependiente de ET Malvinas se compone de las siguientes estaciones interconectadas:

Malvinas - Pilar B - Este - Sur - Suroeste -Yocsina - Carlos Paz - Malagueño - Falda del Cañete - La Falda - Abasto - Norte - Rodríguez del Busto - Oeste - Centro - Bº Jardín - Arroyito - Jesús María - Monte Cristo - San Francisco 66 y San Roque 66.

El Subsistema dependiente de ET Almafuerte involucra a las siguientes estaciones interconectadas:

Almafuerte - Pilar A - Villa Maria - Isla Verde - Gral Deheza - Gral Cabrera -Las Higueras - Las Ferias -Río Cuarto -Reolin - Molinos - La Viña - Villa Dolores - Santa Rosa (EDESAL) - Villa Mercedes (EDESAL) - Tancacha - Maranzana - Levalle 66 - Piedras Moras 33 - F. Simon66 - Cassafouth 66.

Dando prioridad exclusiva al ingreso de la generación necesaria, luego a los demás servicios auxiliares de las estaciones transformadoras de alta tensión.

1-4 Continuar conectando las líneas de 132 KV Molinos - Suroeste , Bº Jardin - Molinos y cerrar el acoplamiento de ET Pilar según configuración 1 caso 2 , quedando de esta forma los subsistemas

132 KV unidos , formando la red de 132 KV provincial y configurada para conectar cargas y los sistemas de 66 KV que se mencionan en los puntos siguientes.

1-5 Llevar el sistema a las configuraciones 1 caso 3 y restablecer demandas según disponibilidad de potencia y niveles de tensión (ver anexo 1).

1-6 Tensionar todos los subsistemas de 66 KV y líneas de 33 KV.

1-7 Restablecer la demanda en media tensión según la disponibilidad de potencia existente y los niveles de tensión (Ver anexo 1).

2 - Recuperación de colapso total del S.I.R.C. sin el aporte del sistema de 500 kV.

- La recuperación del S.I.R.C. en esta situación debe realizarse solamente con la generación propia del área es decir sin contar con el aporte de potencia desde 500 KV.
- Una vez que Centro de Control haya tomado conocimiento y confirmado la situación de colapso total del sistema se procederá:

2-1 Informar al C.O.T (Litoral), C.O.C. (C.A.M.M.E.S.A.) las novedades ocurridas y a las estaciones del S.I.R.C. la situación de colapso total y la implementación del plan de recuperación del colapso.

2-2 Preparar la red para el ingreso en forma inmediata de la generación hidráulica considerada en la configuración 2 caso 1 donde intervienen las centrales hidráulicas F. Simons , Cassaffousth , Reolin, Molinos y La Viña. Esta operación deberá ser realizada por el personal de operación de estas mismas estaciones, una vez que se encuentren sin tensión y reciban la comunicación desde el Centro de Control de Colapso total del sistema y de cumplimentar con el plan de recuperación de colapso total definido como caso Nº 2.

2-3 A medida que ingresa la generación mencionada en la configuración 2 caso 1 , continuar armando del sistema 132 KV según la configuración 2 caso 2 , esta operación será solicitada por Centro de Control. No esta previsto en esta etapa conectar alimentadores de media tensión ni sistemas de 66 KV.

2-4 Toda aquella generación de E.P.E.C. que dispone de arranque autónomo deberá comenzar con esta operación en forma inmediata y no esperar el restablecimiento de la tensión por otros medios. (Ver anexo 2)

2-5 Según la disponibilidad de potencia local, información que deberá disponer y controlar el C Control, se continuara con la normalización de las demás líneas de 132 KV según la configuración 2 caso 3. La conexión de estos equipamientos será ordenada por el C. Control.

2-6 Restablecer demandas prioritarias según disponibilidad de potencia existente en el área. (Ver anexo 1)

2-7 Llevar al S.I.R.C. a la configuración 2 caso 4 , tensionar los subsistemas de 66 KV. y normalizar demanda según anexo 1

17.1. ANEXO 1 - RESTABLECIMIENTO DE LA DEMANDA.

1. El restablecimiento de la demanda será autorizado solamente por el Centro de Control ó disposiciones particulares que así lo definan por escrito.
2. Toda conexión autorizada de carga en las estaciones transformadoras, deberá ser controlada permanentemente por el operador que se encuentra conectando los alimentadores a fin de mantener valores aceptables de frecuencia y tensión en la emergencia.
3. ESTRATEGIA DE RECUPERACIÓN DE LA DEMANDA.

RESTABLECER:

3-1 Alimentación a todas las centrales generadoras y cargas críticas. (C.Embalse ver anexo 5)

3-2 Servicios auxiliares de las demás estaciones transformadoras.

3-3 Demandas prioritarias - Contratos.

3-4 Demandas de distribución y agentes del M.E.M.

17.2. ANEXO 2 - GENERACION EN CONDICIONES DE ARRANCAR CUANDO HAY UN CERO TENSIÓN

GENERACIÓN CON ARRANQUE EN NEGRO (Autónomo).

1 - GENERACIÓN TÉRMICA:

1-1 Levalle TG1 y TG2

1-2 San Francisco TG2

2 - GENERACIÓN HIDRÁULICA:

2-1 C.H.Reolin - Cuenta con grupo auxiliar Hidráulico

2-2 C.H.Molinos - " " " "

2-3 C.H.La Viña - " " " "

2-4 C.H.San Roque " " " "

2-5 C.H. F.Simons -Dispone excitación por baterías

2-6 C.H.Cassaffousth " " "

2-7 C.H. Calera " " "

La generación definida como prioritaria para comenzar con el restablecimiento de la tensión según se define en la configuración 2 caso 1 es:

C.H. Reolin

C.H. Molinos

C.H. F.Simons

C.H. Cassaffousth

C.H. La Viña

Las demás centrales de la región que se encuentren en condiciones de conectarse al sistema, podrán así realizarlo en la emergencia, pero siempre manteniendo el valor de la frecuencia de 50 hz pudiendo quedar conectadas al sistema con una potencia muy reducida. Centro de Control definirá sobre la marcha la condición en que permanecerán los grupos.

Central Hidráulica Molinos tomara la regulación de la frecuencia en la emergencia coordinando con Centro de Control la operación de los grupos.

Centro de Control controlara el equilibrio potencia frecuencia del sistema a fin de permitir el ingreso de otra generación mediante la conexión de carga en la red.

Si eventualmente queda generación operando en isla esta deberá continuar en esa situación hasta que Centro de Control autorice el paralelo con el sistema recuperado ó defina la operación a seguir.

CENTRAL HIDRÁULICA MOLINOS será la considerada como primer generador para el arranque autónomo frente a un colapso total de tensión, por tener un equipamiento de arranque mas adecuado para la emergencia y también contar con la posibilidad de tomar auxiliares desde la barra 13 KV alimentada por Molinos II que dispone de un rele de subfrecuencia que permite al generador seguir operando en isla cuando se produce esta contingencia.

Pudiendo por alguna razón operativa comenzar a restablecer la tensión cualquier otro generador del área.

17.3. ANEXO 3 – MANIOBRAS A REALIZAR

Cuando Centro de Control informa a las estaciones transformadoras la situación de COLAPSO TOTAL SOLAMENTE EN 132 KV los tablerista de las E.T. de alta tensión deberán verificar el cero tensión en su estación y llevar el sistema a la configuración 1 caso 1.

El sistema de alta tensión debería quedar cerrado, salvo aquellas líneas que tienen protección de mínima tensión y subfrecuencia que pudieran encontrarse abiertas por actuación de estas protecciones.

Los tablerista deben descargar todas las barras de media tensión, desconectando las líneas de media tensión.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA QUE DEBEN QUEDAR CONECTADOS:

Todos los demás transformadores de A.Tensión que no figuren en esta nómina deben estar desconectados de ambos lados.

- E.T. OESTE Transformador 4 132/13 KV conectado de ambos lados, barras de 13 KV cerradas.
- E.T. VILLA MARIA Transformador 1 132/66 KV conectado ambos lados - barras de 13 KV cerradas.
- E.T. CARLOS PAZ Un Autotransformador 132/66 KV conectado ambos lados -alimentar a S.Roque por 66 KV.
- E.T. REOLIN Un Autotransformador 132/66 KV conectado de ambos lados.
- E.T. LAS FERIAS Transformador 132/13 KV y Autotransfornador 132/66 kV, conectado de ambos lados.
- E.T. LA VIÑA Un Autotransformador 132/66/13 KV conectado para dar auxiliares a la central y posibilitar la generación de energía.
- E.T SAN FRANCISCO Un Autotransformador 132/66 KV y un Transformador 132/13 KV conectados de ambos lados sobre la misma barra.
- E.T. SAN ROQUE Transformador 66/13 KV conectado de ambos lados.
- ET ARROYITO Un autotransformador 132/66 KV cerrado ambos lados para conectar con subsistema 66 KV hasta San Francisco.

INTERCONEXIONES DE 132 KV.

Las Interconexiones mencionadas a continuación solamente serán operadas por orden de Centro de Control:

Almafuerte-Reolin 1

Almafuerte - Reolin 2

Almafuerte - Pilar 1

Almafuerte - Pilar 2

Almafuerte - Tancacha

Malvinas -Norte

Malvinas - R. Busto

Malvinas - Abasto

Malvinas - Arroyito

Malvinas - Pilar

Malvinas - Montecristo

Villa Dolores - Santa Rosa

Rio Cuarto - Villa Mercedes

17.4. ANEXO 4

Cuando Centro de Control informa a las estaciones transformadoras la situación de COLAPSO TOTAL EN 132 KV Y 500 KV, los tablerista de las E.T. de alta tensión deberán verificar el cero tensión en su estación y llevar el sistema a la configuración 2 caso 1.

En este caso se deberá realizar la recuperación con la generación propia del área.

El sistema de alta tensión debería quedar cerrado, salvo aquellas líneas que tienen protección de mínima tensión y subfrecuencia que pudieran encontrarse abiertas por actuación de estas protecciones.

Los tablerista deben descargar totalmente todas las barras de media tensión, desconectando las líneas de media tensión como también abrir aquellos transformadores y autotransformadores que se encontraban con carga y no fueron considerados en la configuración 2 caso 1 para comenzar con la recuperación.

Formar un subsistema 132 KV y 66 KV que involucre a las centrales definidas como prioritarias para comenzar con el restablecimiento de la tensión que son:

- C.H. MOLINOS
- C.H. REOLIN
- C.H. F.SIMONS
- C.H. CASSAFFOUSTH
- C.H. LA VIÑA

CONFIGURAR EL SISTEMA PARA ESTE TIPO DE CONTINGENCIA DE LA SIGUIENTE FORMA:

E.T. REOLIN

- Abierta L 132 Almafuerte 1 y 2
- Abierta L 132 Molinos 2
- Abierta L 132 Rio 4º
- Abierta ambos lados Autotransformador 1 132/66 KV
- Abierto ambos lados Autotransformadores 66/33 KV
- Abierta L66 F.Militar 1 y 2
- Abierta L66 Rio III
- Cerrado ambos lados Autotransformador 2 de 132/66 KV
- Cerrada L 132 Molinos 1
- Cerrada L 66 F.Simons
- Cerrada L 66 Cassaffouth

E.T. MOLINOS

- Abierto L 132 Reolin 2
- Abierta L 132 Bº Jardin
- Abierta L 132 Suroeste
- Cerrada L 132 Reolin 1
- Cerrada L 132 La Viña
- Cerrado Transformador 132/13 KV de conexión con Molinos II.

(Solamente cuando el grupo generador Mol II este F/S) , ya que este puede quedar generando en isla.

E.T. LA VIÑA

- Abierta L 132 Villa Dolores

- Abierta L 66 Los Pozos
- Cerrada L 132 Molinos
- Cerrado ambos lados un autotransformador 132/66/13 KV

E.T. CASSAFFOUTH

- Abierta L 66 San Ignacio
- Cerrada L 66 Reolin
- Cerrado ambos lados Trafos de Máquinas.

E.T. F. SIMONS

- Abierto trafo de 66/13 KV.
- Cerrada L 66 Reolin
- Cerrado ambos lados trafo de máquinas.

Las Interconexiones mencionadas a continuación solamente serán operadas por orden de Centro de Control:

- Almafuerte-Reolin 1
- Almafuerte - Reolin 2
- Almafuerte - Pilar 1
- Almafuerte - Pilar 2
- Almafuerte - Tancacha
- Malvinas -Norte
- Malvinas - R. Busto
- Malvinas - Abasto
- Malvinas - Arroyito
- Malvinas - Pilar
- Malvinas - Montecristo
- Villa Dolores - Santa Rosa
- Rio Cuarto - Villa Mercedes

17.5. ANEXO 5

Este anexo 5 solo se aplicara si la Central Nuclear Embalse solicita a E.P.E.C. el envío de tensión por 132 KV debido a falla en el arranque de sus grupos diesel de emergencia , ante un colapso total de tensión que involucre a las areas CENTRO - CUYO - NOA y donde la C.N.EMBALSE solicite el envío de tensión por 132 KV para alimentar sus servicios auxiliares , Centro de Control comunicara C.O.T. Litoral para que disponga la barra 2 de 132 KV en E.T.ALMAFUERTE para ser utilizada como barra de paso de la generación de E.P.E.C. que puede ser de C.H.REOLIN o cualquiera de las centrales que integran la configuración 2 caso 1. (Por ejemplo Central H.Molinos).

CONFIGURACIÓN PREVISTA PARA DAR ALIMENTACIÓN A C.N.EMBALSE POR 132 KV.

- E.T. ALMAFUERTE: Barra Nª 2 de 132 KV liberada y solamente conectada con L 132 KV Reolin 2 y L 132 kv C.N. Embalse.
- E.T. REOLIN Barra A 132 KV liberada y solamente conectada con L 132 KV Almafuerte 2 y la generación de C.H. Reolin conectada sobre barra “A”.

Si se produjo el ingreso anticipado de otra generación hidráulica prevista en (Configuración 2 caso 1) , la barra 132 KV de Reolin se encontrara tensionada en 132 KV , debiendo en este caso solamente conectarse la L 132 Almafuerte 2 para dar alimentación a la C.N.E.

17.6. ANEXO 6 - OPERACIÓN ALTERNATIVA PREVISTA PARA TENSIONAR EL SUB SISTEMA 500 KV. ALMAFUERTE - C.NUCLEAR EMBALSE - RIO GRANDE DESDE UNA GENERACIÓN HIDRÁULICA.

OBJETIVO: Tensionar el subsistema 500 KV para que luego se realicen operaciones con la generación de la C.N.Embalse ó C.H.Rio Grande.

OPCIONES:

4. Tensionar desde C.H.REOLIN.
5. Tensionar desde C.H.MOLINOS.

Dada la reducida potencia de cada uno de los grupos hidráulicos involucrados en esta operación, resulta imposible que con un solo grupo además de tensionar el subsistema 500 KV Almafuerte - C.N.Embalse - Rio Grande, se tome potencia adicional para auxiliares de Embalse o de Rio Grande , esto ocasionaría importantes variaciones en la tensión y frecuencia difícilmente controlables con los mecanismos automáticos del grupo seleccionado.

1. MANIOBRA PREVISTA PARA TENSIONAR DESDE C.H.REOLIN EL SUBSISTEMA DE 500 KV.

TRANSENER:

- E.T. ALMAFUERTE: Liberar la barra 2 de 132 KV y dejarla conectada solamente con el transformador 500/132 KV Nª 2 y línea 132 KV Reolin 2.

E.P.E.C.:

- E.T. REOLIN: Liberar la barra A de 132 KV y dejarla conectada solamente con la línea 132 KV Almafuerte 2.

DETALLE DE LA MANIOBRA EN E.T.REOLIN:

1-Abrir acoplamiento de barras 132 KV.

2 -Abrir línea Molinos 2 (conectada sobre barra “A”)

3 -Abrir el autotransformador que se encuentre conectado en la barra A de 132 KV.

4 - Desactivar la protección de mínima frecuencia.

5 - Desactivar la protección de mínima tensión del grupo generador.

6 - Conectar el generador elegido sobre barra “A” para tensionar el subsistema configurado con la menor tensión en bornes posible, (lo más cercana a cero KV).

7 - Ir aumentando gradualmente la excitación del generador, que producirá también un aumento en su tensión de bornes y en la tensión del subsistema conectado.

8 - Llevar al generador a su tensión nominal y mantener la frecuencia en 50 hz, (controlar permanentemente los valores P, Q del grupo)

2. MANIOBRAS PREVISTAS PARA TENSIONAR DESDE C.H.MOLINOS EL SUBSISTEMA DE 500 KV.

TRANSENER:

- E.T. ALMAFUERTE: Liberar la barra 2 de 132 KV y dejarla conectada solamente con el transformador 500/132 KV Nª 2 y línea 132 KV. Reolin 2.

E.P.E.C.:

- E.T. REOLIN: Liberar la barra A de 132 KV y dejarla conectada solamente con la línea 132 KV Almafuerte 2 y línea Molinos 2.
- E.T. MOLINOS: Liberar la barra A de 132 KV y dejarla conectada solamente con la Línea 132 kv Reolin 2.

DETALLE DE LA MANIOBRA EN E.T.REOLIN:

1-Abrir acoplamiento de barras 132 KV.

2 -Abrir el autotransformador que se encuentre conectado en la barra A de 132 KV.

3 - Desactivar la protección de mínima frecuencia.

4 - Debe quedar el sistema Reolin configurado en su barra A de 132 KV: Abierto acoplamiento de barras, cerrada linea Almafuerte 2, cerrada línea Molinos 2, abierto el autotransformador 132/66 KV que se encuentre conectado a la barra A 132 KV de Reolin.

DETALLES DE LAS MANIOBRAS EN E.T. MOLINOS:

1 - Abrir acoplamiento de barras 132 KV.

2 - Dejar la barra “A” 132 KV conectada solamente con L 132 Reolin 2.

3 - Desactivar la protección de mínima frecuencia.

4 - Desactivar la protección de mínima tensión del grupo generador.

5 - Conectar el generador elegido sobre barra A para tensionar el subsistema configurado con la menor tensión en bornes posible, (lo más cercana a cero KV).

6 -Ir aumentando gradualmente la excitación del generador, que producirá también un aumento en su tensión de bornes y en la tensión del subsistema conectado.

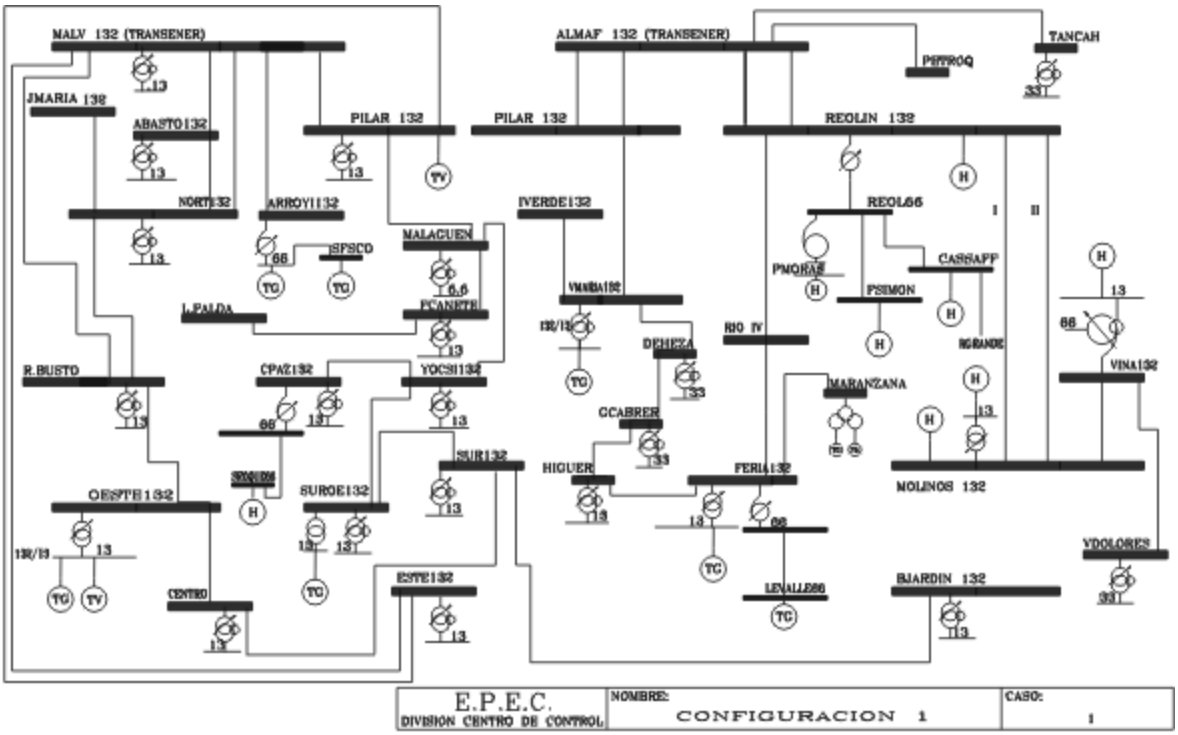
7 - Llevar el generador a su tensión nominal y mantener la frecuencia en 50 hz , controlar los valores P y Q del grupo.

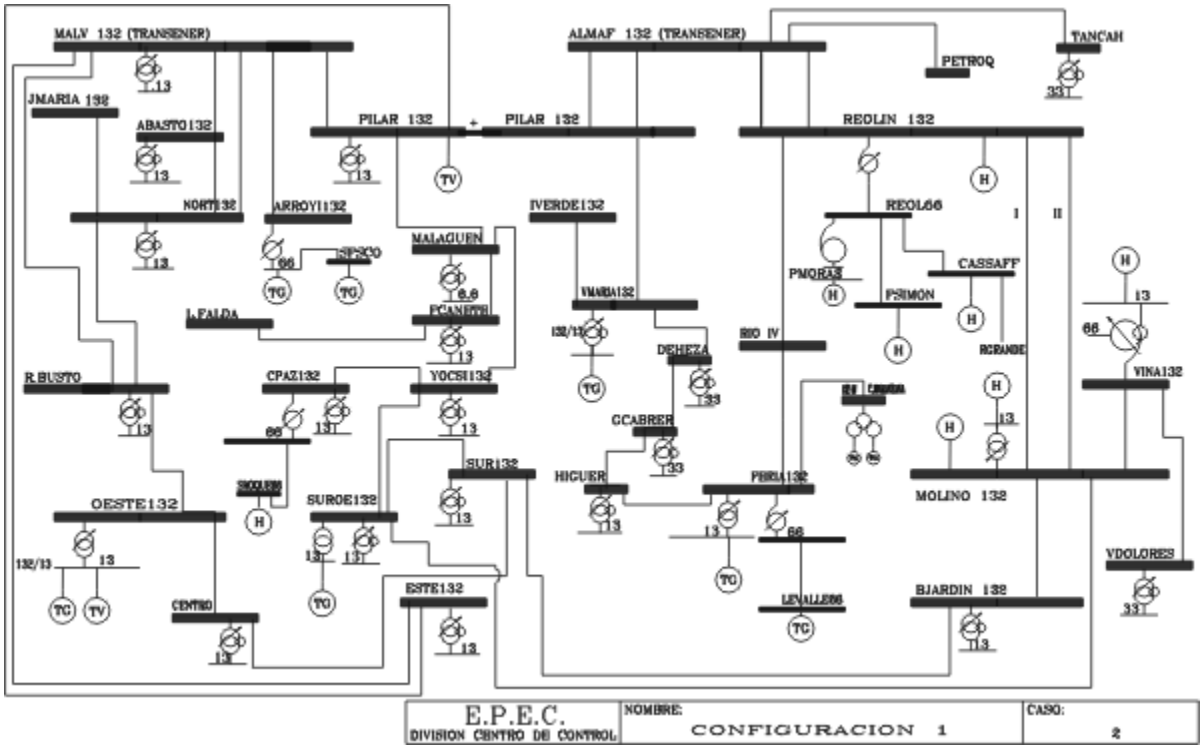
Centro de Control Setiembre de 1998.

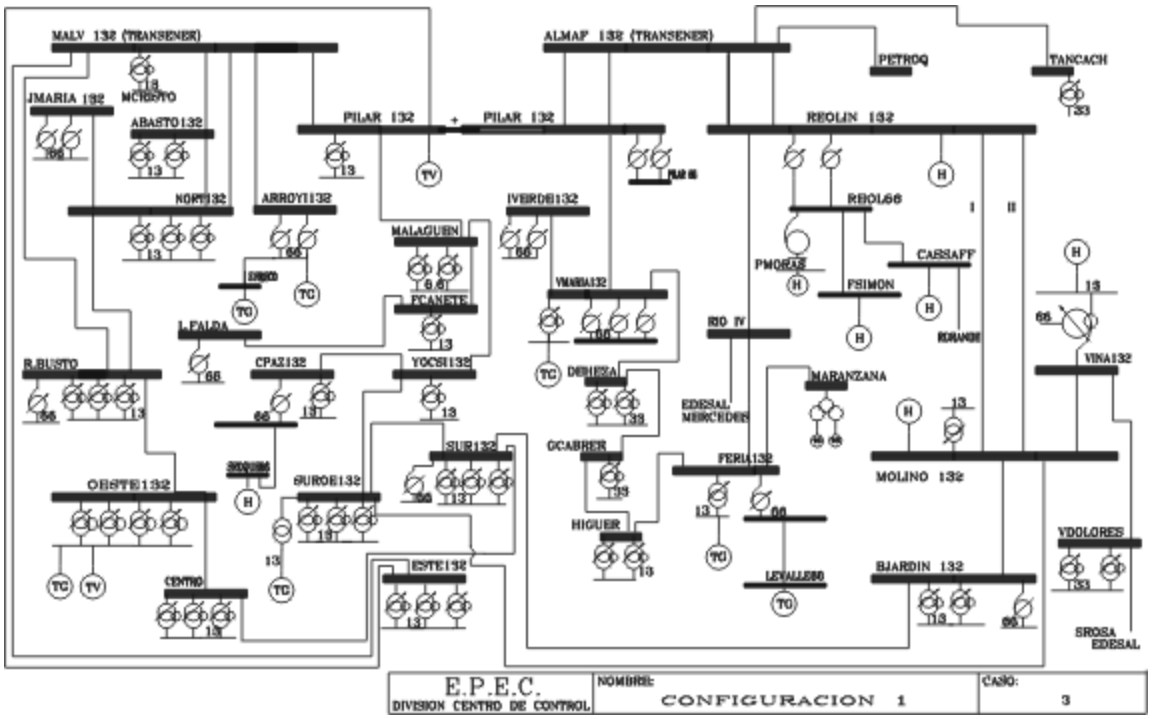
MEDIOS DE COMUNICACIÓN QUE DISPONE EL CENTRO DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN

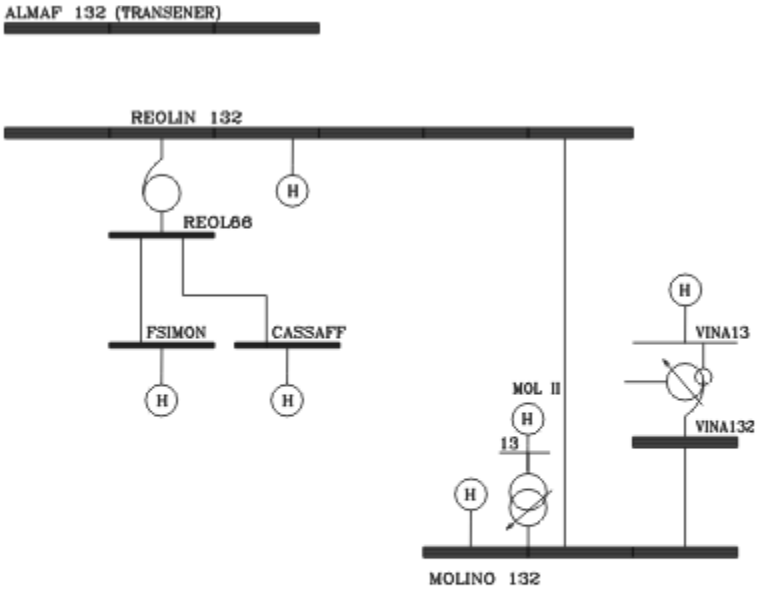
6. Onda Portadora con O.E.D. , TRANSENER , E.E.T.T. y Centrales Generadoras.
7. Teléfono (TELECOM) con O.E.D. , TRANSENER , E.E. T.T de alta tensión y Centrales Generadoras
8. Sistema de Radio con las Estaciones y Centrales Generadoras.

La autonomía del sistema de comunicaciones frente a un colapso de tensión es de un tiempo no menor a las cuatro horas

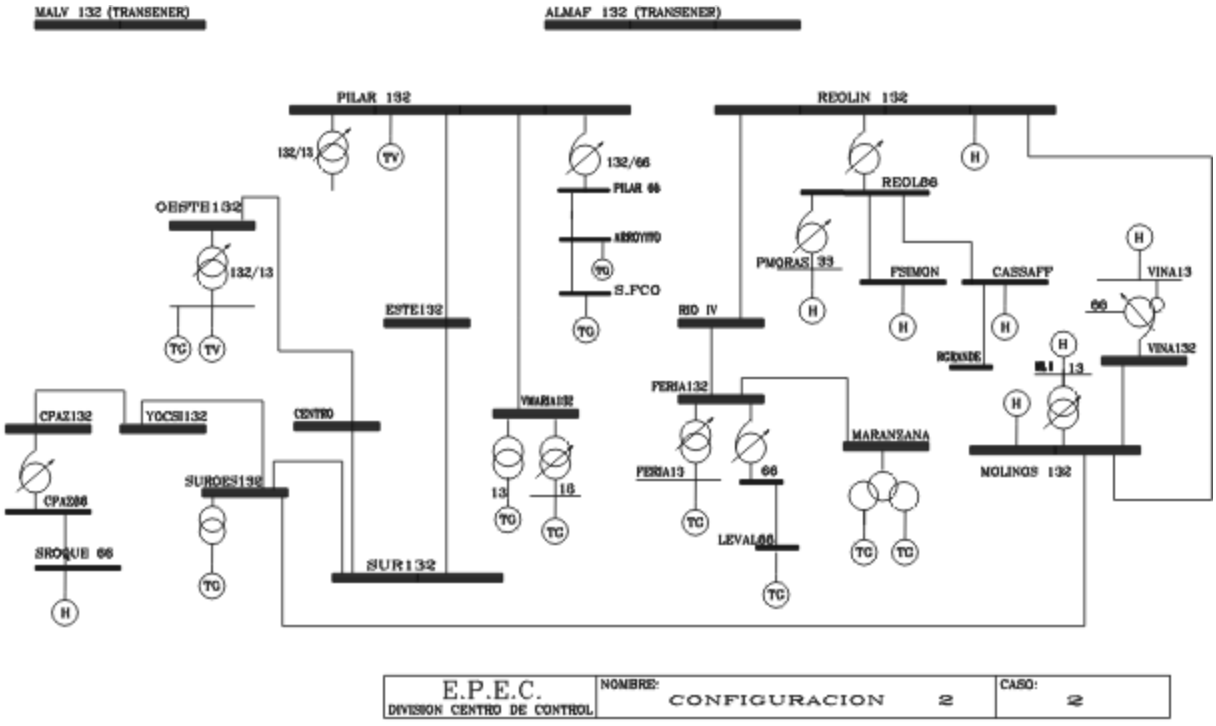

MALV 132 (TRANSENER)
ALMAF 132 (TRANSENER)
TANCAH
PETROQ
JMARIA 132
ABASTO132
PILAR 132
PILAR 132
REOLIN 132
NORT132
ARROYI132
IVERDE132
REOL66
MALAGUEN
SFSCO
CASSAFF
PMORAS
PSIMON
L.FALDA
PCANETE
VMARIA132
RIO IV
DEHEZA
R.BUSTO
CPAZ132
YOCSI132
MARANZANA
VINA132
GCABRER
SUR132
HIGUER
FERIA132
MOLINOS 132
OESTE132
SUROE132
VDOLORES
ESTE132
LEVALLE66
BJARDIN 132
CENTRO
E.P.E.C.
DIVISION CENTRO DE CONTROL
NOMBRE:
CONFIGURACION 1
CASO:
1

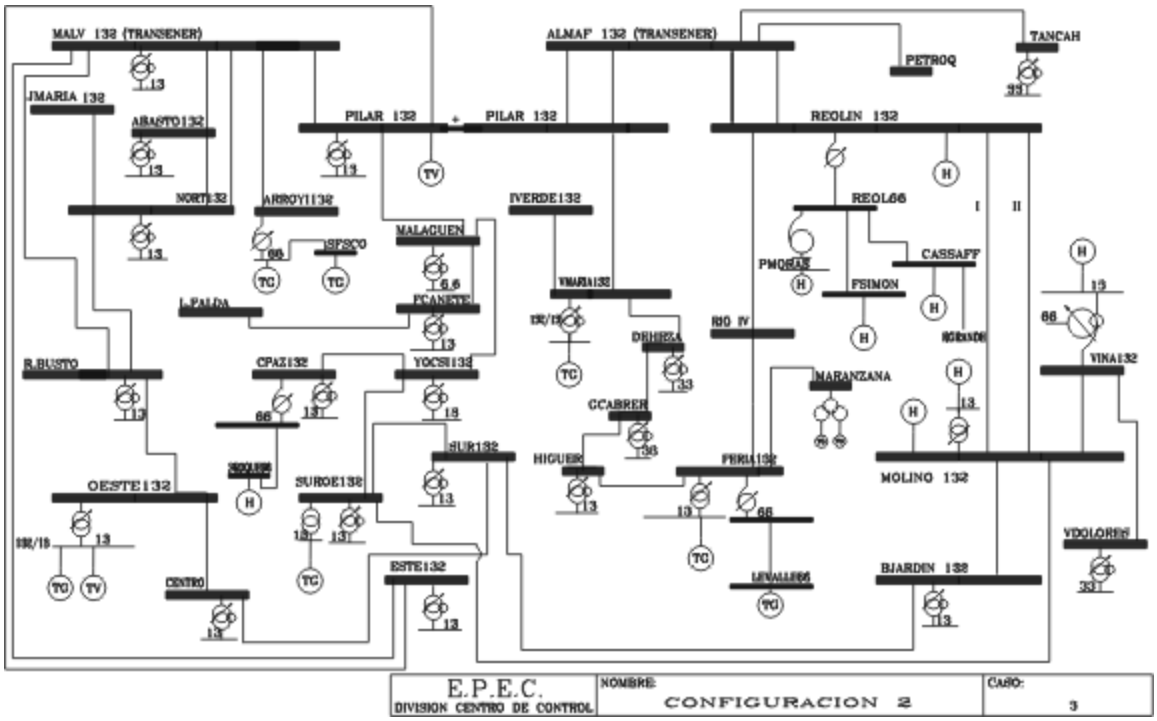

MALV 132 (TRANSENER)
ALMAF 132 (TRANSENER)
TANCAH
PETROQ
JMARIA 132
ABASTO132
PILAR 132
PILAR 132
REOLIN 132
NORT132
ARROYI132
IVERDE132
REOL66
MALAGUEN
SFSCO
CASSAFF
PMORAS
PSIMON
L.FALDA
PCANETE
VMARIA132
RIO IV
DEHEZA
R.BUSTO
CPAZ132
YOCSI132
VINA132
GCABRER
SUR132
HIGUER
FERIA132
MOLINO 132
OESTE132
SUROE132
VDOLORES
ESTE132
LEVALLE66
BJARDIN 132
CENTRO
E.P.E.C.
DIVISION CENTRO DE CONTROL
NOMBRE:
CONFIGURACION 1
CASO:
2

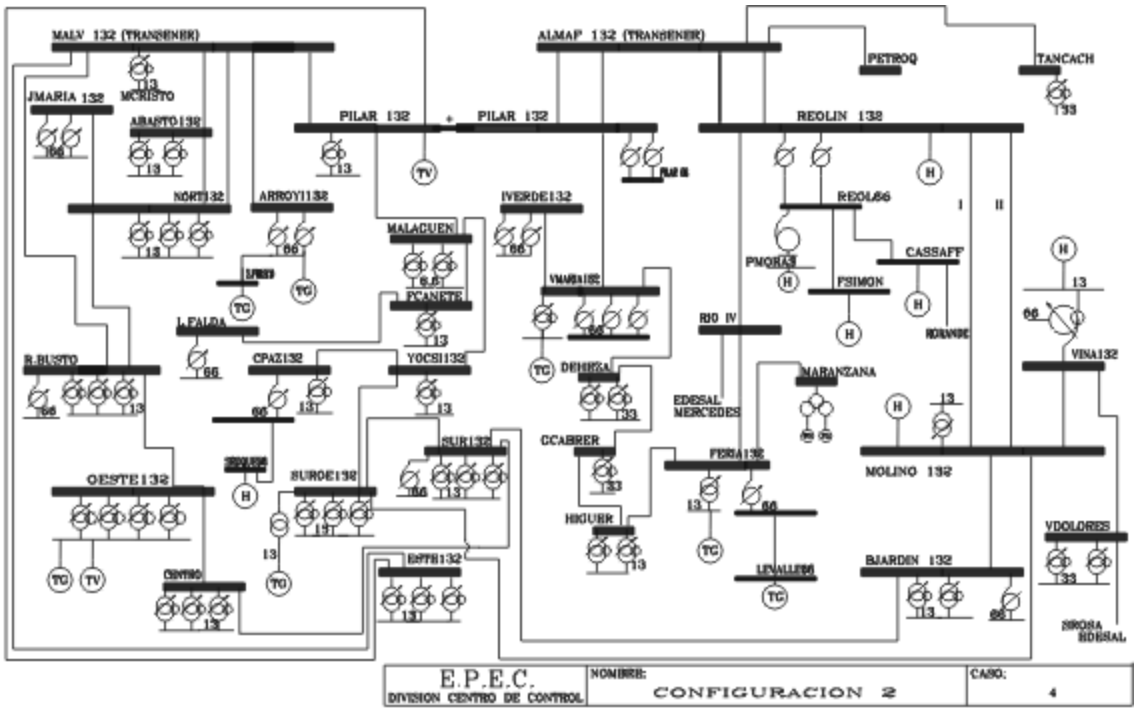




E.P.E.C. DIVISION CENTRO DE CONTROL	NOMBRE: CONFIGURACION 2	CASO: 1


MALV 132 (TRANSENER)
ALMAF 132 (TRANSENER)
PILAR 132
REOLIN 132
132/13
132/66
PILAR 66
ARROYITO
S.FCO
REOL66
OESTE132
PMORAS 33
FSIMON
CASSAFF
VINA13
66
VINA132
ESTE132
RIO IV
RGRANDE
FERIA132
CPAZ132
YOCSI132
CENTRO
VMARIA132
MARANZANA
MOLINOS 132
FERIA13
SUROES132
CPAZ66
SROQUE 66
LEVAL66
SUR132
E.P.E.C.
DIVISION CENTRO DE CONTROL
NOMBRE:
CONFIGURACION 2
CASO:
2


MALV 132 (TRANSENER)
ALMAF 132 (TRANSENER)
TANCAH
PETROQ
JMARIA 132
ABASTO132
PILAR 132
REOLIN 132
NORT132
ARROYI132
IVERDE132
REOL66
MALAGUEN
SFSCO
PMORAS
CASSAFF
FSIMON
VMARIA132
L.PALDA
ECANETE
RIO IV
DEHEZA
RGRANDE
VINA132
R.BUSTO
CPAZ132
YOCSI132
MARANZANA
GCABRER
SUR132
HIGUER
FERIA132
MOLINO 132
OESTE132
SUROE132
VDOLORES
ESTE132
CENTRO
LEVALLE66
BJARDIN 132
E.P.E.C.
DIVISION CENTRO DE CONTROL
NOMBRE:
CONFIGURACION 2
CASO:
3



18. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DEL NEA LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

ORDEN DE SERVICIO Nº 68

RECUPERACION DEL SISTEMA TRANSNEA LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL O PARCIAL A TRAVES DE GENERACION

Versión 01.01

Con el fin de brindar una orientación para la reposición del servicio en nuestro Sistema Interconectado Regional ante una indisponibilidad intempestiva y prolongada de la línea 500 kV ROM-RES y/o RES-RINCON, se enumeran a continuación los pasos más convenientes, a seguir:

1. Condiciones previas: corte total en la región, líneas de 132 kV abiertas en ambos extremos.
2. Máquinas en condiciones de arrancar en negro: GOY 21, BAR 22-24.
3. Secuencia de maniobras.
   a) Solicitar el arranque de todas las máquinas mencionadas en 2).
   b) Arrancar los grupos diesel de Central Formosa. Suministrar servicios auxiliares a la TG. FOR 21.
   c) Reponer servicios esenciales en las distintas áreas de la región (GOY- BAR-FOR-CLO).
   d) Enviar tensión desde BAR hacia CCENTRO en 33 kV, suministrando servicios esenciales al Centro 1 de DPEC.
   e) Energizar la línea BVI-GOY desde GOY. Reponer parcialmente los cortes en BVI.
   f) Energizar BAR-RNO-SCA y RES-SCA, encontrándose como mínimo tres generadores en servicio en E.T. Barranqueras, suministrando servicios auxiliares a la E.T. SCA para el arranque de la generación local. Reponer parcialmente el servicio en ET RNO.

g) Energizar RES-FOR y FOR-CLO.

h) Energizar SCA-BVI, si hubiera generación en E.T. SCA, realizando el paralelo en E.T. BVI.

En todos los casos, la reposición de la demanda que excede los servicios esenciales de la población queda supeditada a la disponibilidad de potencia en las máquinas. La secuencia indicada, pueden admitir variantes según las condiciones imperantes en el Sistema en ese momento (disponibilidad de máquinas, de líneas, sobrecargas admisibles en equipos, etc.).

19. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DEL NOA LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

RECUPERACION DEL SISTEMA NOA ANTE SITUACION DE COLAPSO

19.1. INTRODUCCIÓN

Esta Orden de servicio describe el procedimiento general de maniobras para la recuperación del Sistema NOA luego de un colapso parcial o total.

Tal procedimiento deberá ser ajustado de acuerdo a las condiciones de oferta (disponibilidad de generación) y de demanda del Sistema, del momento en que se produzca el colapso y de las contingencias adicionales que pudieran ocurrir durante el restablecimiento.

La presente Orden de Servicio es un complemento del Procedimiento Técnico Nº 7 de CAMMESA (RECUPERACIÓN DEL SADI LUEGO DE COLAPSO TOTAL), por lo tanto los Usuarios del Sistema de Transporte deben tener en cuenta las Recomendaciones y Anexos que se establecen en el mismo.

Se consideran las alternativas de colapso parcial y total del NOA (este caso incluye la ET RECREO)

ALTERNATIVAS DE RESTABLECIMIENTO

La reciente declaración por parte de las Empresas Generadoras Ave Fénix y Centrales Térmicas del NOA de disponibilidad de grupos con arranque en negro en C.C.T.T. Ave Fénix e Independencia en el Subsistema NOA Centro y C.T. San Pedro en el Subsistema NOA Norte, permite considerar nuevas alternativas de restablecimiento, las que se incorporan a la presente Orden de Servicio.

A continuación se describen las posibles situaciones de colapso en el Sistema NOA y las alternativas de restablecimiento en función de los recursos disponibles:

SITUACION 1: Colapso sobre los Subsistemas NOA Centro y Norte abarcando las EETT de las provincias de Santiago del Estero , Tucumán , Salta y Jujuy.

ALTERNATIVA RESTABLECIMIENTO 1: Restablecimiento a partir de la generación con arranque en negro disponible en C.T. Ave Fénix, C.T. Independencia y C.T. San Pedro.

ALTERNATIVA DE RESTABLECIMIENTO 2: Restablecimiento desde el Subsistema NOA Sur predisponiendo la topología de líneas y barras intermedias de la red de 132 kV, para su conexión desde ET RECREO, hasta alcanzar las barras de generación del área. Esta alternativa se aplicará en el caso de NO disponer de generación con arranque en negro.

SITUACION 2: Colapso total sobre el Sistema NOA abarcando las EETT de las provincias de La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero , Tucumán , Salta y Jujuy.

ALTERNATIVA DE RESTABLECIMIENTO 1: Restablecimiento a partir de la generación con arranque en negro disponible en C.T. Ave Fénix, C.T. Independencia y C.T. San Pedro.

ALTERNATIVA DE RESTABLECIMIENTO 2: Restablecimiento desde la red de Alta Tensión(Sistema 500 KV), predisponiendo la topología de líneas y barras intermedias de la red de 132 KV, para su conexión desde

ET RECREO, hasta alcanzar las barras con generación del área. Esta alternativa se aplicará en el caso de NO disponer de generación con arranque en negro.

PROCEDIMIENTO:

19.2. SITUACIÓN 1

Colapso sobre el Subsistema Centro y Norte, este Subsistema comprende las provincias de Tucumán, Santiago del Estero, Salta y Jujuy.

En este caso se verifica:

- Tensión cero y frecuencia cero en Subsistemas NOA Centro y Norte abarcando las EETT de las provincias de Santiago del Estero, Tucumán, Salta y Jujuy.
- Falla permanente en LAT 500 KV El Bracho - Recreo confirmada por el COT (Centro Control de Rosario - TRANSENER S.A.).
- Parada general de generación en el area.
- Indisponibilidad total de generación con arranque en negro.
- Tensión y frecuencia normales del sistema en barra de Recreo 132 KV.
- Tensión normal hasta barra de Escaba. Subsistema NOA Sur en servicio.

Ver Esquema Nº 1 en ANEXO.

Procedimiento de reposición:

El procedimiento consistirá en alimentar las barras de las EETT: Independencia y El Bracho de 132 KV desde el Subsistema Sur predisponiendo la topología de líneas y barras intermedias de la red de 132 KV, para su conexión desde ET RECREO, para permitir el arranque de la generación del area.

Las maniobras se realizarán de manera de energizar desde Recreo 132 KV hasta El Bracho involucrando a las siguientes EETT:

- Catamarca - Huacra - Escaba - Aguilares - Villa Quinteros - Agua Blanca - Independencia y El Bracho.
- Alternativamente podrá predisponerse el circuito Villa Quinteros - Río Hondo - El Bracho.
- Adicionalmente sobre las barras indicadas se desconectarán los trasformadores y sus cargas en el circuito de 132 KV a ser alimentado/energizado.
- El subsistema Salta y Jujuy será operado por el Centro Control Zonal, quien realizará las maniobras para proceder a la energización de la zona.

Ver Esquema Nº 2 en ANEXO

19.2.1. Procedimiento de recuperación del Subsistema Centro

Objetivo: Enviar tensión de retorno a las EETT. El Bracho e Independencia, desde la última barra del subsistema Sur con tensión, de manera de permitir el arranque de la generación disponible en esas barras.

Maniobras previas asociadas a la predisposición de la red para su energización:

2.1.1. Verificar el estado de E.T. El Bracho (interruptores, transformadores, reactores, generación)

2.1.2. Solicitar al COT (TRANSENER S.A.) desactivar el relé de derivada de frecuencia del interruptor de acoplamiento u otro automatismo (DAG NOA) en E.T. El Bracho y disponer de barra única en 132 KV.

2.1.3. Verificar nivel de tensiones, estado de carga de Transformador Nº 1y valores de intercambios de salidas 132 KV San Martín y La Rioja de E.T. Recreo.

2.1.4. Verificar estado del parque de generación del Subsistema Sur (grupos de C.T. Frías , C.T. La Rioja y C.H. Escaba).

Se requiere de generación forzada para controlar los intercambios desde el sistema RECREO. En caso de no estar en servicio los grupos de C.T. Frías y CH. Escaba, solicitar su arranque y máxima generación.

Funciones principales de operadores:

Si bien se describen las funciones específicas de los Operadores de Los Centros de Control Regional y Zonal, se deben coordinar las tareas de todos en función del estado de la red para la optimización de la maniobra:

- Operador de Distribución del Centro de Control Regional:

El operador de Distribución del Centro de Control Regional (CCA) procederá a desconectar los transformadores de las barras de 132 KV, como así también los alimentadores que se conectan a los mismos.

Asimismo solicitará y/o realizará la conmutación de los TAP de los transformadores de las EETT con cero de tensión (incluye el área de Salta y Jujuy - Centro Mando Zonal Salta) llevando el punto de regulación de los mismos al valor tal que permita operar con tensión nominal en barras de distribución (33 y 13,2 KV).

- Operador de Generación del Centro de Control Regional:

El operador de Generación del Centro de Control Regional (CCA) procederá a establecer comunicación con los operadores de las distintas Centrales de generación a los efectos de reconocer posibles limitaciones en cada Central e informando de las maniobras que se realizarán.

Para la energización de la red 132 KV y posterior reposición de demanda en cada barra deberá tenerse en consideración los límites de transporte de los tramos Recreo - Independencia - El Bracho y Recreo - Río Hondo - El Bracho, los que se indican a continuación:

Planilla de máximos intercambios admisibles desde RECREO

Líneas	longitud (Km)	Sección	límite (A)	impuesto por
Recreo - San Martín	115	300	600	TI
Catamarca - San Martín	88	300	400	TI
Catamarca - Huacra	67.30	150	300	TI
Huacra - Escaba	49.90	150	300	TI
Escaba - Aguilares	27	170	300	TI
V. Quinteros - Aguilares	21	170	250	TI
V. Quinteros - A. Blanca	23.80	170	300	TI
A. Blanca - Independencia	34.10	170	400	TI
Independencia - El Bracho	17.1	300	600	TI
V. Quinteros - Río Hondo	75.40	150	300	TI
Río Hondo - El Bracho	80	300	400	TI

EJECUCIÓN DE MANIOBRAS

Maniobras de energización de los tramos de líneas de 132 KV:

I. Cerrar Escaba salida a Aguilares

II. Cerrar Aguilares salida a Villa Quinteros.

Desde Villa Quinteros existen dos alternativas posibles para enviar tensión de retorno a E.T. El Bracho desde el Subsistema Sur, ellas son:

i) Villa Quinteros - Agua Blanca - Independencia - El Bracho.

j) V.Quinteros - Río Hondo - El Bracho.

Ambas alternativas son confiables, pudiendo utilizarse para el restablecimiento cualquiera de ellas en función de los recursos (en el sistema de telecontrol) que disponga el CCR para una operación más rápida.

ALTERNATIVA A: ALIMENTACIÓN POR VILLA QUINTEROS - INDEPENDENCIA - EL BRACHO

Maniobras previas - preparado de topología:

- 2.1.5.A. En E.T. El Bracho solicitar al COT abrir las salidas 132 KV Cevil Pozo, Tucumán Norte, Estática Sur, Río Hondo, Transformadores Nº1 y Nº2 y Minera Alumbrera.
- 2.1.6.A. En E.T. Villa Quinteros abrir salida 132 KV a Río Hondo. Salida a E.T. Pueblo Viejo queda cerrada (alimenta a la Central Hidráulica).
- 2.1.7.A. En E.T. Independencia abrir salida 132 KV a Papelera Tucumán.
- 2.1.8.A. En E.T. Estática Sur abrir salida 132 KV a Independencia y cerrar salida 132 KV a Sarmiento. E.T. Sarmiento será energizada desde E.T. Estática.
- 2.1.9.A. En E.E.T.T. Aguilares, Villa Quinteros, Agua Blanca e Independencia abrir los interruptores de 13,2 y 33 KV de transformadores de potencia. Operar sus TAP de acuerdo a lo indicado.

Energización:

- 2.1.10.A. Cerrar LAT 132 KV Escaba - Aguilares; esta maniobra energizará las líneas desde Aguilares enviando tensión de retorno a E.T. El Bracho.

  Aguilares

  Villa Quinteros

  Agua Blanca

  Independencia

  El Bracho

- 2.1.11.A. ET El Bracho: Con tensión en extremo de línea salida a Independencia, el CCA solicitará al Operador del COT energizar (cierre de salida a Independencia) las barras de 132 KV de ET El Bracho (barra única) y cerrar las salidas a CCTT. San Miguel de Tucumán, Ave Fénix y Tucumán a efectos que normalicen SS.AA. y procedan al inmediato arranque y entrada **en paralelo**.

El Operador de Generación del Centro de Control Regional:

- 2.1.12.A.Solicitará arranque de CC.T.T. Tucumán, Ave Fénix, San Miguel de Tucumán y TG 22 de C.T. Independencia.

Además requerirá la entrada en paralelo de C. H. Pueblo Viejo

De acuerdo a la información recibida de las distintas Centrales, sobre sus tiempos de arranque estimado y toma de carga, el Jefe de Turno con el Operador de Distribución prepararán el sistema de manera de realizar rápida reposición de demanda controlando el intercambio con el subsistema Sur.

- 2.1.13.A. En E.E.T.T. La Banda y Santiago. Centro abrir los interruptores de 13,2 y 33 KV de transformadores de potencia. Solicitar a la Empresa Distribuidora desconectar bancos de capacitores.
- 2.1.14.A. En E.T. Tuc. Norte abrir salidas 132 KV Metán y Cevil Pozo.
- 2.1.15.A. En E.T. Cevil Pozo abrir salida 132 KV Güemes.
- 2.1.16.A. En E.T. Sarmiento abrir salida 132 KV Tuc. Norte.
- 2.1.17.A. Area Norte: En E.T. Salta abrir salida 132 KV Cabra Corral.
- 2.1.18.A. Verificada la entrada en servicio de una generación en barras de E.T. El Bra-cho, controlar intercambios de potencia en LLAATT Huacra- Escaba, Huacra - Catamarca y Catamarca - Recreo.

El control de frecuencia lo realiza el SADI puesto que el Area NOA queda vinculado a aquél a través de la conexión Aguilares - Escaba.

Restablecimiento de la demanda en función del ingreso de la generación disponible.

Control de Tensión con la generación.

El control de tensión se realizará operando sobre la potencia reactiva de cada generador en servicio, de acuerdo a las respectivas Curvas de Capabilidad (Curvas P-Q) declaradas.

- 2.1.19.A. En E.T. El Bracho solicitar al COT cierre de salidas 132 KV a Tuc.Norte, Río Hondo, Cevil Pozo y Estática Sur. De este modo se envía tensión de retorno a C.C.H.H. Cabra Corral, El Cadillal y Río Hondo.
- 2.1.20.A- Con tensión en E.T. Río Hondo se solicita arranque de grupos de C.H. Río Hondo.
- 2.1.21.A- En ET La Banda se solicita arranque de TG La Banda.
- 2.1.22.A- En función de la generación disponible debe continuarse con la reposición de demanda en los centros de carga de Tucumán Norte, Tucumán Oeste,Cevil Pozo, Estática Sur y Sarmiento.

En la reposición de demanda debe darse prioridad a los distribuidores con fichado de mínima frecuencia.

- 2.1.23.A. Continuar verificación de intercambios en tramo Recreo-Escaba.

Área NOA Norte:

- 2.1.24.A. Con tensión en ET Cabra Corral solicitar arranque de C.H. Cabra Corral.

Control de tensión: energización de LAT Cevil Pozo - Güemes

La barras del area Centro se operarán con valores de tensión próximos a su valor nominal. Estos valores de tensión se mantendrán hasta realizar la energización de la línea Cevil Pozo - Güemes , para evitar operar con valores muy altos de tensión en el extremo Güemes. Se solicitará de la generación en servicio el valor de excitación o subexcitación que corresponda para el control de la tensión (de acuerdo a curvas P-Q de cada generador).

- 2.1.25.A. En E.T. Villa Quinteros cerrar salida 132 KV Río Hondo (cierre de anillo).
- 2.1.26.A. En E.T. Tucumán Norte cerrar salida 132 KV Cevil Pozo (cierre de anillo).
- 2.1.27.A. En E.T. Independencia cerrar salida 132 KV Papelera Tucumán. Este Gran

Usuario sólo realizará la reposición de servicios de emergencia. El Centro de Control Regional autorizará el momento de reposición total de su demanda.

Alimentación a Minera Alumbrera

De acuerdo a la disponibilidad de potencia del parque de generación en servicio se coordinara con el COT la posibilidad de alimentar a esta Empresa de manera de habilitar sólo sus servicios esenciales.

ALTERNATIVA B: ALIMENTACIÓN POR VILLA QUINTEROS - RÍO HONDO - EL BRACHO

Maniobras previas - preparado de topología:

- 2.1.4.B. En E.T. El Bracho solicitar al COT abrir los interruptores 132 KV de las salidas Cevil Pozo, Tucumán Norte, Estática Sur, Independencia, Transformadores Nº 1 y Nº2 y Bajo Alumbrera (B).
- 2.1.5.B. En E.T. Villa Quinteros abrir salida 132 KV Agua Blanca. Salida a E.T. Pueblo Viejo queda cerrada (alimenta a Central Hidráulica).
- 2.1.6.B. En E.E.T.T. La Banda y Sgo.Centro abrir las salidas de línea a 132 KV Río Hondo.
- 2.1.7.B. En E.T. Estática Sur abrir salida 132 KV Independencia y cerrar salida a E.T. Sarmiento.
- 2.1.8.B. En E.E.T.T. Aguilares y V. Quinteros abrir los interruptores de 13,2 y 33 KV de transformadores de potencia. Operar sus TAP de acuerdo a lo indicado

Energización:

- 2.1.9.B. Cerrar LAT 132 KV Escaba - Aguilares, esta maniobra energizará las líneas desde Aguilares enviando tensión de retorno hasta ET El Bracho:

  Aguilares

  Villa Quinteros

  Río Hondo

  El Bracho

2.1.10.B. El CCA solicitará al Operador del COT energizar (cierre salida a Río Hondo) las barras de 132 KV de ET El Bracho (barra única) y cerrar las salidas a CCTT. San Miguel de Tucumán, Ave Fénix y Tucumán a los fines que normalicen SS.AA. y procedan al inmediato arranque y entrada en paralelo.

2.1.11.B. Solicitar arranque de CCTT Tucumán, Ave Fénix y S. M. de Tucumán, y

CCHH Pueblo Viejo y Río Hondo.

De acuerdo a la información recibida de las distintas Centrales , sobre sus tiempos de arranque estimado y toma de carga , el jefe de turno con el Operador de Distribución prepararán el sistema de manera de realizar rápida reposición de demanda controlando el intercambio con el subsistema Sur.

2.1.12.B. En E.E.T.T. La Banda y Sgo. Centro abrir los interruptores de 13,2 y 33 KV de transformadores de potencia. Solicitar a la Empresa Distribuidora des- conectar Banco de Capacitores.

2.1.13.B. En E.T. Tuc. Norte abrir salidas 132 KV Metán y Cevil Pozo.

2.1.14.B. En E.T. Cevil Pozo abrir salida 132 KV Güemes.

2.1.15.B. En E.T. Sarmiento abrir salida 132 KV Tuc. Norte.

Area Norte

2.1.16.B. En E.T. Salta abrir salida 132 KV Cabra Corral.

2.1.17.B. Verificada la entrada en servicio de una generación en barras de E.T. El Bracho, controlar intercambios de potencia en LLAATT Huacra- Escaba, Huacra-Catamarca y Catamarca-Recreo.

El control de frecuencia lo realiza el SADI ya que el Area NOA queda vinculado a aquel a través de la conexión Aguilares - Escaba.

Restablecimiento de la demanda en función del ingreso de la generación disponible.

Control de Tensión con la generación.

El control de tensión se realizará operando sobre la potencia reactiva de cada generador en servicio, de acuerdo a las respectivas curvas de Capabilidad (Curvas P-Q) declarada.

2.1.18.B. En E.T. El Bracho solicitar al COT cerrar la salidas 132 KV a Tuc. Norte, Independencia , Cevil Pozo y Estática Sur. De este modo se envía tensión de retorno a las CCHH Cabra Corral y El Cadillal, CCTT Independencia y Sarmiento así como a los centros de carga Tuc. Oeste, Estática Sur, Sarmiento, Cevil Pozo, Independencia y Agua Blanca.

2.1.19.B. Solicitar arranque de C.C.H.H. Cabra Corral, El Cadillal.

2.1.20.B. Solicitar arranque de C.T. Independencia (Grupos TG).

2.1.21.B. En función de la generación disponible, se continua con la reposición de demanda en los centros de carga de Tucumán Norte, Tucumán Oeste, Cevil Pozo, Estática Sur y Sarmiento. En la reposición de demanda debe darse prioridad a los distribuidores con fichado de mínima frecuencia.

2.1.22.B. Continuar verificación de intercambios en tramo Recreo-Escaba.

2.1.23.B. En E.T. Villa Quinteros cerrar salida 132 KV Agua Blanca (cierre de anillo).

2.1.24.B. En E.T. La Banda y Santiago Centro cerrar salida 132 KV Río Hondo y solicitar arranque de TG de C.T. La Banda.

2.1.24.B. En E.T. Tuc. Norte cerrar salida 132 KV Metán. De acuerdo al estado de generación, proceder a normalizar la demanda de esta Estación.

2.1.25.B. En E.T. Tuc. Norte cerrar salida 132 KV Cevil Pozo (cierre de anillo)

Control de tensión: cierre de LAT Cevil Pozo - Güemes

La barras del área Centro se operarán con valores de tensión próximos a su valor nominal. Estos valores de tensión se mantendrán hasta realizar la energización de la línea Cevil Pozo-Güemes, para evitar operar con valores muy altos de tensión en el extremo Güemes. Se solicitará de la generación en servicio el valor de excitación o subexcitación que corresponda para control de tensión (de acuerdo a curvas P-Q de cada generador).

Alimentación a Minera Alumbrera

De acuerdo a la disponibilidad de potencia del parque de generación en servicio se coordinara con el COT la posibilidad de alimentar a esta Empresa de manera de habilitar inicialmente sólo sus servicios esenciales.

Operación de la Zona Norte

El Centro de Control Regional delega la operación de la Zona Norte (Salta - Jujuy) en el Centro de Control Zona Norte.

19.2.2. Procedimiento de recuperación del Subsistema Norte

La maniobras necesarias de realizar en esta Zona se realizarán en forma simultánea con el de recuperación del Subsistema Centro a efectos de una mayor celeridad en la normalización del Sistema NOA.

Objetivo: enviar tensión de retorno a las barras de generación para permitir el arranque de grupos y proceder luego a una rápida reposición de la demanda del Subsistema NOA Norte.

2.2.1. En E.T. San Juancito abrir las salidas 132 KV a Güemes, Minetti, San Pedro y Transformador Nº 1

2.2.2. En E.T. Palpalá abrir las salidas 132 KV a Jujuy Este y Transformadores Nº 1 y Nº 2. En el lado de 33 KV abrir la salida a Aceros Zapla

2.2.3. En E.T. Salta abrir la salida 132 KV a Campo Santo.

2.2.4. En E.T. Güemes abrir las salidas 132 KV a Metán, Campo Santo y El Bracho.

2.2.5. En E.E.T.T. Salta, Metán, Güemes, Jujuy Este, Jujuy Sur, Pichanal, Orán y Tartagal abrir interruptores 13,2 y 33 KV de transformadores. Operar el TAP de los mismos llevando la relación de transformación a su valor nominal.

2.2.6. Con tensión en ET Cabra Corral, cerrar la salida 132 KV a ET Salta. El Centro de Control Regional informará al Centro de Control Zonal (Salta) la posibilidad de reponer demanda en esta Estación, de acuerdo al estado de la red.

Cierre de Anillo Salta - Güemes - Metán - Tucumán Norte - C.Pozo - El Bracho.

2.2.7. Supervisado el Control de tensión en la barra de E.T. Cevil Pozo el CCA cerrará la salida 132 KV a Güemes.

2.2.8. Con tensión de retorno en E.T. Güemes, el CTZ procederá a cerrar la salida 132 KV a Salta.

Efectuado el cierre de este primer anillo se procederá a la reposición parcial de la demanda en E.T. Salta y a realizar un control de tensiones en el area Norte. El ajuste de las tensiones se efectuará solicitando a la generación en servicio la potencia reactiva necesaria a los efectos de obtener valores dentro de rangos admisibles, que permitan la recuperación de demanda.

Al no disponerse de la generación en CT. GUEMES será necesario operar con valores próximos a 138 KV o los mas elevados que permita el estado de la red.

2.2.9. En E.T. Metán cerrar la salida 132 KV a Güemes.

2.2.10. En E.T. Güemes cerrar la salida 132 KV a Metán.

Arranque de CT Güemes:

2.2.11. El CCA autorizará el momento de inicio de restablecimiento de Servicios Auxiliares para que C.T. Güemes proceda al arranque de Turbogrupos.

2.2.12. Con tensión ET Güemes procederá al cierre de la salida a ET San Juancito.

2.2.13. En E.T. San Juancito cerrar la salida a Palpalá.

2.2.14. Con tensión en E.T. Palpalá cerrar salida 132 KV a Jujuy Este y solicitar arranque de C.T. Palpalá.

2.2.15. EN ET SAN JUANCITO CERRAR SALIDA 132 KV A SAN PEDRO ENERGIZANDO TAMBIÉN EETT Libertador, Pichanal, Orán y Tartagal.

2.2.16. Con tensión en E.T. San Pedro solicitar arranque de C.T. San Pedro.

La demanda de las EETT que se mencionan se realizará en función de las tensiones del area y de la potencia disponible del parque de generación en servicio.

Control de tensión:

-A los efectos del completamiento de la presente Orden de Servicio las Empresas Distribuidoras y Grandes Usuarios informarán de los máximos y/o mínimos valores de tensión admisibles en sus sistemas de distribución a los efectos de la normalización de la demanda.

Control de frecuencia - Apertura del anillo Aguilares - Escaba.

-En caso de requerirse la apertura del anillo Aguilares - Escaba deberá determinarse previamente con el COC a que grupos se asignará la regulación secundaria de frecuencia para operar la red del NOA en forma aislada (ORDEN DE SERVICIO DE TRANSNOA S.A. Nº 2).

19.3. SITUACION 2

Colapso TOTAL del Sistema NOA, incluye todas las provincias del NOA.

Se Verifica:

- Tensión cero y frecuencia cero en subsistema NOA
- En E.T. Recreo con falla permanente en LAT 500 KV Malvinas - Recreo confirmada por el COT (3Centro Control de Rosario - TRANSENER S.A.).
- Se confirma parada general de generación en el area.
- Se dispone de generación con arranque en negro declarado en el area NOA.

19.3.1. Alternativa de Restablecimiento 1 - RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA NOA A PARTIR DEL ARRANQUE EN NEGRO DE LOS SUBSISTEMAS NOA CENTRO Y NORTE

ANTECEDENTES

CT Ave Fénix denunció la posibilidad de arranque en negro de la central a partir del día 17 de diciembre de 1997.

Este arranque en negro permite la entrada en servicio de dos grupos de esta Central en 15 minutos, mediante la utilización de un grupo generador diesel que alimenta los servicios auxiliares y esenciales.

Por otra parte CTNOA denunció la posibilidad de arranque en negro en C.T. Independencia (Grupo TG 22) y C.T. San Pedro (Grupo TG21).

PRIORIDAD

La disponibilidad del arranque en negro de C.T. Ave Fénix y C.T. Independencia resulta determinante para el restablecimiento del sistema NOA, ya que, en ambos casos permite la energización de ET El Bracho, la barra de mayor potencia instalada de generación del Area NOA, y acceso inmediato para el arranque de sus grupos. Por lo tanto esta alternativa de restablecimiento a partir del arranque en negro en el Subsistema NOA Centro se adoptará como **PRIORITARIA** en la presente **ORDEN DE SERVICIO**.

PROCEDIMIENTO OPERATIVO

Procedimiento de arranque en negro y restablecimiento del sistema NOA a partir de colapso total.

Ante cero de tensión en ET El Bracho 132 KV CT Ave Fénix procederá al arranque de grupo diesel que permite el arranque en negro y restablecimiento del sistema NOA.

El tiempo estimado para disponer un grupo de CT Ave Fénix listo para el servicio es de 15 minutos.

CERO DE TENSIÓN, Preparado de la red, maniobras:

TRANSENER debe proceder a:

- Abrir el interruptor de 132 KV del campo Nº 13 de la salida a CT Ave Fénix.
- Disponer de una sola barra de 132 KV en ET El Bracho y anular los automatismos que afecten a la generación.
- Desconectar todas las salidas de 132 KV en ET El Bracho incluidos los transformadores Nº 1 y Nº 2.
- Esperar instrucciones de TRANSNOA para comenzar el cierre de las distintas salidas de 132 KV de ET El Bracho.

TRANSNOA debe proceder a:

- Predisponer las siguientes Estaciones Transformadoras: Estática, Sarmiento, Tucumán Norte , Cevil Pozo e Independencia en una primera instancia para su reenergización a partir de la inmediata entrada en servicio de 2 grupos de CT Ave Fénix, grupos estos que permitirán el restablecimiento del resto de generación y de la demanda del sistema NOA.
- Simultáneamente requerirá la presencia de los Electricistas de Planta en las EETT: Independencia, Tucumán Norte , Estática Sur y Río Hondo.

MANIOBRAS

OPERACIÓN A REALIZAR EN LAS EETT DE MANERA DE DISPONER DE UNA TOPOLOGÍA PARA LA TOMA DE CARGA DE LA GENERACIÓN.

NO SE ESTABLECE PRIORIDAD Y LA ENERGIZACIÓN SERÁ EN FUNCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE LÍNEAS Y EETT.

En ET Estática Sur

Se abren:

* interruptor de línea 132 KV salida a Independencia

* interruptor de línea 132 KV salida a Sarmiento

* Interruptores de distribuidores de 13,2 KV.

Quedan cerrados:

* interruptor de línea 132 KV salida a El Bracho

* interruptores de 132 KV y 13,2 KV de trafos Nº 1 y 2

* alimentación a servicios auxiliares

En ET Sarmiento

Se abren:

* interruptores de distribuidores de 13,2 KV.

Quedan cerrados:

* interruptor de línea 132 KV salida a Estática
* interruptores de 132 KV y 13,2 KV de trafos Nº 1 y Nº 2
* alimentación a servicios auxiliares

En ET Tucumán Norte

Se abren:

* interruptor de 132 KV salida a Tucumán Oeste
* interruptor de 132 KV salida a Sarmiento
* interruptor de 132 KV salida a Cevil Pozo
* interruptor de 132 KV salida a Cabra Corral
* interruptor de 132 KV salida a Metán
* interruptores de distribuidores de 13,2 KV.

Quedan cerrados:

* interruptor de línea 132 KV salida a El Bracho
* interruptor de línea 132 KV salida a Cadillal
* interruptores de 132 KV y 13,2 KV de trafos Nº 1 y Nº 2.

En ET Cevil Pozo

Se abren:

* interruptor de 132 KV salida a Güemes

Quedan cerrados:

* interruptor de línea 132 KV salida a El Bracho
* interruptor de línea 132 KV salida a Tucumán Norte
* interruptores de 132 KV, 33 KV y 13,2 KV de trafos Nº 1 y Nº 2.

En ET Independencia

Se abren:

* interruptor de 132 KV salida a Agua Blanca
* interruptor de línea 132 KV salida a Papelera Tucumán
* interruptores de alimentadores de 33 KV de trafos Nº 1 y Nº 2.
* interruptores de alimentadores de 13,2 KV de trafo Nº 3 (24 MVA)

Quedan cerrados:

* interruptor de línea 132 KV salida a El Bracho
* interruptor de línea 132 KV salida a Estática
* interruptores de 132 KV , de 33 KV y 13,2 KV de trafos Nº 1, Nº 2 y Nº 3.

En ET Villa Quinteros

Se abren:

* interruptor de 132 KV salida a Río Hondo
* interruptores de 132 KV , de 33 KV y 13,2 KV de trafos Nº 1 y Nº 2.

* interruptores de distribuidores de 13,2 y 33 KV.

Quedan cerrados:

* interruptor de línea 132 KV salida a Pueblo Viejo

* interruptor de línea 132 KV salida a Agua Blanca

* interruptor de línea 132 KV salida a Aguilares

En ET de Papelera Tucumán

* Se abre la salida a ET Independencia y Papelera esperará instrucciones del COTDT para el restablecimiento de su demanda.

NORMALIZACIÓN

CT Ave Fénix informará a TRANSNOA (CCA) que se encuentra listo el grupo para tomar carga y está energizada la barra propia de 132 KV de CT Ave Fénix.

TRANSNOA solicita a COT - TRANSENER que cierre la salida (campo Nº 13) a CT Ave Fénix de ET El Bracho.

Demandas estimadas por ET para toma de carga por generadores de ET El Bracho

ET	DEMANDA MW	ET	DEMANDA MW
ESTÁTICA SUR	40	INDEPENDENCIA	25
SARMIENTO	40	TUCUMÁN OESTE	15
TUCUMÁN NORTE	40	CEVIL POZO	15

Con tensión en barras de 132 KV de ET El Bracho,

* TRANSNOA solicita cierre de salida a ET Estática Sur.

Con tensión barras de 132 KV y trafos de ET Estática , TRANSNOA comienza a reponer carga mediante el cierre de interruptores de distribuidores de la ET en comunicación abierta con CT Ave Fénix de manera de controlar tensión (vía excitación de generador) y frecuencia - carga.

* TRANSNOA solicita cierre restantes salidas de ET El Bracho.

Nota: se menciona a modo de ejemplo el cierre de salida a ET Estática, pudiendo solicitarse el cierre sobre la salida que más se adecue para la toma de carga de la generación y su disponibilidad.

Nota: Para la reposición deberá tenerse en cuenta de conectar primero aquellos distribuidores que dispongan de fichado de mínima frecuencia.

Ver ANEXO: Detalle de alimentadores con fichado de mínima frecuencia.

Para el control de Operación en Isla rige lo especificado en Orden de Servicio Nº 2 OPERACIÓN EN ISLA.

Alimentación a restantes Centrales de generación.

Instaladas en ET El Bracho

CT San Miguel de Tucumán y CT Tucumán deberán predisponer sus sistemas auxiliares, de manera que cuando TRANSENER proceda al cierre de salidas de 132 KV para alimentar a sus Centrales, estas procedan al arranque de su generación informando a continuación la duración de arranque y el momento del paralelo para preveer la demanda y toma de carga, de acuerdo a las instrucciones que imparta TRANSNOA.

En función de la demanda y la potencia disponible de generación se continuará con el restablecimiento de restantes Estaciones Transformadoras.

Con ET Sarmiento

TRANSNOA cierra en ET Estática salida 132 KV. a ET Sarmiento energizando barras y trafos.

Continua la reposición de cargas mediante el cierre de interruptores de distribuidores de la ET en comunicación abierta del COTDT con CT Ave Fénix de manera de controlar tensión (vía excitación de generador) y frecuencia.

Con ET Tucumán Norte

TRANSNOA solicita a TRANSENER el cierre en ET El Bracho de salida a ET Tucumán Norte energizando barras y trafos.

Continua la reposición de cargas mediante el cierre de interruptores de distribuidores de la Estación en comunicación abierta del COTDT con CT Ave Fénix de manera de controlar tensión (vía excitación de generador) y frecuencia.

Estabilizada la generación, TRANSNOA continuará el rearmado del sistema de 132 KV en la medida que la red lo permita, para alimentar las restantes barras de la red, destacándose en prioridad:

E.T. Cabra Corral, para alimentar la Central y con los grupos hidráulicos en paralelo (control de frecuencia) continuar con el subsistema NOA Norte (Salta - Jujuy).

Centrales en el Norte:San Pedro TG, Palpalá TG y CT Güemes

ET Independencia, para permitir el arranque de TG 21 y 22 y en función de la generación disponible reponer demanda.

Centrales en Tucumán: Cadillal , Pueblo Viejo y Escaba

E.T. Río Hondo: para ello TRANSNOA adecuará el sistema de 132 KV que permita energizar LAT El Bracho-Río Hondo y con ello alimentar los servicios auxiliares de la C.H. Río Hondo y permitir el rearranque de sus grupos.

En función del parque de generación en servicio, del estado de la red de 132 KV de la tensión y del control de frecuencia, se podrá continuar con la alimentación del subsistema de Santiago del Estero y arrancar la restante generación disponible.

Centrales en Santiago del Estero:

ET La Banda 1 TG

ET Frías 2 TGs

Empresas Distribuidoras y Grandes Usuarios

Los COD de los Distribuidores y de los Grandes Usuarios deberán acatar las instrucciones que imparta TRANSNOA y reponer solo la demanda que se indique, evitando de entrorpecer las maniobras de normalización del Sistema NOA.

Subsistema NOA Sur (Recreo - La Rioja - Catamarca).

Con el fin de restablecer los servicios en las Provincias de la Rioja y Catamarca los caminos posibles serán mediante:

* El sistema de 500 KV, para lo cual deberá energizarse un transformador en la ET El Bracho, continuar con la línea 500 KV El Bracho - Recreo y ET Recreo. En ET Recreo, se adecuará tensiones para el cierre de salidas a San Martín y La Rioja y en función de la generación en servicio, se procederá a su normalización.

* El sistema de 132 KV para lo cual se deberá alimentar ET Frías (para permitir el arranque de 2 TG) y luego Catamarca y La Rioja. Se tendrá especial precaución en el uso de sistema de transporte de 132 KV desde Villa Quinteros a Catamarca - La Rioja, por la limitación en su capacidad (sobrecargas, control de tensiones en líneas largas, oscilaciones de la red que origine desconexiones de líneas o equipos).

Subsistema NOA Norte (Salta - Jujuy)

Este proceso se concretará en forma simultánea con el de recuperación del Subsistema Centro a efectos de una mayor celeridad en la normalización del Sistema NOA.

Objetivo: enviar tensión de retorno a la barra de Salta para allí efectuar paralelo con el Subsistema Centro

2.2.1. Solicitar el arranque en negro de C.T. San Pedro.

2.2.2. En E.T. San Pedro abrir las salidas 132 KV Libertador y San Juancito y lados 132 y 33 KV de transformador Nº1.

2.2.3. En E.T. San Juancito abrir las salidas 132 KV Güemes, Minetti y Transforma- dor Nº 1.

2.2.3. En E.T. Palpalá abrir la salida 132 KV Jujuy Este y salida 33 KV Aceros Zapla.

2.2.4. En E.T. Salta abrir la salida 132 KV Campo Santo.

2.2.5. En E.T. Güemes abrir las salidas 132 KV Metán y Campo Santo.

2.2.6. En E.E.T.T. Salta, Metán, Güemes, Jujuy Este, Jujuy Sur, Pichanal, Orán y Tartagal abrir interruptores 13,2 y 33 KV de transformadores.

2.2.7. Verificado el arranque de TG21 de CT San Pedro, poner en servicio LAT 132 KV San Pedro-San Juancito, enviando tensión de retorno a C.T. Palpalá.

2.2.8. Solicitar arranque de TG22 de C.T. Palpalá,

2.2.9. Verificada la entrada en servicio de C.H. Cabra Corral, en E.T. Salta cerrar sali- da 132 KV Cabra Corral y poner en servicio un tranformador de potencia en va- cío.

2.2.10. En E.T. San Juancito cerrar la salida 132 KV Minetti enviando tensión de retor- no a E.E.T.T. Salta y Güemes a través de la configuración “T” de Campo Santo.

2.2.11. En E.T. Salta realizar paralelo con salida 132 KV Campo Santo.

2.2.12. En E.T. Güemes cerrar salidas 132 KV Campo Santo y Metán (cierre de ani- llos).

2.2.13. En E.T. San Juancito cerrar salida 132 KV Güemes.

2.2.14. En E.T. Palpalá cerrar salida 132 KV Jujuy Este, enviando tensión de retorno a E.T. Jujuy Este y Jujuy Sur.

2.2.15. En E.T. San Pedro cerrar salida 132 KV Libertador enviando tensión de retor- no a Libertador, Pichanal, Orán y Tartagal.

La reposición de distribuidores del Subsistema Norte se efectuará en función de la relación oferta-demanda y de la disponibilidad de generación en C.T. Güemes, que tiene influencia decisiva sobre las tensiones del Area Norte y los intercambios de las líneas de interconexión Centro-Norte.

SITUACION 2

Colapso TOTAL del Sistema NOA, incluye todas las provincias del NOA.

Se Verifica:

- **Tensión cero y frecuencia cero en subsistema NOA**
- **En E.T. Recreo con falla permanente en LAT 500 KV Malvinas - Recreo confirmada por el COT (Centro Control de Rosario - TRANSENER S.A.).**
- **Se confirma parada general de generación en el area.**
- **No se dispone de generación con arranque en negro declarado en el area NOA.**

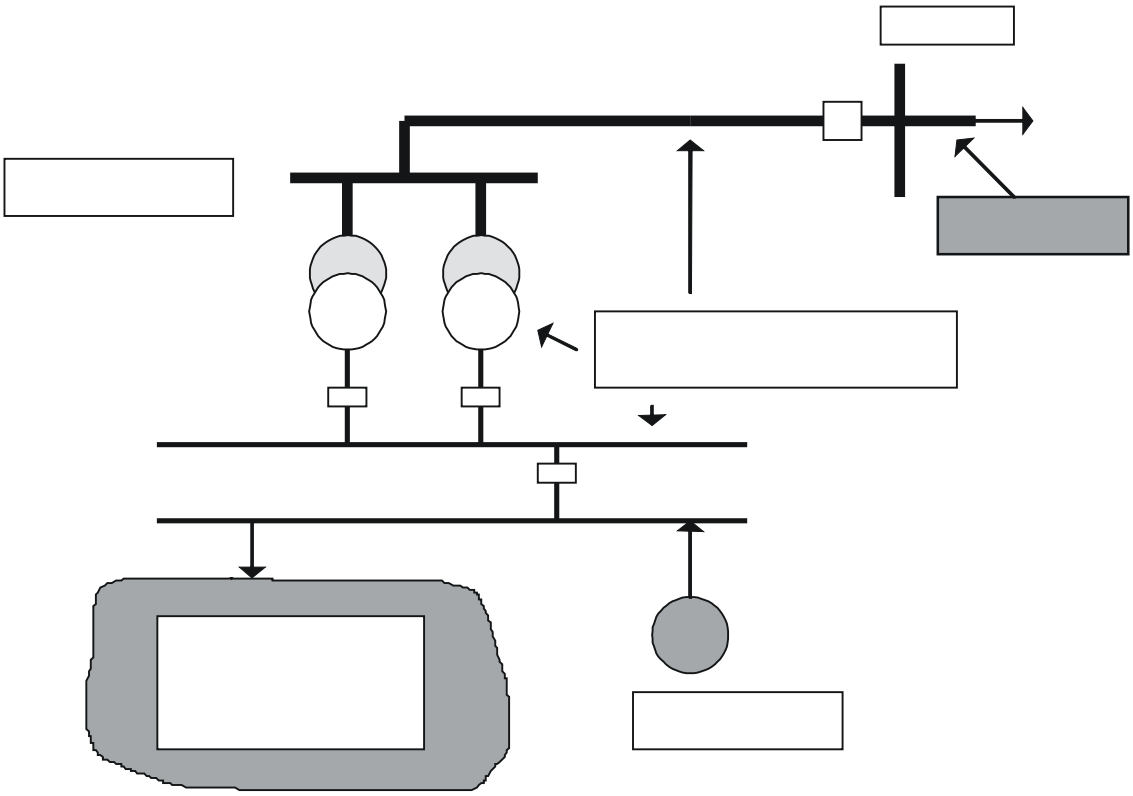
19.3.2. Alternativa de Restablecimiento 2

El restablecimiento, mientras dure la indisponibilidad de la LAT 500 KV será función del arranque de generación.

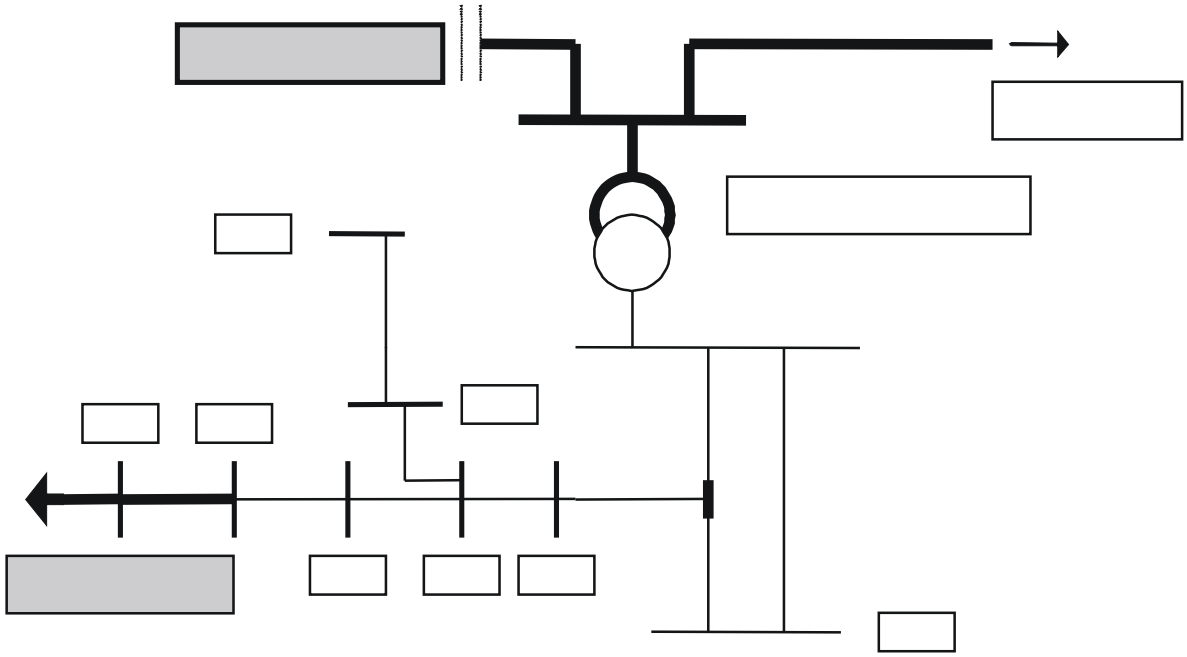
El rearmado de la red será dependiente de esta generación.

El Centro de Control Regional mantendrá informado a CAMMESA de las alternativas que se disponga para la restitución.

ANEXO Esquema Nº 1



ANEXO Esquema Nº 2



VER ANEXO DE GENERACIÓN CON ARRANQUE EN NEGRO

Cuadro de generación disponible para ARRANQUE EN NEGRO Area NOA. Anexo OS Nº 001 y 0S Nº 005 TRANSNOA

Fecha: 22 de setiembre de 1998.

ET	Central	Grupo con arranque en Negro	EETT - area de influencia	tiempo de arranque	potencia disponible	Observaciones
El Bracho	Ave Fénix	2 grupos TG	Estática Sur, Sarmiento, Tucumán Norte, Tucumán Oeste, Cevil Pozo, Independencia, Agua Blanca	15 minutos	1 x 40 MW mas 1x40 MW	Grupos Tg que permiten RSF en emergencia.
Independen-cia	CTNOA	TG 22	Idem anterior	20 minutos en caso de rearranque su tiempo es de 30 minutos	1 x 19 MW	Idem anterior
San Pedro	CTNOA	TG 21	Jujuy Sur, San Juancito, Palpala, Guemes, Salta Sur hasta Cabra Corral	20 minutos en caso de rearranque su tiempo es de 30 minutos	1 x19 MW	Idem anterior

ANEXO

DETALLE DE LOS ALIMENTADORES POR E.T. CON FICHADO DE MÍNIMA FRECUENCIA

DETALLE DE VALORES MÍNIMOS ADMISIBLES DE TENSIÓN DE DISTRIBUCIÓN (33 y 13,2 KV) POR ESTACION TRANSFORMADORA.

(Información a proveer por las Empresas Distribuidoras y Grandes Usuarios).

20. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE C.T.M. SALTO GRANDE LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

La Central de Salto Grande dispone de tres alternativas para alimentar los servicios auxiliares propios en la eventualidad de quedar desvinculada simultáneamente de ambos sistemas interconectados.

En los primeros cinco minutos se puede hacer uso de aquellas unidades que estaban en servicio antes de producirse la desvinculación y que permanecieron girando en vacío y excitadas, el lapso de tiempo con que se cuenta para recuperar una de esas unidades es un tiempo máximo de cinco minutos, ya que dentro de este tiempo no actúa la protección que por falta de circulación de agua destilada en el sistema de refrigeración de tiristores hace que la unidad se desexcite y se detenga.

De no ser posible recuperar una unidad y transcurrido el plazo mencionado las unidades que estuvieran girando en vacío se detienen. Se produce en esta circunstancia el arranque del grupo diesel, la Central posee uno por cada margen. Por este medio se recuperan los servicios auxiliares y una vez de recuperados éstos, se está en condiciones de arrancar normalmente una unidad. El tiempo necesario para la puesta en marcha en estas condiciones es de 7 minutos.

En caso de falla de uno de los grupos diesel existe un cable de interconexión entre ambas márgenes que permite la puesta en servicio de cualquier unidad.

De aquí en más se puede proceder a la energización del cuadrilátero mediante la prueba en marcha de las unidades que fuere necesario.

En caso de falla de ambos grupos diesel, en la planta potabilizadora de la margen izquierda hay instalados dos grupos generadores diesel de arranque manual. Que al existir una línea de interconexión entre dicha planta y la central (margen izquierda) permite el uso de los mismos para la alimentación de los servicios auxiliares, previa la maniobra de habilitación correspondiente. En esta última interviene el operador de la Sub estación S.G: Uruguay el que debe desplazarse fuera de dicha sub estación para realizar la mencionada maniobra, la cual insume un tiempo mínimo de treinta minutos.

21. REPOSICIÓN DE CARGA EN LA ZONA DE TRANSBA LUEGO DE COLAPSO TOTAL DEL SADI

21.1. HIPOTESIS POST-COLAPSO

a) Pérdida total de la red de 500 kV del SADI.

b) No quedaron configuradas islas en el área de TRANSBA.

c) La gran mayoría de las líneas de 132 kV quedaron vinculadas y sin tensión.

21.2. RECUPERACIÓN DE LA ZONA ATLÁNTICA

21.2.1. Generalidades

Existen muchas alternativas para recuperar esta zona luego de un colapso. En este procedimiento se expone una de las tantas maneras de efectuar la recuperación, la cual se basa en realizar rápidamente las operaciones necesarias para que las centrales con arranque en negro puedan formar islas.

Por otro lado mientras progresa la recuperación de carga con las centrales que arrancaron en negro, se pone todo el esfuerzo en la preparación de la red de 132 kV para iniciar la recuperación desde la red de 500 kV. Por lo tanto dependerá de los tiempos de recuperación que tenga la red de 500 kV, el elegir caminos alternativos y ampliar las islas. (Ejemplo: energizar NECOCHEA desde OLAVARRIA o desde la CENTRAL 9 de JULIO).

21.2.2. Preparación de la RED

1. Se supone que se ha verificado la ausencia de tensión en OLAVARRIA, BAHIA BLANCA y ABASTO 500 kV. Solicitar a TRANSENER la apertura en OLAVARRIA de los acopladores de barra de 500 kV O5115 y O5125.
2. Verificar el estado de los siguientes interruptores:
   - MAR DEL PLATA salida 9 de JULIO.
   - MAR DEL PLATA salida JARA.

   Se supone que estos interruptores deberían abrir cuando la frecuencia llega a los 48 Hz. Si los interruptores están cerrados proceder a su apertura.
3. Una vez concluido el punto 2), ESEBA GENERACIÓN en coordinación con EDEA podrá iniciar el arranque en negro de la central 9 de JULIO e ir reponiendo parcialmente carga en 9 de JULIO, JARA y PUEYRREDON.
4. GESSEL:
   - Abrir la salida a MADARIAGA
   - Abrir la salida a PINAMAR.
   - Abrir el primario de los transformadores T1VG y T2VG
   - Abrir todos los alimentadores.
5. PINAMAR:
   - Abrir la salida a MAR DE AJO.
   - Abrir el primario de los transformadores T1PM y T2PM.
   - Abrir todos los alimentadores.
6. MAR DE AJO:
   - Abrir la salida a PINAMAR.
   - Abrir la salida a SAN CLEMENTE.
   - Abrir el primario de los transformadores T1MJ y T2MJ.
   - Abrir todos los alimentadores.
7. Una vez concluido el punto 6) se podrá ordenar el arranque de las TG de V. GESSEL y MAR DE AJO.
8. OLAVARRIA:
   - Abrir la salida a HENDERSON.
   - Abrir la salida a LAPRIDA.
   - Abrir la salida a AZUL.
   - Abrir la salida a G. CHAVES.
   - Abrir la salida a TANDIL.
   - Abrir el terminal secundario de los transformadores T1OL y T2OL.
9. TANDIL:
   - Abrir la salida a LAS ARMAS.
   - Abrir salida a BALCARCE.
   - Abrir la salida a NECOCHEA.
   - Abrir la salida a BARKER.
   - Abrir el primario de los transformadores T1TD y T2TD (si no abrieron por subfrecuencia).
   - Abrir todos los alimentadores.

10. G. CHAVES:
    - Abrir la salida a 3 ARROYOS.
    - Abrir la salida a NECOCHEA.
    - Abrir el primario del transformador T1GC.
    - Abrir todos los alimentadores.
11. NECOCHEA:
    - Abrir la salida a TANDIL.
    - Abrir la salida a MIRAMAR.
    - Abrir la salida a QUEQUEN.
    - Abrir el primario de los transformadores T1NE, T2NE y T3NE.
    - Abrir todos los alimentadores.
12. MIRAMAR:
    - Abrir la salida a MAR DEL PLATA.
    - Abrir el primario de los transformadores T1MR y T2MR.
    - Abrir todos los alimentadores.
13. QUEQUEN:
    - Abrir el primario del transformador T1QU.
    - Abrir todos los alimentadores.
14. BALCARCE:
    - Abrir la salida a MAR DEL PLATA.
    - Abrir el primario de los transformadores T1BL y T2BL.
    - Abrir todos los alimentadores.
15. MAR DEL PLATA:
    - Abrir la salida a MIRAMAR.
    - Abrir la salida a QUEQUEN.
    - Abrir en coordinación con EDEA el primario de los transformadores 1 y 2.
16. LAS ARMAS:
    - Abrir la salida a DOLORES.
    - Abrir la salida a MADARIAGA.
    - Abrir el primario del transformador T1LM.
    - Abrir todos los alimentadores.
17. MADARIAGA:
    - Abrir la salida a GESSEL.
    - Abrir el primario del transformador T1GD.
    - Abrir todos los alimentadores.
18. DOLORES:
    - Abrir la salida a LAS ARMAS.
    - Abrir la salida a SAN CLEMENTE.
    - Abrir el primario de los transformadores T1DO y T2DO.

- Abrir todos los alimentadores.

19. SAN CLEMENTE:
    - Abrir la salida a MAR DE AJO.
    - Abrir el primario de los transformadores T1SE y T2SE.
    - Abrir todos los alimentadores.
20. MAR DEL TUYU:
    - Abrir el primario y secundario del T1MU.
21. CHASCOMUS:
    - Abrir la salida a VERONICA.
    - Abrir la salida a DOLORES.
    - Abrir el primario de los transformadores T1CU y T2CU.
    - Abrir todos los alimentadores.
22. AZUL:
    - Abrir la salida a LAS FLORES.
    - Abrir el primario de los transformadores T1AZ , T2AZ y T3AZ.
    - Abrir todos los alimentadores.
23. LAS FLORES:
    - Abrir la salida a SALADILLO.
    - Abrir la salida a MONTE.
    - Abrir el primario de los transformadores T1LF y T2LF.
    - Abrir todos los alimentadores.
24. MONTE:
    - Abrir la salida a CHASCOMUS.
    - Abrir el primario de los transformadores T1ME y T2ME.
    - Abrir todos los alimentadores.

21.2.3. Energización de la RED

1. OLAVARRIA: con la hipótesis que se ha recuperado la tensión de 500 kV, solicitar a TRANSENER el cierre de los acopladores de barras de 500 kV O5115 y O5125 energizando el T1OL y T2OL, entonces regular el RBC de los mismos hasta obtener 132 KV. Solicitar a TRANSENER autorización para ir tomando carga.
    - Cerrar el terminal de ambos transformadores energizando las barras de 132 kV y simultáneamente las salidas a LOMA NEGRA y OLAVARRIA 132 kV, y la ET CALERA AVELLANEDA (todas estas con carga).
    - Cerrar la salida a TANDIL energizando la línea 1OLTD1.
    - Cerrar la salida a G. CHAVES energizando la línea 1GCOL1 respectivamente y barras de 132 kV de ambas EETT. (VER NOTA 1)
2. G. CHAVES:
    - Energizar el T1GC e ir reponiendo los alimentadores.
    - Cerrar la salida NECOCHEA energizando lalínea 1GCNE1 y barras de la ET.
3. NECOCHEA:
    - Energizar T1NE, T2NE y T3NE e ir reponiendo los alimentadores.

- Cerrar la salida a TANDIL energizando la línea 1NETD1.

4. TANDIL:
   - Energizar T1TD y T2TD e ir reponiendo los alimentadores.
   - Cerrar la salida a BARKER energizando la línea 1BKTD1 y barra de la ET con carga.
   - Cerrar la salida a NECOCHEA cargando la línea 1NETD1.
   - Cerrar la salida a BALCARCE energizando la línea 1BLTD1 y barra de la ET.
5. BALCARCE:
   - Energizar T1BL y T2BL e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a MAR DEL PLATA energizando la línea 1BLMP1 y barras de la ET.
6. NECOCHEA:
   - Cerrar la salida a QUEQUEN energizando la línea 1MPNE.
   - Cerrar la salida a MIRAMAR energizando la línea 1MRNE1 y barras de la ET.
7. MIRAMAR:
   - Energizar T1MR y T2MR e ir reponiendo los alimentadores.
   - Cerrar la salida a MAR DEL PLATA energizando la línea 1MPMR1.
8. MAR DEL PLATA:
   - Energizar los transformadores 1 y 2 en Coordinación con EDEA.
   - Cerrar la salida a MIRAMAR cargando la línea 1MPMR1.
   - Cerrar la salida a QUEQUEN cargando la línea 1MPNE1.
9. QUEQUEN:
   - Energizar el T1QU e ir reponiendo los alimentadores.
10. MAR DEL PLATA:
    - Con la hipótesis de que EDEA armó una isla con la central 9 de JULIO proceder a cerrar las salidas a JARA y 9 de JULIO haciendo el sincronismo con el SADI.
11. V. GESSEL: se supone el arranque de un generador entonces,
    - Energizar T1VG y T2VG e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a PINAMAR energizando la línea 1PMVG1 y barras de la ET. (VER NOTA 2)
12. PINAMAR:
    - Energizar T1PM y T2PM e ir reponiendo alimentadores según lo permita la generación de V. GESSEL.
    - Cerrar la salida a MAR DE AJO energizando línea 1MJPM1.
13. MAR DE AJO: se supone el arranque de un generador entonces,
    - Energizar T1MJ y T2MJ e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a PINAMAR sincronizando las centrales V. GESSEL y MAR DE AJO. (VER NOTA 3)
14. OLAVARRIA:
    - Cerrar la salida a AZUL energizando línea 1AZOL1 y barras de la ET.
15. AZUL:
    - Energizar T1AZ, T2AZ y T3AZ e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a LAS FLORES energizando línea 1AZLF1 y barras de la ET.

16. LAS FLORES:
    - Energizar T1LF y T2LF e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a MONTE energizando la línea 1LFME1 y barras de la ET.
17. MONTE:
    - Energizar T1ME y T2ME e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a CHASCOMUS energizando línea 1CUME1 y barras de la ET.
18. CHASCOMUS:
    - Energizar T1CU y T2CU e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a DOLORES energizando línea 1CUDO1 y barras de la ET.
19. DOLORES:
    - Energizar T1DO y T2DO e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a SAN CLEMENTE energizando línea 1DOSE1 y barra de la ET.
20. SAN CLEMENTE:
    - Energizar T1SE y T2SE e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a MAR DE AJO energizando línea 1MJSE1.
21. MAR DE AJO:
    - Cerrar la salida a SAN CLEMENTE sincronizando las centrales V. GESSEL y MAR DE AJO con el SADI.
22. TANDIL:
    - Cerrar la salida a LAS ARMAS energizando línea 1LMTD1 y barra de la ET.
23. LAS ARMAS:
    - Energizar T1LM e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a DOLORES energizando la línea 1DOLM1.
    - Cerrar la salida a MADARIAGA energizando la línea 1GDLM1 con barra de la ET.
24. MADARIAGA:
    - Energizar T1GD e ir reponiendo alimentadores.
    - Cerrar la salida a V. GESSEL energizando la línea 1GDVG1.
25. V. GESSEL:
    - Cerrar la salida a MADARIAGA cargando la línea 1GDVG1.
26. DOLORES:
    - Cerrar la salida a LAS ARMAS cargando la línea 1DOLM1.
27. CHASCOMUS: si se dan las condiciones coordinando con EDELAP,
    - Cerrar la salida a VERONICA.
28. Si ya se ha logrado recuperar la ZONA SUR, verificar a través de TRANSENER que se encuentre en servicio la línea de 500 kV entre BAHIA BLANCA y OLAVARRIA, para cerrar los anillos en 132 kV entre estas ET. (VER NOTA 4)

Proceder a conectar las siguientes líneas de 132 kV:

- G. CHAVES-3 ARROYOS (1GCTY1).
- LAPRIDA-OLAVARRIA (1LAOL1).
- HENDERSON-OLAVARRIA (1HEOL1).

NOTA 1: Las operaciones de energización de líneas, transformadores y reposición de alimentadores en general, deberá hacerse controlando en cada paso los niveles de tensión especialmente en 132 y 220 kV. Además para ir reponiendo la carga comunicarse con TRANSENER y verificar que esto sea factible.

NOTA 2: El punto 11) deberá ejecutarse inmediatamente después de comprobado el arranque de la central V. GESSEL.

NOTA 3: El punto 13) deberá ejecutarse inmediatamente después de comprobado el arranque de la central MAR DE AJO.

NOTA 4: Si TRANSENER tiene indisponible el vinculo en 500 kV entre BAHIA BLANCA y OLAVARRIA antes de ejecutar las operaciones de cierre de las líneas 1GCTY1, 1LAOL1 y 1HEOL1, se deberá hacer un análisis de los flujos de potencia para evaluar la factibilidad de estos cierres.

21.3. RECUPERACIÓN DE LA ZONA SUR

21.3.1. Generalidades

No hay generación con arranque en negro en la zona SUR de TRANSBA, por lo tanto existen dos formas de recuperar la red a saber: a) a partir de BAHIA BLANCA 500 kV, y b) a partir de las líneas de 132 kV desde OLAVARRIA. En este procedimiento se expone la alternativa a) por ser la más viable, y además, porque la recuperación a través de la alternativa b) presenta la dificultad adicional que se podrá recuperar la carga solo en forma parcial debido a que se sobrecargaría la línea de 132 kV OLAVARRIA-G. CHAVES.

21.3.2. Preparación de la RED

1. Se supone que se ha verificado la ausencia de tensión en OLAVARRIA y BAHIA BLANCA 500 kV. Solicitar a TRANSENER la apertura en BAHIA BLANCA de los acopladores de barra de 500 kV I5115 e I5125.
2. BAHIA BLANCA:
   - Abrir el terminal de 132 kV del T1BB y T2BB.
   - Abrir la salida a DORREGO.
   - Abrir la salida a PRINGLES.
   - Abrir la salida a TORNQUIS.
   - Abrir la salida a PEDRO LURO.
3. DORREGO:
   - Abrir la salida a 3 ARROYOS.
   - Abrir el primario de los transformadores T1CG y T2CG.
   - Abrir todos los alimentadores.
4. 3 ARROYOS:
   - Abrir la salida a G. CHAVES.
   - Abrir el primario de los transformadores T1TY y T2TY.
   - Abrir todos los alimentadores.
5. PRINGLES:
   - Abrir la salida a LAPRIDA.
   - Abrir el primario de los transformadores T1CF y T2CF.
   - Abrir todos los alimentadores.
6. LAPRIDA:
   - Abrir la salida a OLAVARRIA.
   - Abrir el primario del transformador T2LA (o T1LA según el que se encuentre en servicio).
   - Abrir todos los alimentadores.

7. PEDRO LURO:
   - Abrir la salida a PATAGONES.
   - Abrir el primario del T1PK.
   - Abrir todos los alimentadores.
8. TORNQUIST:
   - Abrir la salida a PIGÜE.
   - Abrir el primario del T1TO.
   - Abrir todos los alimentadores.
9. PIGÜE:
   - Abrir la salida a C. SUAREZ.
   - Abrir la salida GUATRACHE.
   - Abrir el primario de los transformadores T1PF y T2PF.
   - Abrir todos los alimentadores.
10. C. SUAREZ:
    - Abrir la salida a HENDERSON.
    - Abrir el primario de los transformadores T1CZ y T2CZ.
    - Abrir todos los alimentadores.
11. HENDERSON:
    - Abrir la salida a OLAVARRIA.
    - Abrir el primario de los transformadores T5HE y T6HE.
    - Abrir todos los alimentadores.

21.3.3. Energización de la RED

1. BAHIA BLANCA: con la hipótesis que se ha recuperado la tensión de 500 kV,
   - Coordinar con el Centro de Control responsable de la Central LUIS PIEDRA BUENA la energización de las líneas 5BBLP1 y 2.
   - Solicitar a TRANSENER el cierre de los acopladores de barras de 500 kV I5115 e I5125 energizando el T1BB y T2BB, entonces regular el RBC de los mismos hasta obtener 132 KV. Solicitar a TRANSENER autorización para ir tomando carga. (VER NOTA 1).
   - Cerrar el terminal del T1BB energizando la barra 1BBB y simultáneamente todo el anillo de 132 kV de BAHIA BLANCA compuesto por las tres salidas a PETROQUIMICA, la salida a NORTE DOS, y la salida a PUNTA ALTA (esta energización en bloque resulta posible debido a que la longitud total de las líneas de 132 kV y la carga vinculada post-colapso lo permiten).
   - Cerrar el terminal de 132 kV del T2BB energizando la barra 1BBA.
   - Cerrar la salida a C. DORREGO energizando la línea 1BBCG1 y barra de la ET.
   - Cerrar la salida a PRINGLES energizando la línea 1BBCF1 y barra de la ET.
   - Cerrar la salida a TORNQUIST energizando la línea 1BBTO1 y barra de la ET.
   - Cerrar la salida a PEDRO LURO energizando la línea 1BBPL1 y barra de la ET.
2. C. DORREGO:
   - Energizar T1CG y T2CG e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a 3 ARROYOS energizando la línea 1CGTY1 y barra de la ET.
3. 3 ARROYOS:

- Energizar T1TY y T2TY e ir reponiendo alimentadores.

4. PRINGLES:
   - Energizar T1CF y T2CF e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a LAPRIDA energizando la línea 1CFLA1 y barra de la ET.
5. LAPRIDA:
   - Energizar T2LA (o T1LA según el que estaba en servicio antes del colapso) e ir reponiendo los alimentadores.
6. TORNQUIST:
   - Energizar el T1TO e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a PIGÜE energizando la línea 1PFTO1 y barras de la ET.
7. PIGÜE:
   - Energizar T1PF y T2PF e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a C. SUAREZ energizando la línea 1CZPF1 y barra de la ET.
   - Coordinar con APE de LA PAMPA la energización de la salida a GUATRACHE.
8. C. SUAREZ:
   - Energizar T1CZ y T2CZ e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a HENDERSON energizando la línea 1CZOL1 y barra 1HEA.
9. HENDERSON:
   - Energizar T5HE y T6HE e ir reponiendo alimentadores.
10. PEDRO LURO:
    - Energizar el T1PL e ir reponiendo alimentadores.
    - Coordinar con EdERSA la energización de la salida a PATAGONES.
11. Si ya se ha logrado recuperar la ZONA ATLÁNTICA, verificar a través de TRANSENER que se encuentre en servicio la línea de 500 kV entre BAHIA BLANCA y OLAVARRIA, para cerrar los anillos en 132 kV entre estas ET. (VER NOTA 4)

Proceder a conectar las siguientes líneas de 132 kV:

- G. CHAVES-3 ARROYOS (1GCTY1).
- LAPRIDA-OLAVARRIA (1LAOL1).
- HENDERSON-OLAVARRIA (1HEOL1).

21.4. RECUPERACIÓN DE LA ZONA CENTRO

21.4.1. Generalidades

No hay generación con arranque en negro en la zona CENTRO de TRANSBA. Existen varias formas de recuperar la red. En este procedimiento se expone la forma más viable que es a partir de la ET HENDERSON 500 kV.

21.4.2. Preparación de la RED

1. HENDERSON: Se supone que se ha verificado la ausencia de tensión de 500 kV.
   - Abrir los interruptores del terminal secundario de los transformadores T1HE (500/220) y T2HE (500/132).
   - Abrir el interruptor de salida a BRAGADO en 220 kV.
   - Abrir la salida a TRENQUE LAUQUEN.

2. BRAGADO:
   - Abrir el interruptor que vincula la línea de 220 kV 2BGHE1 con el T2BG.
   - Abrir el interruptor del lado 132 kV del T1BG.
   - Abrir el interruptor del lado 132 kV del T2BG.
   - Abrir la salida a CHACABUCO.
   - Abrir la salida a LINCOLN.
   - Abrir la salida a SALADILLO.
   - Abrir la salida a CHIVILCOY.
   - Abrir la salida a ACERIA.
   - Abrir todos los alimentadores de 66 kV.
   - Abrir el interruptor del terminal primario (66 kV) del T5BG.
3. TRENQUE LAUQUEN:
   - Abrir la salida a GRAL. PICO.
   - Abrir el primario de los transformadores T3TL, T4TL y T5TL.
   - Abrir todas las salidas de 66 kV.
   - Abrir todos los alimentadores.
4. CHIVILCOY:
   - Abrir la salida a MERCEDES
   - Abrir el primario de los transformadores T1CI y T2CI.
   - Abrir todos los alimentadores.
5. MERCEDES:
   - Abrir la salida a LUJAN
   - Abrir el primario de los transformadores T1MD y T2MD.
   - Abrir todos los alimentadores.
6. LINCOLN:
   - Abrir la salida a IMSA.
   - Abrir el primario de los transformadores T1LI y T2LI.
   - Abrir todos los alimentadores.
7. LUJAN:
   - Abrir las dos salidas a MORÓN.
   - Abrir el primario de los transformadores T1LJ, T2LJ, T3LJ y T4LJ.
   - Abrir todas las salidas de 66 kV.
   - Abrir todos los alimentadores.
8. SALADILLO:
   - Abrir la salida a LAS FLORES.
   - Abrir el primario de los transformadores T1SB y T2SB.
   - Abrir todos los alimentadores.
9. PEHUAJO:
   - Abrir la salida a C. CASARES

21.4.3. Energización de la RED

1. HENDERSON: Se supone que TRANSENER ha recuperado la tensión de 500 kV y ha energizado el T1HE y el T2HE. (Ver NOTA 1).
   - Cerrar el interruptor del terminal de 220 kV del T1HE energizando el T4HE y la barra 2HEA.
   - Cerrar el interruptor del terminal de 132 kV del T2HE energizando la barra 1HEB.
   - Cerrar la salida a BRAGADO 220 kV energizando la línea 2BGHE1.
   - Cerrar la salida a TRENQUE LAUQUEN energizando la línea 1HETL1 y barra 1TLA.
2. BRAGADO:
   - Cerrar el terminal del T1BG lado 220 kV energizando el transformador.
   - Cerrar el terminal del T2BG lado 220 kV energizando el transformador.
   - Cerrar el terminal del T1BG lado 132 kV energizando las barras 1BGA, 1BGB, y los transformadores T3BG, T4BG con las barras de 66 kV 6BGA y 6BGB.
   - Cerrar el terminal del T2BG lado 132 kV.
   - Cerrar la salida a NUEVE DE JULIO energizando con carga las líneas 6BGNJ1 y 6CJNJ1, y en vacío la línea 6CJPH 1.
   - Cerrar el terminal primario del T5BG energizando con carga este transformador.
   - Cerrar la salida a CHACABUCO energizando la línea 1BGCB1 y las barras 1CBA y 1CBB.
   - Cerrar la salida a CHIVILCOY energizando la línea 1BGCI1 y las barras 1CIA y 1CIB.
   - Cerrar la salida a ACERIA.
   - Cerrar la salida a SALADILLO energizando la línea 1BGSB1 y la barra 1SBB.
   - Cerrar la salida a LINCOLN energizando la línea 1 BGLI1 y la barra 1LIB.
3. CHACABUCO:
   - Energizar los transformadores T1CB y T2CB, e ir reponiendo alimentadores.
4. CHIVILCOY:
   - Energizar los transformadores T1CI y T2CI, e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a MERCEDES energizando la línea 1CIMD1 y las barras 1MD1 y 1MD2.
5. TRENQUE LAUQUEN:
   - Energizar el transformador T3TL e ir reponiendo alimentadores.
   - Energizar los transformadores T4TL y T5TL junto con las barras 6TLA, 6TLB y 6TLC.
   - Cerrar la salida a PEHUAJO energizando la línea 6PHTL1 y la barra 6PHA con carga.
   - Cerrar la salida a 3-LOMAS.
   - Cerra la salida a RIVADAVIA.
6. MERCEDES:
   - Energizar los transformadores T1MD y T2MD, e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a LUJAN energizando la línea 1LJMD1 y las barras 1LJA y 1LJB.
7. LUJAN:
   - Energizar los transformadores T1LJ, T2LJ, T3LJ y T4LJ, e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a S. A. ARECO energizando las líneas 1AALJ1 y 1AACT1 con carga.

- Cerrar la salida a FLANDRIA.
- Cerrar la salida a LOBOS.

8. SALADILLO:
   - Energizar los transformadores T1SB y T2SB, e ir reponiendo alimentadores.
   - Cerrar la salida a LAS FLORES en vacio energizando la línea 1LFSB1. Verificar el estado de la recuperación de la zona ATLÁNTICA para proceder a cargar esta línea en la ET LAS FLORES.
9. LINCOLN:
   - Energizar los transformadores T1LI y T2LI, e ir reponiendo alimentadores.
   - Verificar el estado de la recuperación de la zona NORTE, para proceder al cierre de la salida a IMSA.
10. LUJAN:
    - Previa coordinación con SACME, cerrar las salidas a MORON 1 y 2.

21.5. RECUPERACIÓN DE LA ZONA NORTE

21.5.1. Generalidades

21.5.2. Preparación de la RED

1) abrir

2) abrir

21.5.3. Energización de la RED

1) cerrar

2) cerrar

P.T. 8: REGLAMENTO OPERATIVO DEL SADI

1. OBJETO.

Sistematizar la integración de los planes de operación, de las órdenes de servicio, instrucciones operativas y/o toda otra normativa interna de los Agentes del MEM relacionada con la gestión de sus respectivos Centros de Operaciones para la supervisión y control de los sistemas eléctricos componentes, de manera de constituir el Reglamento Operativo del SADI.

2. INTRODUCCIÓN.

El REGLAMENTO OPERATIVO DEL SADI es un conjunto de órdenes de servicio y anexos complementarios aprobados por el COC que establecen las normas que deben cumplir los diferentes Centros de Operaciones para la ejecución de las siguientes tareas:

- Comunicaciones operativas.
- Emisión y recepción de consignas.
- Instrucciones para las maniobras sobre la red.
- Coordinación de maniobras.
- Despacho de generación.
- Administración de permisos de trabajo.
- Administración de ingreso de nuevos equipos.
- Administración de ensayos.
- Supervisión de límites operativos.

A los efectos de que los operadores puedan intercambiar las informaciones relativas a la gestión del SADI evitando interpretaciones ambiguas, este Reglamento incluye una Fraseología y Terminología consensuada y única de la operación.

3. ORIGEN DE LAS ÓRDENES DE SERVICIO.

Las órdenes de servicio pueden generarse por iniciativa del COC o de cada uno de los centros de operaciones del SADI. En este último caso la propuesta debe enviarse al COC quien considerará la fecha de recepción como la fecha a partir de la cual tienen vigencia los plazos de gestión.

Cuando la orden de servicio se origine en el COC, la fecha original será la de recepción documentada del agente involucrado que la haya recibido en último término.

4. PLAZOS PARA LA GESTIÓN Y APROBACIÓN DE UNA ORDEN DE SERVICIO.

Una vez recibida una propuesta de orden de servicio enviada por un Centro de Operaciones del SADI, el COC determinará quiénes son los agentes involucrados y pondrá en conocimiento de éstos dicha propuesta.

El COC y los agentes involucrados dispondrán de 15 (quince) días corridos para efectuar sus objeciones. De no haberlas, la propuesta se convertirá automáticamente en Orden de Servicio.

De presentarse objeciones, el COC coordinará con los agentes involucrados y el centro respectivo la elaboración de una propuesta consensuada. De no existir acuerdo al transcurrir 30 (treinta) días corridos de la presentación de la propuesta original, el COC sancionará la que considere propuesta más adecuada.

5. FORMAS DE PRESENTACIÓN DE UNA PROPUESTA DE ORDEN DE SERVICIO Y PUBLICIDAD DE SU APROBACIÓN.

Con el propósito de facilitar los intercambios de información , la recepción y envío de observaciones y la publicación formal de la orden de servicio aprobada, todos los documentos parciales desde la propuesta original hasta la versión definitiva, deberán canalizarse a través de medios informáticos de correo, preferiblemente utilizando los recursos disponibles en el MEM (actualmente MEMNET) respetando la norma de utilización de esa red enviada oportunamente.

6. ARCHIVO - BIBLIOTECA.

Todas las órdenes de servicio aprobadas quedarán incluidas en una base de datos del MEMNET y por lo tanto accesible a todos los Agentes del MEM que dispongan de ese recurso. Además, las versiones impresas y los archivos magnéticos quedarán en la biblioteca del COC y estarán a disposición de los Agentes para su consulta.

7. LISTADO DE ANEXOS

- **ANEXO I:** CRITERIOS GENERALES DE OPERACIÓN.
- **ANEXO II:** FRASEOLOGÍA Y TERMINOLOGÍA.
- **ANEXO III:** ÓRDENES DE SERVICIO DE LOS CENTROS DE OPERACIONES DEL TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN.
- **ANEXO IV:** ÓRDENES DE SERVICIO DE LOS CENTROS DE OPERACIONES DEL TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL.
- **ANEXO V:** ÓRDENES DE SERVICIO DE LOS CENTROS DE OPERACIONES DE LOS GENERADORES.
- **ANEXO VI:** ÓRDENES DE SERVICIO DE LOS CENTROS DE OPERACIONES DE LOS DISTRIBUIDORES.
- **ANEXO VII:** CENTROS DE OPERACIONES DEL SADI.

8. CRITERIOS GENERALES.

8.1. INTEGRACIÓN DEL ANEXO I.

Todas las órdenes de servicio deberán ajustarse a criterios generales que aseguren la confiabilidad de la operación, la minimización de la posibilidad del error humano, la reducción de los tiempos de las maniobras y la corrección de la información transmitida.

El conjunto de reglas, instrucciones y/o disposiciones que cada Centro de Operación tenga establecido como elemento común a todas las normas operativas para garantizar el cumplimiento de esos atributos integrarán el Anexo I del presente Procedimiento bajo el título “CRITERIOS GENERALES DE OPERACIÓN”.

8.2. DISPOSICIÓN TRANSITORIA.

A los fines de integrar el Anexo “CRITERIOS GENERALES DE OPERACIÓN” en el menor tiempo posible, los Centros de Operaciones de los Agentes deberán enviar al COC sus respectivos criterios generales con los atributos mencionados en 8.1.- antes del 01 de agosto de 1997. El COC analizará dichos criterios generales, efectuará los agregados o modificaciones que los compatibilicen y pondrá a consideración de los Agentes un texto unificado para las observaciones que eventualmente correspondieren y su posterior aprobación según la metodología prevista en el punto 4 de este Procedimiento Técnico.

9. ALCANCE DE LA VIGENCIA DE LAS ÓRDENES DE SERVICIO DE CADA CENTRO DE OPERACIÓN QUE ESTÁN EN PROCESO DE APROBACIÓN POR EL COC.

La entrada en servicio de un nuevo equipamiento, la modificación de algún parámetro de la red, la ocurrencia de un episodio cuyas consecuencias para la operación no fueron previstas, y el resultado de nuevos estudios, ensayos, mediciones y/o verificaciones que impliquen cambios en los límites operativos de equipos e instalaciones pueden ser motivo para que un Agente deba dotar en muy corto plazo a su Centro de Operaciones de un instrumento normativo para asegurar la continuidad de su gestión. En la etapa inicial de elaboración del Reglamento Operativo del SADI también constituye un motivo de esa necesidad el hecho de que las empresas no hayan concluido la redacción definitiva del total de sus propuestas de órdenes de servicio.

En ambos casos la vigencia de las órdenes o instrucciones que así hayan implantado las empresas en sus respectivos centros de operaciones tendrá el alcance limitado al ámbito de la supervisión y control de sus equipos e instalaciones propias y podrán ser objetadas por el COC si de su aplicación resulta vulnerada cualquier disposición de “Los Procedimientos” o comprometida la normal operación de terceras empresas y/o el desempeño del SADI en su conjunto.

La existencia de instrucciones operativas de estas características no exime a los Agentes de ponerlas en conocimiento y a consideración del COC para que recorran las etapas de búsqueda de consenso y posterior aprobación previstas en el punto 4 de este Procedimiento Técnico.

En ningún caso la existencia de este tipo de instrucciones, de naturaleza esencialmente transitoria, puede ser invocada por un Centro de Operaciones para refutar, impedir u obstaculizar una decisión operativa del COC.

10. SITUACIONES ESPECIALES NO CUBIERTAS POR UNA ORDEN DE SERVICIO APROBADA.

Existen circunstancias en las que una Orden de Servicio aprobada por el COC y, en consecuencia, integrada al presente “Reglamento Operativo” se debe modificar por razones justificadas y el tiempo previsto por el punto 10 del Anexo 25 de “Los Procedimientos...” para su consideración resulta excesivo respecto de los requerimientos de la operación en tiempo real. En tales casos CAMMESA realizará un análisis prioritario de dicha modificación e independiente de la obtención de respuestas por parte de los Agentes, con el fin de otorgar una aprobación parcial y transitoria a todos aquellos puntos que no merezcan objeción y así lo hará conocer al Agente iniciador y a los Agentes involucrados. El Agente responsable del Centro de Operaciones donde se originó la propuesta debe incluir en el instrumento normativo interno que provee a sus operadores la aclaración correspondiente a los puntos aún no consensuados y aprobados.

En todos los casos en que la ejecución de una o más maniobras fuera motivo de cuestionamiento por la falta de aprobación de la orden de servicio correspondiente, el COC tomará las decisiones operativas que considere adecuadas en ejercicio de las atribuciones conferidas por el inciso 2.1.- del punto 2 del Anexo 25 de “Los Procedimientos...”.

Los resultados consensuados y acordados en reuniones interempresarias donde se discutieron aspectos de coordinación de la operación de nuevos equipamientos tienen la misma validez que una orden de servicio hasta tanto la propuesta correspondiente culmine con las gestiones dispuestas en el punto 10 del Anexo 25 de “Los Procedimientos...”.

La minuta debidamente conformada por todos los participantes en donde se consignan los acuerdos operativos alcanzados deberá incluirse entre las órdenes de servicio que se disponen en los Centros de Operaciones y tendrá transitoriamente sus mismos efectos y alcances.

11. CENTROS DE OPERACIONES DEL SADI.

Los Centros de Operaciones a los que hace referencia el presente Procedimiento son los siguientes:

- Centro de Operaciones de CAMMESA.
- Centros de Operaciones del Transportista en Alta Tensión.
- Centros de Operaciones de los Transportistas por Distribución Troncal.
- Centros de Operaciones de los Generadores.
- Centros de Operaciones de los Distribuidores.

Un listado de los nombres, propietarios y localizaciones de todos los Centros de Operaciones del SADI, así como la nómina del personal afectado al tiempo real integran el Anexo VII de este Procedimiento.

12. FORMALIDAD DE LAS COMUNICACIONES OPERATIVAS.

Las comunicaciones telefónicas que se establecen entre Centros de Operaciones para la ejecución de las tareas descriptas en el punto 2 revisten siempre carácter documental. La validez de la información que por ese medio se intercambia es un presupuesto de la misma entidad que la que se intercambia por un vínculo automático.

Los integrantes de las guardias de los Centros de Operaciones deberán ajustarse en sus diálogos operativos a un léxico que impida interpretaciones incorrectas. Para ello se establece lo siguiente:

1. En toda comunicación telefónica, tanto el emisor como el receptor, deberán identificarse con su apellido y el nombre de la empresa.
2. El vocabulario técnico a emplear en dicha comunicación es el establecido por el Anexo II del presente Procedimiento, titulado “FRASEOLOGÍA Y TERMINOLOGÍA”.

3. Se deberá evitar en una misma comunicación cualquier comentario ajeno a la maniobra o novedad que dio motivo al establecimiento de esa comunicación. Si para evitar la repetición de una llamada se desea transmitir más de un mensaje o novedad, el emisor deberá indicar claramente el principio y fin de cada uno de ellos de manera que el receptor pueda identificarlos.
4. La cordialidad y urbanidad en los diálogos son valores que se deben estimar y promover, manteniendo la seriedad implícita en un mensaje operativo y la firmeza necesaria para asegurar que el contenido de la información intercambiada no sea tergiversado.
5. Es conveniente que los Centros de Operaciones cuenten con un grabador que registre permanentemente todas las comunicaciones telefónicas que se establecen para la ejecución de las tareas descriptas en el punto 2.-.
6. Los Centros de Operaciones deberán informar al COC todo cambio que se produzca en la conformación de los planteles asignados a sus tareas de supervisión y control en tiempo real (personal de turno y supervisores de los Centros de Operaciones). Con el fin de asegurar la identificación de los interlocutores en los diálogos operativos, se mantendrá permanentemente actualizada la lista de dicho personal en el Anexo VII de este Procedimiento.

   6.1. DISPOSICIÓN TRANSITORIA.

   Con el fin de integrar el Anexo VII precedentemente mencionado los Agentes harán llegar al COC, antes del 15 de junio de 1997, la nómina de su personal de operaciones.

13. ANEXO I - CRITERIOS GENERALES DE OPERACIÓN

13.1. INTRODUCCIÓN

Los Criterios Generales de Operación son el conjunto de reglas, instrucciones y/o disposiciones comunes a todas las normas operativas de los diversos Centros de Operaciones del SADI (C.O.), que tienden a asegurar la confiabilidad de la operación, la minimización de la posibilidad del error humano, la reducción de los tiempos de las maniobras y la corrección de la información transmitida.

El presente documento consiste en un compendio de los Criterios Generales de Operación presentados a CAMMESA por los C.O. con el objeto de integrar el Anexo I del Procedimiento Técnico Nº 8, y es una guía de referencia para que los Criterios Generales de todos los C.O. incluyan como mínimo los conceptos aquí vertidos si pertenecen a su ámbito de actuación.

13.2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El ámbito de aplicación de los Criterios Generales es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en todos sus niveles de tensión. Abarca también la Red Patagónica en todos sus niveles de tensión.

13.3. TERMINOLOGÍA

A los efectos de que los Operadores puedan intercambiar las informaciones relativas a la gestión del SADI, para uniformar los términos y el vocabulario empleado, minimizar los riesgos de errores de interpretación, evitar las pérdidas de tiempo y contribuir a una mayor eficiencia y seguridad, se debe utilizar la Fraseología y Terminología consensuada e inserta en el Procedimiento Técnico Nº 8 de CAMMESA.

13.4. USOS DE LOS MEDIOS DE COMUNICACIÓN

Como complemento a lo indicado en el punto 12 del Procedimiento Técnico Nº 8 se agrega:

- En el diálogo telefónico se deben denominar los equipos del sistema eléctrico con su nombre completo y no por su código de identificación propio de cada empresa, a los fines de evitar posibles confusiones.
- Se deben evitar las conversaciones prolongadas.
- Las comunicaciones operativas desde o hacia cada C.O. tienen prioridad sobre las de otro tipo.
- Las comunicaciones operativas sobre coordinación de maniobras deben ser dictadas palabra por palabra para registrarlas en los libros de novedades con la hora respectiva, el nombre del lugar, la persona de quien provienen y a quien van dirigidas. En los casos de urgencia la anotación se

regularizará a posteriori, respetando los conceptos de la conversación e indicando la hora, el lugar y las personas que participaron.

- Debe asegurarse la correcta recepción e interpretación de la maniobra a realizar por parte del receptor haciendo que éste la repita antes de finalizar la comunicación. Ídem para las maniobras recibidas que se deben repetir para su confirmación.
- Los equipos de radio de reserva de las comunicaciones normales deben estar permanentemente encendidos y se realizarán pruebas periódicas de los mismos.

13.5. LISTAS DE PERSONAL INVOLUCRADO

En la sala de cada C.O. se debe contar con listados y números telefónicos del personal involucrado en la operación en tiempo real de su propia empresa y de las conectadas a ella cuando corresponda, destacando:

a) Las personas autorizadas a solicitar maniobras.

b) Las autorizadas para consignar y desconsignar equipos propios y de las empresas vinculadas a ella.

c) Las de guardia pasiva para atender emergencias.

d) Personal jerárquico.

13.6. SINCRONIZACIÓN HORARIA

Los C.O. deben controlar periódicamente su sincronización horaria y la de sus E.E.T.T. con la Hora Oficial Argentina, a fin de que coincidan las anotaciones de los horarios en que se produzcan anormalidades y/o realicen maniobras.

13.7. REGISTRO DE NOVEDADES

Cada C.O. debe disponer de un libro o cuaderno foliado donde quedarán asentadas todas las novedades, maniobras y perturbaciones en el servicio producidas en el área bajo su control o que se originan en otra área y repercuten en la propia.

Este libro o cuaderno se debe llenar de puño y letra o en forma electrónica vía PC. Deben figurar los integrantes de cada turno y la firma del Jefe de Turno.

Las anotaciones deben reflejar con claridad la fecha, hora, ubicación y nombre de los equipos, motivos, causas y consecuencias de los eventos registrados.

Todo el personal de operaciones del C.O. está obligado a notificarse de las novedades y eventos antes de comenzar sus tareas habituales. En caso de enfermedad o licencia deberá tomar conocimiento de las novedades producidas durante su ausencia antes de reiniciar sus tareas habituales, no pudiendo en ningún caso alegar desconocimiento de las mismas.

13.8. ENERGIZACIÓN DE LÍNEAS

13.8.1. SALIDAS DE SERVICIO PROGRAMADAS.

Previo a la energización debe verificarse la cancelación de todas las Licencias de Trabajo abiertas sobre la línea, solicitando la confirmación de la ausencia de personal en la misma o en su zona de riesgo y el quite efectivo de todo tipo de puestas a tierra.

Para definir el extremo desde el cual se deberá energizar deben considerarse los siguientes aspectos en orden de importancia decreciente.

a) Acuerdos interempresarios contenidos en los respectivos convenios de interconexión.

b) En niveles de 500 kV se recomienda energizar desde la barra de mayor potencia de cortocircuito para minimizar sobretensiones de maniobra.

c) Capacidad de regulación de tensión y compensación de la potencia reactiva de la línea en vacío.

d) Condiciones favorables de diferencias de tensión (módulo y ángulo) para cierres de anillos.

e) En caso de ser indistinto se debe energizar desde el extremo perteneciente a la empresa que realizó el trabajo programado.

En el nivel de 500 kV no se deben energizar líneas con interruptores que carecen de resistencias de preinserción, excepto en el caso de líneas que por sus características no las poseen.

13.8.2. SALIDAS DE SERVICIO FORZADAS.

Todas las líneas que salgan de servicio como consecuencia de una perturbación, deben ser reconectadas a la red lo antes posible, debiéndose intentar su reconexión si la falla hubiese sido monofásica, bifásica o bifásica a tierra y cuando la perturbación ocasionada y las condiciones meteorológicas u otras así lo permitan. En caso contrario se debe demorar la reconexión a criterio del Jefe de Turno del C.O. respectivo. En todos los casos, antes de la reconexión, se debe efectuar la coordinación operativa correspondiente cuando en la maniobra estén involucrados dos o más agentes.

Para los casos de falla trifásica se fija el criterio empresario que podrá optar por reconectar la línea o solicitar su revisión por parte del personal de mantenimiento que corresponda.

En cambio, en casos críticos tales como áreas radiales con restricciones al suministro parciales o totales permanentes, se debe intentar la reconexión al menos una vez, salvo que se disponga de información fehaciente sobre características de la falla que impidan tal maniobra.

Para la definición del extremo desde el cual energizar deben respetarse los mismos criterios establecidos para las Salidas de Servicio Programadas, siendo necesario agregar luego del punto (c), la condición de energizar desde el extremo más alejado de la falla. Cuando por algún motivo resulta alterado el orden propuesto para definir el extremo de energización, se deberá dejar constancia indicando la causa que originó tal alteración.

En el caso de una nueva desconexión quedará a criterio del Jefe de Turno la eventual segunda reconexión, con la demora que juzgue conveniente para que desaparezcan las presuntas causas de la falla.

En general no se debe repetir la prueba para líneas que hubiesen desenganchado con señalización de falla bi o trifásica.

Ante el desenganche de una línea afectada a una licencia de trabajos con tensión o una línea adyacente, no se efectuará ni autorizará ninguna maniobra de reenergización sin antes tener directa comunicación y conformidad por parte del Jefe de Trabajo que corresponda.

13.8.3. ENERGIZACIÓN EN BLOQUE.

En todos los casos de desconexión de líneas de tensión menor o igual a 132 kV que dejen sin tensión otros tramos de línea y las E.E.T.T. asociadas, no se debe proceder a la desconexión de los transformadores ni de las líneas en cuestión, salvo expresa instrucción del C.O., a los fines de realizar la reposición en bloque con la carga de las E.E.T.T. total o parcialmente conectada (según el caso), reduciéndose así el tiempo de reposición, logrando un mayor control de la tensión y evitando la doble maniobra de apertura y cierre de un gran número de interruptores.

Si se ha verificado que las protecciones de la línea actuaron como respaldo, la energización en bloque no se realizará, a menos que se haya identificado y separado el equipo en falla.

13.9. ENERGIZACIÓN DE UNA ESTACIÓN TRANSFORMADORA LUEGO DE UNA FALLA EN LA MISMA.

Se procederá a verificar la ausencia de tensión en barras y la apertura de los interruptores que la vinculan al Sistema.

Luego de aislado el equipamiento afectado y de acuerdo a la naturaleza de la falla, se comenzará la normalización de la E.T. desde el nivel de mayor tensión.

De considerarlo necesario el responsable de la E.T. solicitará una inspección in situ previo a cualquier energización.

13.10. ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADORES.

13.10.1. TRANSFORMADORES DE GENERADOR.

Los requerimientos son variados y dependientes de la modalidad sugerida por el respectivo proveedor, dependiendo de la potencia de cortocircuito de la barra de energización y de si poseen reactores asociados

sin posibilidad de desconexión. En general, cuando aquélla no es suficiente se energizará desde el lado del Generador.

La desenergización de transformadores con reactores asociados se hará desde el lado de alta tensión y con un generador en paralelo con generación activa cero y reactiva igual a la carga del reactor.

13.10.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

La energización se debe realizar en general desde el lado de alta tensión y con el cambiador de topes ubicado en la posición que asegure la mínima tensión en el arrollamiento secundario, con el objeto de reducir las solicitaciones al equipo. Además se debe respetar el valor máximo de la tensión de energización indicado por los correspondientes estudios.

En los casos de energización desde el lado de baja tensión por requerimientos especiales, como ser en casos de colapso, se realizará desde generadores que se ingresan en servicio para este propósito con la tensión reducida y configuración de red de acuerdo a procedimientos acordados.

13.11. SINCRONIZACIONES – CIERRES DE ANILLOS.

En todos los casos de sincronización de islas del Sistema de Transporte de Alta Tensión, CAMMESA coordinará con los C.O. involucrados la regulación de frecuencia y tensiones en las áreas a ser vinculadas. En el caso de redes aisladas dentro del área de un Transportista por Distribución Troncal, éste coordinará las maniobras requeridas e informará a CAMMESA.

Se tratará de aproximar todo lo posible dichas magnitudes con los recursos disponibles.

Si la sincronización es la de un generador, la misma se hará desde ese extremo por contar con una mejor regulación.

En el caso de cierre de anillos se deberán aproximar las tensiones en módulo y ángulo a valores compatibles con los valores de calibración de los equipos de sincronismo existentes.

Con relación al paralelo con los países limítrofes se deben respetar las condiciones recomendadas por los estudios y fijadas por los acuerdos respectivos.

13.12. OPERACIÓN DE EQUIPOS DE MANIOBRA – SEGURIDAD – COORDINACIÓN CON USUARIOS.

13.12.1. CONDICIONES NORMALES.

Todos los equipos de maniobra de la red deben ser operados por el C.O. respectivo por telecomando o en forma local bajo su conocimiento y autorización. En todos los casos se debe realizar una programación formal y una coordinación previa de la secuencia de las maniobras, tanto sean por telecomando o bajo supervisión telefónica, las cuales se deberán informar al C.O.C.

Cuando las maniobras involucren instalaciones de otras empresas, se deben coordinar con los C.O. correspondientes y con previo acuerdo de CAMMESA.

Las maniobras solicitadas por los C.O. deben ser analizadas e informadas al C.O.C. previamente por los mismos, a los fines de evaluar las repercusiones de las maniobras propuestas sobre la seguridad de la red y la prestación normal del servicio.

Se deben evitar superposiciones de indisponibilidades de equipos y/o trabajos con riesgo de disparo que impliquen una disminución significativa de la confiabilidad de la operación.

La operación de los generadores se debe realizar, tanto en su conexión como desconexión, por el C.O. del Generador, mediante solicitud de CAMMESA y en coordinación con el Transportista o Distribuidor al que está conectado.

Todo personal que realice maniobras sobre la red de alta tensión, incluyendo el personal de los Transportistas Independientes, debe conocer perfectamente las normas de seguridad vigentes y todas las Órdenes de Servicio e Instrucciones Internas.

13.12.2. CONDICIONES DE EMERGENCIA.

Entendiéndose por tales a las situaciones que impliquen riesgo grave e inminente para personas y/o equipos, el responsable de la instalación evaluará la situación y, de considerarlo necesario por la premura del caso o

por no disponer de comunicación con el C.O., efectuará las maniobras necesarias para minimizar o eliminar el riesgo, comunicándolas luego al C.O. con la mayor premura posible e informando las condiciones actuales del equipo.

Es importante destacar en estos casos que se debe prestar especial atención a las interconexiones con otros agentes del MEM, a fin de no trasladar un problema a otras áreas de las cuales se carece de información en cuanto a sus condiciones particulares de operación.

13.12.3. MANIOBRAS PARA DEJAR SIN TENSIÓN UNA LÍNEA O UN EQUIPO DE UNA E.T. - CONSIGNACIÓN DE EQUIPOS.

La línea o equipo que se debe dejar sin tensión y libre para trabajar, se desconectará de la manera y orden siguiente:

a) Abrir interruptor/es correspondientes.

b) Abrir seccionadores adyacentes al/los interruptor/es o bien seccionadores que permitan aislar el equipo solicitado (corte visible).

c) Bloquear mecánica, eléctrica o electrónicamente las posibilidades de comando que existieren.

d) Cerrar seccionadores de puesta a tierra para conectar a tierra la línea o equipo en el que se va a realizar el trabajo, previa verificación de ausencia de tensión. Se exceptuarán los casos en que especialmente se solicita no colocar tierras.

e) Colocar un cartel de “No Operar” en el comando del equipo que se sacó de servicio a fin de evitar que se maniobre el mismo mientras esté bajo la responsabilidad de quien realiza el trabajo.

f) Colocar puestas a tierra adicionales si se considera necesario.

g) Delimitar la zona de trabajo.

Todas las maniobras se deben registrar en el orden en que se han realizado en un cuaderno foliado de la E.T. o del C.O. responsable de la misma.

En caso de trabajos con terceros contratados, se deberá contar con la presencia de personal supervisor técnico del responsable de la E.T.

13.12.4. MANIOBRAS PARA RETORNO AL SERVICIO DE UNA LÍNEA O EQUIPO DE UNA E.T. – DESCONSIGNACIÓN DE EQUIPOS.

Se realizarán las operaciones en el orden y sentido inverso al descripto en el punto anterior, debiéndose registrar del mismo modo cada una de las maniobras.

13.13. AUTORIZACIÓN Y LICENCIAS DE TRABAJO SOBRE EQUIPOS O INSTALACIONES.

Ninguna persona está autorizada a dejar fuera de servicio o reparar línea o equipo alguno de los supervisados por cada C.O. sin autorización expresa del mismo, aunque el equipo no esté en funcionamiento.

Se exceptúan las situaciones que involucren peligro inminente para las personas y/o instalaciones (ver Operación de equipos de maniobra en Condiciones de emergencia).

13.13.1. PERMISOS DE TRABAJO.

En todos los casos deberán confeccionarse los formularios de Permiso de Trabajo contemplando todos los ítems que corresponda.

13.13.2. LICENCIAS DE TRABAJO.

Con el Permiso de Trabajo concedido, el día y hora autorizado se otorgará desde la E.T. correspondiente (o desde el C.O. que telecontrola la E.T. no atendida) la licencia para trabajar, ya sea en la misma E.T. o en el propio sitio a efectuar el trabajo si es fuera de una E.T.

En el caso de realización simultánea de varios trabajos que afecten a equipamiento común se otorgarán tantas licencias como trabajos existan.

En el caso de líneas de interconexión se intercambiarán licencias de trabajo numeradas entre las empresas involucradas.

Para trabajos que se desarrollan dentro de una E.T. la obligatoriedad de las Licencias de Trabajo alcanza a todas las personas relacionadas con los mismos, ya sean de la propia empresa o de empresas cuyo equipamiento se halle dentro de las instalaciones de la misma E.T.

La lista de personas autorizadas a solicitar o consignar equipos deberá estar disponible en el C.O. o en las E.E.T.T., tal como se indicó en “Listas de Personal Involucrado”.

Antes de las maniobras para reponer al servicio una instalación deberán estar canceladas todas las licencias otorgadas sobre la misma.

13.13.3. TRABAJOS NO URGENTES.

Son aquellos cuya ejecución puede diferirse a fecha mediata sin que el servicio sea perjudicado por la demora.

13.13.4. TRABAJOS DE EMERGENCIA.

Son aquellos de los cuales depende la continuidad o el restablecimiento del servicio, o bien la eliminación de factores que hagan peligrar las instalaciones y que por lo tanto no pueden ser postergados.

13.13.5. TRABAJOS CON TENSIÓN.

El Responsable del Trabajo (o Jefe de Trabajo) con tensión o personal debidamente autorizado deberá comunicarse con el C.O. respectivo para solicitar una Licencia o Autorización de Trabajos con Tensión, indicando detalles del mismo, a saber: instalación, tipo de licencia solicitada, horario, lugar de trabajo, Jefe de Trabajo y trabajo a realizar.

El C.O. anulará o hará anular los recierres de las protecciones correspondientes a la instalación a intervenir.

Una vez verificada la anulación de recierres, se otorgará la licencia o autorización mencionada (indicando instalación y Nº de autorización) al Responsable del Trabajo (o Jefe de Trabajo).

No se deberá efectuar ninguna modificación de estado en líneas o instalaciones sobre las que se realizan trabajos con tensión sin previo acuerdo con el o los poseedores de las licencias. Ante cualquier desenganche de líneas que se produzca mientras se efectúan trabajos con tensión en el área de la perturbación, cualquiera sea el motivo, antes de proceder a una prueba el C.O. se deberá poner en contacto con las personas que se encuentren trabajando.

Finalizados los trabajos el Responsable del Trabajo (o Jefe de Trabajo) se comunicará con el C.O. y cancelará la Licencia o Autorización de Trabajos con Tensión. (y su Nº de la autorización).

El C.O. cancelará la licencia otorgada y repondrá u ordenará reponer los recierres.

Mientras se efectúan los trabajos con tensión los equipos de radio deben encontrarse en escucha.

13.14. NIVELES DE TENSIÓN – CONTROL DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.

Los Centros de Operaciones de los Transportistas informarán al C.O.C. cualquier indisponibilidad de equipamiento de compensación propio, el apartamiento de los valores acordados o tolerados del factor de potencia en los puntos de conexión con Distribuidores y Distribuidores Troncales, y cualquier incumplimiento por parte de los Generadores.

“Los Procedimientos...” establecen los rangos dentro de los cuales deberán mantenerse las tensiones en operación normal.

Las Centrales deberán mantener informado permanentemente al Transportista a cuya red se conectan y al C.O.C. sobre cualquier limitación propia de potencia reactiva existente. El COC deberá informar al Transportista en Alta Tensión toda novedad que se produzca en instalaciones operadas por centrales Binacionales que afecte al control de tensión.

Los Transportistas deberán mantener un perfil de tensión y una reserva de potencia reactiva en la compensación existente (propia o de los agentes conectados a su sistema) suficiente para afrontar la pérdida de un elemento de compensación sin que se produzcan alteraciones que lleven los perfiles citados a valores fuera de banda preestablecida para postfalla. A tal efecto, los transportistas coordinarán con los C.O. de otros agentes y ejecutarán las acciones necesarias, debiendo anticiparse en la evolución de la demanda.

13.15. CONFIGURACIÓN DE LA RED.

La configuración que se adopte en la red se basará en lograr la mayor seguridad y calidad del suministro, contemplando el parque generador despachado para acotar las potencias de cortocircuito a valores nominales de los equipamientos y evitar sobrecargas en la red. Por lo tanto, esta configuración no es constante, obligando las condiciones de demanda, el parque de generación y la disponibilidad de los equipos de transmisión a introducir variaciones a la misma.

Las redes que, con motivo de limitar la potencia de cortocircuito, se dividen en subsistemas radiales del sistema de transporte en alta tensión, se acoplarán sólo para la transferencia de demanda y/o reposición ante fallas o mantenimiento de equipos. Para el acoplamiento entre subsistemas existen límites de diferencia angular en función de la capacidad nominal de las instalaciones y la potencia de cortocircuito.

13.16. SOBRECARGAS POR CONTINGENCIAS SIMPLES.

En operación normal no se debe operar con sobrecargas en equipo alguno.

Las sobrecargas por contingencias se operan a nivel y tiempo admisibles máximos en función de las características de los equipos involucrados y de las temperaturas y estados de carga previos, debiendo ajustar por lo tanto los tiempos de corrección de la sobrecarga de manera de llevar nuevamente las instalaciones a sus valores nominales.

En caso de red completa, la operación con equipos (líneas, cables o transformadores) en paralelo será tal que el desenganche de alguno de ellos no provoque la sobrecarga de los restantes más allá del valor y duración admitido en condición de emergencia, aunque esta condición puede implicar la necesidad de efectuar desconexión automática de carga o de generación.

13.17. REPOSICIÓN DE CORTES- ROTACIÓN

Ante una perturbación que ocasione cortes debido a la actuación de relés del esquema de alivio de carga por subfrecuencia, la reposición de los mismos se debe realizar en forma gradual y coordinada por el C.O.C.

Si debido a las características y magnitud de la perturbación no es factible una reposición inmediata de tales cortes, se deberá proceder al cambio de los mismos por cortes manuales para volver a tener habilitada la protección del esquema de alivio de carga ante una segunda perturbación. Esta maniobra de cambio será indicada por el COC de acuerdo a las condiciones imperantes en el Sistema.

14. ANEXO II - FRASEOLOGÍA Y TERMINOLOGÍA

14.1. FRASES Y TÉRMINOS GENERALES

ABRIR O CERRAR: Acción manual ejercida sobre un interruptor o seccionador, ya sea localmente o a distancia, con el objeto de interrumpir o establecer, respectivamente, la posibilidad de circulación de la corriente eléctrica.

ALERTA: Aviso de prevención de una emergencia.

APARATOS / DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS: Todos los elementos en los cuales se usan conductores eléctricos, soportan conductores, o bien los conductores forman parte de ellos. Se caracterizan por estar destinados a una función específica y diferenciable, poseer parámetros de funcionamiento propios y ser construidos o instalados (o retirados) como una unidad.

BAJAR TENSIÓN: Acción de disminuir la tensión. Se la expresa en KV. Cuando esta acción está fundada en déficit de generación se la expresa en tanto por ciento (%).

BANDA DE FRECUENCIA: Rango de frecuencia comprendido entre dos límites.

BLOQUEO: Operación manual o automática que impide la operación o maniobra de un equipo y lo mantiene en un estado determinado.

CABLE PILOTO: Cable auxiliar para protecciones, mandos, medidas y/o comunicaciones.

CAPACIDAD DE SOBRECARGA: Porcentaje en que se puede exceder la potencia nominal de un equipo, durante un tiempo determinado.

CENTRO DE COMANDO, CENTRO DE CONTROL, CENTRO DE OPERACIONES, SALA DE COMANDO, SALA DE CONTROL, SALA DE MANDO: Con cualquiera de estas expresiones se designa al lugar físico desde donde se realizan las funciones operativas de supervisión y control de una red eléctrica y/o el despacho de unidades generadoras. Debe contar con por lo menos un medio de comunicación con el Centro de Operaciones con el que establece una relación operativa jerárquica y disponer de medios físicos y humanos que permitan ejercer las mencionadas funciones durante las 24 horas de todos los días.

COC: Centro de Control de Operaciones del SADI, a cargo de CAMMESA.

COD: Centro de Control de Operaciones de cada uno de los Distribuidores.

COG: Centro de Control de Operaciones de cada uno de los Generadores.

CON CARGA: Equipo energizado donde se produce una circulación de potencia.

CONSIGNAR (una instalación, línea o aparato): Se denominará así al conjunto de operaciones destinadas a:

a) Separar mediante corte visible la instalación, línea o aparato de toda fuente de tensión.

b) Bloquear en posición de apertura los aparatos de corte o seccionamiento necesarios.

c) Verificar la ausencia de tensión con los elementos adecuados.

d) Efectuar las puestas a tierra y en cortocircuito necesarias, en todos los puntos por donde pudiera llegar tensión a la instalación como consecuencia de una maniobra o falla del sistema.

e) Colocar la señalización necesaria y delimitar la zona de trabajo.

CON TENSIÓN: Equipo energizado desde un extremo y abierto en el otro.

CONTINGENCIA: Cambio imprevisto y repentino en la topología de la red y/o en el parque generador.

COT: Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, a cargo de TRANSENER S.A.

COTDT: Cada uno de los Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal.

CURVA DE CARGA: Representación gráfica de la evolución de la demanda en función del tiempo.

DEMANDA: Potencia requerida por los consumidores de energía eléctrica.

EMERGENCIA: Condición extraordinaria del SADI, como consecuencia de contingencias severas que produzcan o puedan producir el colapso parcial o total del Sistema Eléctrico, o bien un déficit momentáneo de generación en el mismo.

EN SERVICIO: Equipo eléctrico vinculado a la red y cumpliendo con su función específica.

ENTRAR EN PARALELO: Acción de conectar eléctricamente una máquina o sistema eléctrico con el SADI luego de verificar manual o automáticamente el cumplimiento de las condiciones de sincronismo.

EQUIPO DE CONEXIÓN, CAMPO DE CONEXIÓN O SALIDA: Conjunto de aparatos y elementos destinados a la conexión, desconexión, control y/o supervisión de una instalación.

EQUIPO DISPONIBLE: Equipo en condiciones de ser puesto en servicio.

EQUIPO ELÉCTRICO: Elemento integrante de un sistema eléctrico.

EQUIPO INDISPONIBLE: Equipo no apto para entrar en servicio.

EQUIPO LIBRE DE TIERRA: Equipo que se ha desvinculado de tierra.

EQUIPO PUESTO A TIERRA: Equipo que ha sido vinculado a tierra.

FUERA DE SERVICIO: Equipo que no está siendo utilizado.

INTERRUPTOR EN REPOSO: Estado de un interruptor, separado de toda fuente de tensión, y en posición de cerrado.

INTERRUPTOR: Es el equipo que sirve para cerrar y abrir circuitos eléctricos con o sin carga, o con corrientes de fallas.

LICENCIA O PROTOCOLO: Formulario normalizado donde se asientan los datos requeridos para la correcta entrega y recepción de un equipo y/o instalación según las normas de operación y seguridad vigentes.

LIMITACIÓN: Disminución de la potencia nominal de un equipo por razones propias.

MARCHA EN VACÍO: Equipo energizado al que no se le ha conectado su carga.

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM): Ámbito dentro del cual se ejecutan las transacciones de energía eléctrica en bloque, ya sea por medio del SADI o dentro de una Región Eléctrica que ha de ser interconectada a dicho Sistema.

OPERACIÓN: Cambio de estado manual o automático de un equipo de un sistema eléctrico.

ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED): Organismo que tiene a su cargo la coordinación de la operación técnica y la administración comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

PÉRDIDA DE DEMANDA: Reducción intempestiva de la demanda.

PERÍODO DE PICO: Período de tiempo en el que existe probabilidad cierta de que se produzca el valor máximo de demanda.

POTENCIA ACTIVA / REACTIVA ENTREGADA: Potencia saliente medida en un punto de referencia.

POTENCIA ACTIVA / REACTIVA RECIBIDA: Potencia entrante medida en un punto de referencia.

REGULACIÓN O CONTROL: Método y medios de gobernar el funcionamiento de un proceso.

RESTRICCIÓN: Disminución de la potencia nominal de un equipo por razones externas.

RESTRICCIONES POR DÉFICIT: Reducción de la demanda por imposibilidad de satisfacerla.

SALIR DE PARALELO: Acción de desvincular una máquina o sistema del SADI.

SE CANCELA LICENCIA: Acto por el cual se finaliza la autorización para trabajar en un equipo y/o instalación.

SE OTORGA LICENCIA: Acto por el cual se autoriza el inicio de los trabajos en un equipo y/o instalación.

SECCIONADOR: Es un dispositivo de corte visible, cuya función consiste en abrir o cerrar un equipo sin carga.

SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA: Seccionador que vincula a un equipo fuera de servicio, rígidamente a tierra.

SINCRONIZACIÓN: Proceso mediante el cual las tensiones de dos máquinas sincrónicas o sistemas eléctricos, desconectados entre sí, se ajustan en frecuencia, en módulo y en fase.

SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI): Sistema eléctrico interconectado constituido por las instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diversas Regiones Eléctricas de la República Argentina.

SISTEMA ELÉCTRICO: Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, dirección o supervisión de operación.

SOBRECARGA: Potencia suministrada o carga superior a la potencia nominal para la que se ha previsto una instalación o un elemento de la misma.

SUBIR TENSIÓN: Acción de incrementar la tensión. Se la expresa en KV.

SUPERVISIÓN: Acción tendiente a controlar y/o revisar un trabajo, tarea o actividad.

TELECOMANDO O TELEMANDO: Comando a distancia.

TELEMEDICIÓN: Medición a distancia.

TELEPROTECCIÓN: Protección a distancia.

TIERRA ADICIONAL O PARA TRABAJO: Colocación temporal de puesta a tierra, generalmente portátil y normalizada, a un equipo y/o instalación para realizar trabajos.

TRANSFERIR EL MANDO: Pasaje del comando de un equipo de una sala de control a otra.

14.2. FRASES Y TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN.

APARTAMIENTOS DE PROGRAMA: Valores de potencia generada que difieren en más o en menos con respecto a los del programa de despacho.

ARRANQUE: Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, para su posterior sincronización y entrada en paralelo.

CURVA O DIAGRAMA DE CAPACIDAD P-Q O CURVA DE CAPABILIDAD DE UN GENERADOR: Representación gráfica de los límites de generación de potencia aparente en función de la potencia activa y reactiva generada.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Obtención de la energía eléctrica mediante la utilización de otra forma de energía.

GENERACIÓN: Carga de un generador eléctrico.

MÍNIMO TÉCNICO: Potencia de un generador por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.

PÉRDIDA DE GENERACIÓN: Reducción imprevista de la potencia generada. Ésta puede ser intempestiva o controlada.

POTENCIA DESPACHADA: Es la suma de las potencias o cargas de los generadores en un instante dado.

POTENCIA DISPONIBLE (de un generador): Es la máxima potencia que una unidad generadora puede entregar. Es igual a la Potencia Efectiva menos las posibles limitaciones o restricciones temporarias.

POTENCIA DISPONIBLE DEL SADI: Es la suma de las Potencias Disponibles de todos los Generadores disponibles, ya sea que estén en servicio o no.

POTENCIA EFECTIVA: Valor que se obtiene al deducir de la Potencia Nominal las limitaciones permanentes.

POTENCIA GENERADA: Es la potencia o carga instantánea de un generador.

POTENCIA INDISPONIBLE: Suma de las potencias efectivas de los generadores en reparación, ya sea ésta forzada o programada.

POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL, DE UNA EMPRESA, DE UN ÁREA, DE UN SISTEMA, DE UN PAÍS: Suma de las potencias nominales de todos los generadores eléctricos de esa central, de esa empresa, de esa área, de ese sistema o de ese país, respectivamente.

POTENCIA MÁXIMA: Es el máximo valor de potencia generada que puede mantenerse durante un tiempo determinado, incluyendo la capacidad de sobrecarga.

POTENCIA NOMINAL: Valor especificado en la chapa característica de la máquina que indica la potencia máxima en servicio continuo para la cual ha sido diseñada la misma.

POTENCIA OPERABLE DEL SADI: Es la suma de las Potencias Disponibles de los generadores que se encuentran en servicio.

POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN (PPAD): Es la máxima potencia neta que en una hora determinada puede entregar un generador al MEM, considerando sus limitaciones propias y las restricciones de transporte, y descontando los consumos para alimentar sus servicios auxiliares.

PROGRAMA DE DESPACHO: Valores horarios de generación prevista para cada grupo generador, obtenidos como resultado del modelo de despacho hidrotérmico diario, en función de las previsiones de demanda y disponibilidad de generación en el MEM.

REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA DEL SADI: Ajuste de la potencia generada con respecto a la demanda, para mantener la frecuencia en el valor de consigna.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF): Regulación automática de la potencia generada por acción del regulador de velocidad librado al estatismo, con el objeto de equilibrar las variaciones rápidas de la demanda.

REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF): Regulación manual o automática de la potencia generada de un grupo de unidades generadoras, con el objeto de compensar el error final resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia.

REGULACIÓN TERCIARIA DE FRECUENCIA (RTF): Asignación de un valor de consigna para la regulación de frecuencia distinto del nominal, a fin de ajustar la hora sincrónica a la hora patrón.

RESERVA DISPONIBLE: Es la diferencia entre la Potencia Disponible y la Potencia Despachada.

RESERVA FRÍA: Es la parte de la Reserva No Rotante constituida por aquellas máquinas térmicas de punta (grupos turbogás) que puedan entrar en servicio y alcanzar su Potencia Disponible en un tiempo no mayor de 20 minutos, que han sido ofrecidas por los Generadores y aceptadas por el OED a tal efecto.

RESERVA NO ROTANTE: Es la parte de la Reserva Disponible que se encuentra fuera de servicio y que puede ser conectada al Sistema Eléctrico y tomar carga dentro de un tiempo especificado; o sea la diferencia entre la Potencia Disponible y la Potencia Operable.

RESERVA ROTANTE: Es la parte de la Reserva Disponible conectada al Sistema Eléctrico y lista para tomar carga; o sea la diferencia entre la Potencia Operable y la Potencia Despachada.

RESERVA ROTANTE OPERATIVA: Es la parte de la Reserva Rotante destinada a garantizar la operatividad del Sistema Eléctrico y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias.

RESERVA ROTANTE PARA RPF: Es la parte de la Reserva Rotante destinada a la RPF.

RESERVA ROTANTE PARA RSF: Es la parte de la Reserva Rotante destinada a la RSF.

TIEMPO DE ARRANQUE: Lapso, expresado en horas o minutos, desde que se enciende la caldera para grupos turbovapor; desde la orden de apertura de los álabes para los grupos hidráulicos y desde que se solicita el arranque para los grupos turbogás, hasta que el generador completa su proceso de arranque.

14.3. FRASES Y TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA TRANSMISIÓN Y LA TRANSFORMACIÓN.

ACOPLAMIENTO DE BARRAS: Vinculación eléctrica entre barras a través de un equipo de interrupción o de seccionamiento.

ANILLO: Circuito eléctrico unido por sus dos extremos, alimentado por una o más fuentes.

BARRAS: Elementos que posibilitan la unión eléctrica entre distintos equipos ubicados en el mismo emplazamiento. De acuerdo con su condición de utilización pueden definirse como: principal, auxiliar, de transferencia, de reserva, etc.

BOBINA DE COMPENSACIÓN: Equipo de un sistema eléctrico, con un valor fijo de reactancia inductiva, destinado a compensar el exceso de potencia reactiva capacitiva.

CABLE DE PRESIÓN: Cables en cuyo interior se mantiene una presión superior a la del medio exterior, mediante un fluido aislante apropiado, por ej. aceite o gas.

CABLE: Conductor eléctrico con aislación apropiada tendido bajo tierra.

CADENA DE AISLADORES: Conjunto de aisladores vinculados unos a otros en forma articulada.

CARGA: Potencia eléctrica transportada en un instante dado por un elemento de un sistema eléctrico.

COMPENSADOR ESTÁTICO: Equipo con regulación electrónica de la potencia reactiva. Está compuesto fundamentalmente por un transformador, reactor controlado, banco de capacitores y válvula de tiristores.

COMPENSADOR SINCRÓNICO: Máquina sincrónica que funciona sin carga activa, destinada a suministrar o absorber potencia reactiva.

CONDUCTOR: Elemento de la línea que tiene la misión de transmitir la energía.

DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN: Dispositivos limitadores de sobretensiones, generalmente conectados a las líneas aéreas.

ESTACIÓN O SUBESTACIÓN: Conjunto de equipos eléctricos y de los edificios necesarios localizados en un mismo lugar, para la conversión, transformación, compensación de la energía eléctrica y/o para la conexión de dos o más redes o sistemas.

FALLA TRANSITORIA O FUGAZ: Falla cuya supresión no necesita ninguna intervención en el lugar en que se ha producido.

FALLA PERMANENTE: Falla cuya supresión necesita una intervención en el lugar en que se ha producido.

FALLA INTERMITENTE: Falla en que se reproduce en el mismo lugar a intervalos reducidos y bajo el efecto de la misma causa.

HILO O CABLE DE GUARDIA: Conductor aéreo conectado a tierra, situado por encima de los conductores de fase, destinado a disminuir la incidencia de rayos directos y amortiguar las descargas inducidas por fenómenos atmosféricos.

INTERCONEXIÓN: Conexión entre dos o más sistemas eléctricos.

LÍMITE DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA: Valor de potencia máximo que se puede transmitir, teniendo en cuenta las limitaciones y/o restricciones, ya sean de origen térmico, por estabilidad o por seguridad.

LÍMITES DE COMPENSACIÓN: Son los valores de potencia reactiva máxima que un equipo de compensación puede entregar o recibir.

LÍNEA EN SIMPLE, DOBLE O MÚLTIPLE TERNA: Línea aérea trifásica, provista de uno, dos o más circuitos de la misma red instalada sobre los mismos soportes.

LÍNEA RADIAL: Línea que tiene alimentación en su origen y que termina en un punto de demanda, el cual, así como cualquier otro punto de demanda servido por la misma línea, no es alimentado más que por esta sola vía.

LÍNEA SUBTERRÁNEA: Línea con aislación apropiada tendida bajo tierra. Generalmente se la denomina CABLE.

LÍNEA: Conjunto de conductores, aisladores y accesorios, destinados a la transmisión o la distribución de la energía eléctrica. Generalmente este término se aplica a las LÍNEAS AÉREAS.

PÓRTICO: Estructura que sirve de soporte de conductores eléctricos, provista de varios postes unidos en su parte superior por un dintel o cruceta.

POSTE O COLUMNA: Soporte de una sola pieza empotrado en el suelo, directamente o por medio de una base.

PUNTO DE INTERCONEXIÓN: Lugar donde es posible efectuar la puesta en paralelo entre los sistemas de diferentes empresas y/o regiones.

RED MALLADA: Red o parte de una red total o parcialmente compuesta por anillos.

RED RADIAL: Conjunto de líneas radiales conectadas entre sí en un solo punto de las mismas.

RED: Conjunto de circuitos eléctricos conectados entre sí.

SOPORTE: Término general que se aplica a cualquier dispositivo concebido para sostener un conjunto de conductores por medio de sus aisladores.

TORRE: Soporte fabricado con material adecuado, compuesto de un armazón y de ménsulas, y/o travesaños, y/o riendas.

TRANSFORMACIÓN: Conversión de energía eléctrica en energía eléctrica sin cambio de frecuencia.

TRANSMISIÓN: Conducción de energía eléctrica, generalmente a grandes distancias.

VANO: Tramo de línea aérea comprendida entre dos soportes consecutivos.

14.4. FRASES Y TÉRMINOS RELACIONADOS CON PERTURBACIONES Y FALLAS.

CORTOCIRCUITO: Conexión voluntaria o accidental de dos puntos de un circuito a través de una impedancia despreciable.

DESCARGA ATMOSFÉRICA: Fenómeno atmosférico que produce una descarga eléctrica sobre un equipo de un sistema eléctrico.

DESCARGA: Pasaje de energía no deseada que se produce en dos o más puntos del sistema eléctrico aislados entre sí.

DESENGANCHE O DISPARO: Acción automática de apertura de un interruptor, por actuación de protecciones eléctricas.

FALLA A TIERRA: Falla de aislación entre un conductor y tierra.

FALLA DE AISLACIÓN: Disminución o desaparición accidental de la resistencia de aislación entre un conductor y tierra o entre conductores.

FALLA: Modificación accidental, en un punto dado, de las características de un circuito eléctrico. Modificación accidental de un dispositivo asociado que trae como consecuencia el comportamiento no deseado de un circuito eléctrico.

INTERDISPARO: Desenganche de uno o varios interruptores causado por la señal proveniente de la apertura o desenganche de otro u otros interruptores.

PERTURBACIÓN: Modificación imprevista e indeseada de las variables de un sistema eléctrico, a causa de una contingencia que provoca una alteración con respecto a sus condiciones normales de operación.

REENGANCHE O RECIERRE: Reconexión automática de un interruptor después de su apertura por actuación de una protección.

SOBRETENSIÓN: Valor de tensión, ya sea transitoria o de una determinada duración, que excede al valor máximo admisible de servicio normal.

14.5. FRASES Y TÉRMINOS RELACIONADOS CON EL DESPACHO ECONÓMICO Y LOS PRECIOS.

ÁREA LOCAL: Conjunto de nodos afectado por una restricción activa de transporte que provoca diferencias en el despacho de máquinas del área con respecto al despacho óptimo sin restricciones de transporte. Para las horas en que ello sucede, se dice que el área está “desvinculada” del Mercado. La desvinculación puede ser total cuando el área está desconectada físicamente del Mercado o parcial cuando se trata de una reducción de la capacidad de transporte entre el área y el Mercado.

CENTRO DE CARGA DEL MEM: Es el punto en el cual se realiza el despacho óptimo del Mercado, transfiriendo la oferta de generación al mismo (adicionando al costo variable de producción estacional de cada máquina térmica el costo variable del transporte de la energía desde su punto de conexión hasta el Mercado). Se define en el nodo Ezeiza 500 KV.

COSTO DE PUNTA DE UNA TURBOVAPOR: Es la suma de su costo variable de producción y su sobrecosto estacional de punta, ambos correspondientes al combustible o mezcla de combustibles declarados.

COSTO MARGINAL DE UNA MÁQUINA TÉRMICA EN EL MERCADO (CMM): Es el costo variable de producción estacional de una máquina térmica correspondiente a el o los combustibles utilizados, dividido por su Factor de Nodo para transferir dicho valor al Mercado.

COSTO MARGINAL HORARIO OPERADO DE UN ÁREA (CM): Es el costo variable de producción, referido al Mercado, de la máquina térmica más cara despachada por el OED en esa área para una hora determinada. Se expresa en $/MWh.

COSTO OPERATIVO DE UNA MÁQUINA TÉRMICA: Es el costo de producción dependiente de la potencia generada, que se calcula en función de esta potencia, del precio de referencia en la Central del o de los combustibles utilizados y de la curva de consumo específico de la máquina para cada tipo de combustible.

COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN DE UNA MÁQUINA TÉRMICA (CVP): Es el costo medio de producción de un grupo térmico, expresado en $/MWh, calculado a partir del costo variable de producción estacional declarado por la central para el tipo de máquina con cada tipo de combustible, el poder calorífico inferior del combustible y el consumo específico bruto medio que mide su eficiencia calórica.

FACTOR DE NODO (FN): Es la relación entre el Precio de la energía en un nodo de la red y el Precio del Mercado, que surge del nivel de pérdidas marginales de transporte relacionado con los intercambios de energía de dicho nodo con respecto al Mercado.

GENERACIÓN FORZADA: Es la generación no requerida por el despacho óptimo y que es necesaria debido a: restricciones asociadas al transporte en un sistema de distribución o en un sistema de transporte por distribución troncal; o restricciones asociadas al control de tensión y suministro de potencia reactiva; o tiempos mínimos de arranque y parada, o costos de arranque y parada; o requerimientos de aumento de potencia transmitida en el sistema de transporte en alta tensión; o necesidades de realizar ensayos en un generador; o requerimientos de caudal mínimo aguas abajo de una central hidroeléctrica.

MÁQUINAS TURBOVAPOR DE PUNTA: Son las máquinas térmicas turbovapor que son requeridas por el despacho óptimo únicamente en la banda horaria de pico de un día hábil, resultando despachadas al mínimo técnico durante el resto de las horas.

MÁQUINAS TURBOVAPOR FORZADAS: Son aquéllas que se mantienen en servicio, operando al mínimo técnico, debido a que el tiempo previsto fuera de servicio es inferior al tiempo mínimo requerido entre parada

y rearranque declarado por el generador, o bien a que resulta antieconómico sacarla fuera de servicio considerando su remuneración por arranque y parada.

MERCADO SPOT: Mercado eléctrico con precios sancionados en forma horaria, en función del costo económico de producción referido al Centro de Carga del Mercado.

PRECIO DE MERCADO (PM) O PRECIO SPOT: Es el precio horario de la energía que resulta en el Mercado Spot para el despacho óptimo. Representa el costo, expresado en $/MWh, del siguiente MW de demanda a abastecer por despacho, teniendo en cuenta las restricciones vigentes asociadas al transporte y el mantenimiento del nivel de calidad y seguridad del servicio establecido.

PRECIO LOCAL (PL): Es el precio spot de la energía en un área local. En el caso de un área importadora de energía, su Precio Local es mayor que el Precio del Mercado. En cambio, para un área exportadora su Precio Local es menor que el del Mercado.

PRECIO MÍNIMO DE PICO (PMINPI): Es el costo de punta más caro entre las máquinas turbovapor de puntas determinadas en el programa de despacho, si existe alguna en tal condición. Durante la banda horaria de pico de un día hábil el Precio de Mercado no puede ser inferior al PMINPI del mismo.

REDESPACHO: Reprograma de generación realizado por el OED para garantizar que el despacho vigente corresponde a la operación óptima para las condiciones existentes de oferta y demanda, las cuales pueden diferir significativamente de las previstas.

VALOR DEL AGUA: Valorización expresada en $/MWh declarada por un generador hidroeléctrico correspondiente al nivel de su embalse, referido al Centro de Carga del Mercado.

P.T. 9: PARTICIPACIÓN DE GENERADORES EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA DEL MEM

1. OBJETIVO.

El presente Procedimiento Técnico fija los requisitos que deben cumplir los grupos generadores que participen de la Regulación Primaria y/o Secundaria de Frecuencia, de acuerdo a lo indicado en Anexo Nº 23 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios"

Especifica las características y el desempeño de aquellos componentes de los sistemas de regulación de velocidad, y de todo automatismo o sistema que actúe significativamente en la Regulación de Frecuencia o esté relacionado con ella, como así también de los sistemas instalados o a instalar en centros de control y que intervengan en la misma.

2. INTRODUCCIÓN

La producción de energía en un sistema eléctrico de potencia debe responder a exigencias que hacen a la seguridad, calidad y economía de su suministro.

El nivel de calidad está dado, entre otros parámetros, por la constancia de las magnitudes de tensión y de frecuencia.

Además, la constancia de la frecuencia en Sistemas Interconectados, contribuye a lograr el funcionamiento estable de los mismos y facilita su control.

Se indican en este Procedimiento Técnico los criterios generales de la operación y los requerimientos básicos que deben cumplir los sistemas de regulación de velocidad, potencia y frecuencia de los grupos generadores, atendiendo a la necesidad de lograr una respuesta adecuada de los mismos durante las variaciones habituales de carga en la red y ante contingencias, posibilitando un adecuado control de frecuencia en el Sistema Interconectado, y una distribución equilibrada de la potencia regulante entre los grupos generadores participantes en la regulación de frecuencia del SADI

Estas obligaciones no se contraponen con las especificaciones habituales de funcionamiento y control propio de las centrales.

3. ABREVIATURAS:

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

OED: Organismo Encargado del Despacho

RF: Regulación de Frecuencia

RPF: Regulación Primaria de Frecuencia

RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia

RTF: Regulación Terciaria de Frecuencia

RAV: Regulador Automático de Velocidad

COC: Centro de Control de Operaciones del SADI

COG: Centros de Control de Operaciones de los Generadores

COT: Centros de Control de Operaciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión

COTDT: Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal

COD: Centros de Control de Operaciones de los Distribuidores

CCA: Centros de Control de Área

FR: Frecuencia de Referencia

RR: Reserva Rotante para Regulación

LAI: Límite Ajuste Inferior

LAS: Límite Ajuste Superior

LI: Límite Inferior

LS: Límite Superior

OS: Orden de Servicio

PN: Potencia Nominal

4. INFORMACIÓN SOLICITADA SOBRE SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD, POTENCIA Y FRECUENCIA

A solicitud del OED, el Generador deberá poner a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia y frecuencia.

El Generador debe cumplir con los requisitos sobre el funcionamiento de los sistemas de control propios de las unidades generadoras. En particular los requerimientos técnicos se refieren al regulador primario de velocidad o de frecuencia; sistemas de control conjunto o de generación; componentes de las centrales que interactúan con los mecanismos de regulación de potencia y frecuencia (turbinas, calderas, etc.) así como automatismos y protecciones asociados a los mismos.

4.1. INFORMACIÓN REQUERIDA

La información suministrada debe poseer una consistencia tal que permita reproducir mediante programas de simulación dinámica, los transitorios experimentados por las principales variables de estado del sistema de control, como ser: posiciones de válvulas y potencia mecánica ante ensayos de rechazo de carga (por ejemplo al 100% y 60% de la potencia nominal), y/o ensayos de tomas de carga al variar en forma de escalón o de rampa las consignas de potencia y frecuencia.

En particular para cada grupo generador se debe adicionar al diagrama de bloques del lazo de regulación de velocidad una planilla destacando los siguientes datos:

- Identificación (número de máquina, potencia nominal y efectiva).
- Características del regulador (marca, control PI o PID, hidráulico, electrohidráulico, etc.).
- Banda muerta (rango de ajuste, calibración actual).
- Estatismo permanente (rango de ajuste, valor actual).
- Compensaciones dinámicas (amortiguamientos)
  - Hidráulicas:

    Estatismo transitorio (rango de ajuste, calibración actual)
    Constante de Tiempo del Estatismo Transitorio
    ó
    Constantes proporcional, integral y derivativa del compensador directo (KP, KI y KD)
  - Térmicas:

    En caso de poseer compensaciones dinámicas, función transferencia con todos los parámetros.
- Variador de velocidad/consignador (tipo: potenciómetro motorizado, consignador estático, etc.)
- Gradiente de toma de carga (MW/minuto)
- Tiempo de lanzamiento (de acuerdo a ensayo).
- Tiempo de establecimiento (tiempo necesario para ingresar en la banda de +10% del valor final deseado).
- Características de la turbina

  Hidráulica: parámetro Tw ensayado;

Térmica: modelo simplificado indicando constante de tiempo de la etapa de Alta Presión, del recalentador y porcentajes de potencia producida en cada etapa.

- Modelo simplificado de la caldera incluyendo constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados, modelo del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.
- Características del limitador de carga.
- Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, resonancias, etc.)
- Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, banda muerta, etc.).
- En el caso de que la central posea un sistema de CONTROL CONJUNTO AUTOMÁTICO de GENERACIÓN y/o REGULACIÓN SECUNDARIA de FRECUENCIA se debe proveer su diagrama funcional con los parámetros correspondientes, indicando el rango de ajuste de aquellos calibrables.
- Los resultados de los ensayos del lazo de control automático de velocidad del grupo, realizados a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control incluyendo automatismos asociados como el cierre rápido de válvulas (FAST VALVING).

NOTA: En base a esta información, el OED conformará una base de datos que utilizará para el despacho de la capacidad regulante del MEM.

El Anexo I del presente Procedimiento Técnico contiene una guía de los ensayos requeridos para cumplimentar los requisitos exigidos.

4.2. REQUISITOS GENERALES:

4.2.1. REQUISITOS DE RANGOS DE FRECUENCIA ADMISIBLES DE OPERACIÓN DE GENERADORES

- Rangos de frecuencia admisibles de operación del grupo:
- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 47,5 Hz y 52 Hz
- Para un período mínimo de 10 seg. entre 47,5 y 48 Hz, y entre 51,5 y 52 Hz
- Para un período mínimo de 20 seg. entre 48 y 49 Hz., y entre 51 y 51,5 Hz
- Sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz

4.2.2. REQUISITOS PARA PARTICIPAR EN LA RPF DEL SADI

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1% (+/-0,025 Hz).
- Tiempo de establecimiento (necesario para ingresar en la banda del +/-10% del valor final) del lazo de regulación de velocidad del orden de 30 segundos como máximo para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas. De ser mayores a estos valores quedará a criterio del OED su aceptación y la aplicación de eventuales condicionamientos para su inclusión en el despacho de RPF.

Adicionalmente el generador debe determinar el tiempo de establecimiento mínimo posible sin que el mismo afecte a la estabilidad del sistema ni produzca deterioro permanente en sus propias instalaciones. El OED podrá disponer los ajustes de los reguladores dentro de los rangos admisibles, en función de estudios previos y a los efectos de asegurar la estabilidad del sistema.

- Operar en Regulación Primaria de Frecuencia, sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de la frecuencia de referencia en operación normal (habitualmente 50 Hz), +/- 0,2 Hz.

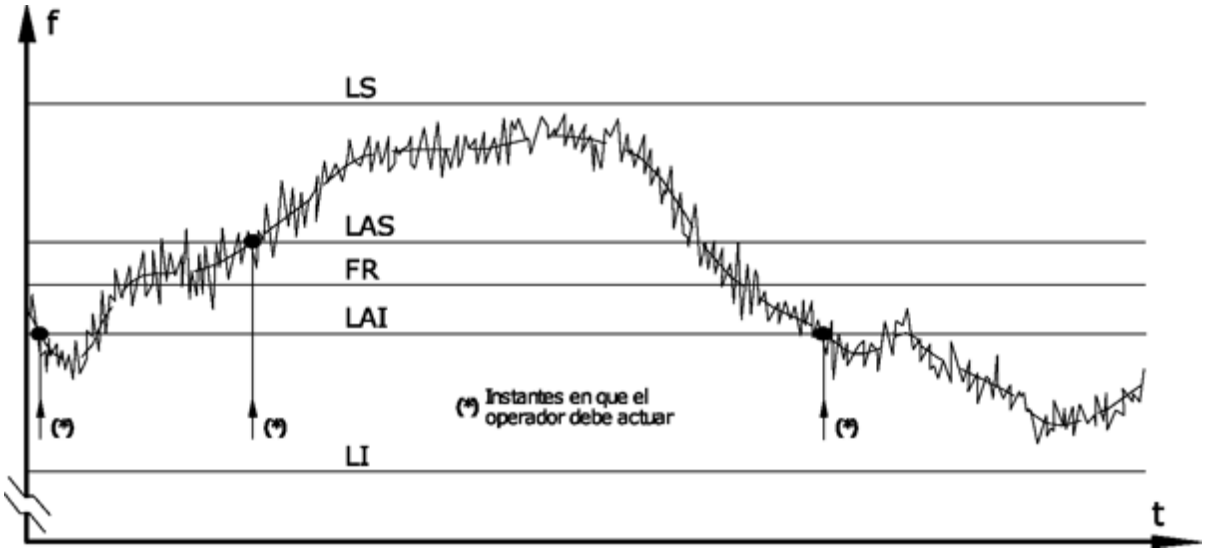
4.2.3. REQUISITOS PARA PARTICIPAR EN LA RSF DEL S.A.D.I.

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores que estén habilitadas para RSF, podrán participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado.

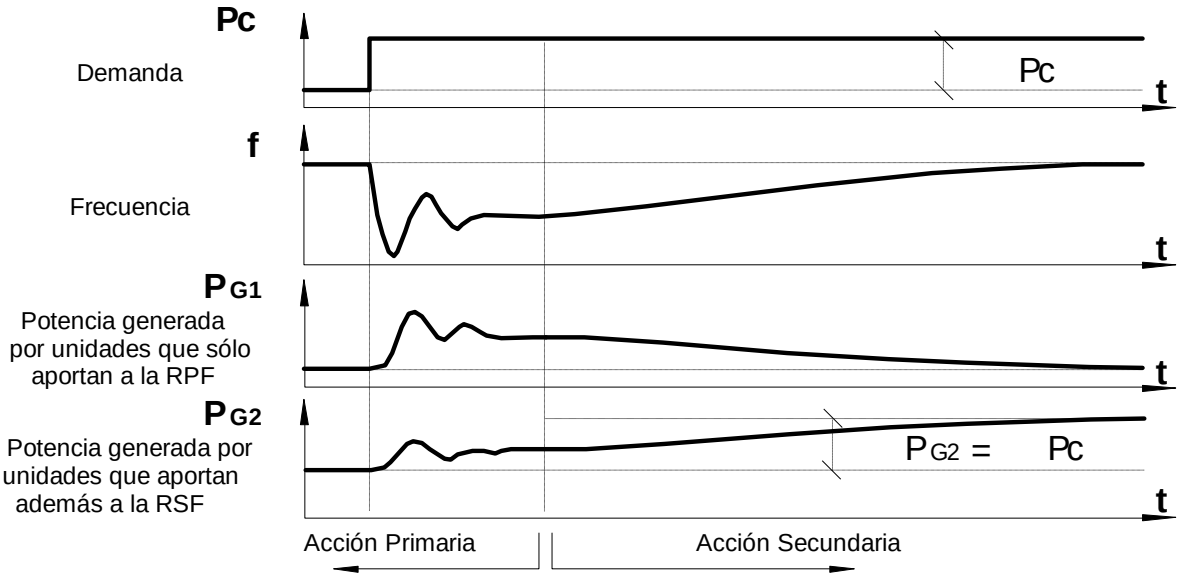
En el caso de una central, hasta tanto el COG y el grupo de unidades generadoras designados dispongan del equipamiento necesario para realizar la RSF en forma centralizada automática, o a través de un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) y/o Regulación Secundaria, la Regulación Secundaria se realizará en forma centralizada y manual de acuerdo a las pautas siguientes:

I) El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un registrador de frecuencia, de lectura directa y que en el mismo se hallen señalados los niveles de los Límites de Ajuste Inferior (LAI) y Límite de Ajuste Superior (LAS), límites máximos en los cuales debe comenzar a actuar, y los niveles de Límite Inferior (LI) y Límite Superior (LS) que conforman la banda de variación de la Frecuencia. Esta banda no se debe superar en condiciones normales.

II) El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un indicador o registrador en el que se visualice el valor total de la potencia generada y la disponible del grupo de unidades generadoras bajo su control y deberá estar informado de todos los eventos que pudieran ocurrir en los equipos que él comanda y que le limiten la posibilidad de cumplir eficazmente su cometido.



Límites para la Regulación Secundaria de Frecuencia.

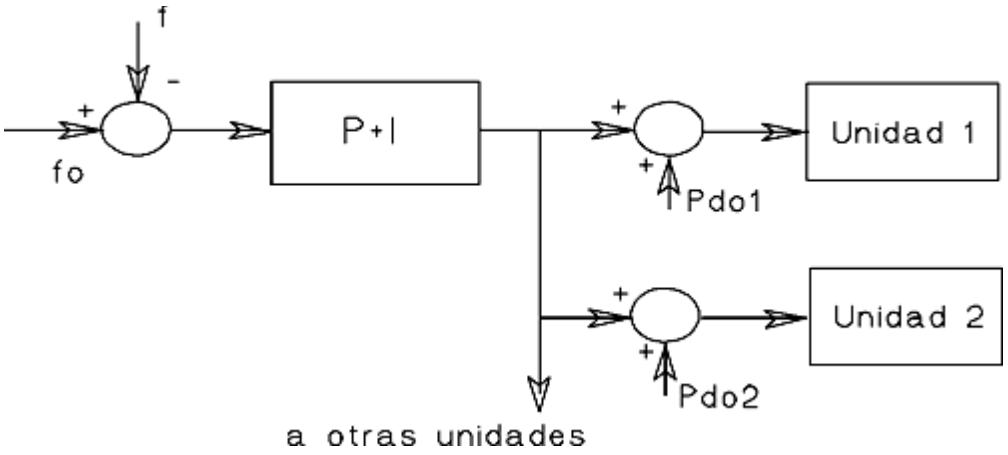


Evolución de la frecuencia y de las potencias, poniendo en evidencia la actuación de la regulación primaria y de la regulación secundaria ante una perturbación de tipo escalón.

Es condición necesaria para poder realizar la RSF que la/s centra/les cumpla/n con todos los requisitos exigidos para aquellas habilitadas para participar en la RPF, debiendo además cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

4.2.3.1. REQUISITOS MÍNIMOS

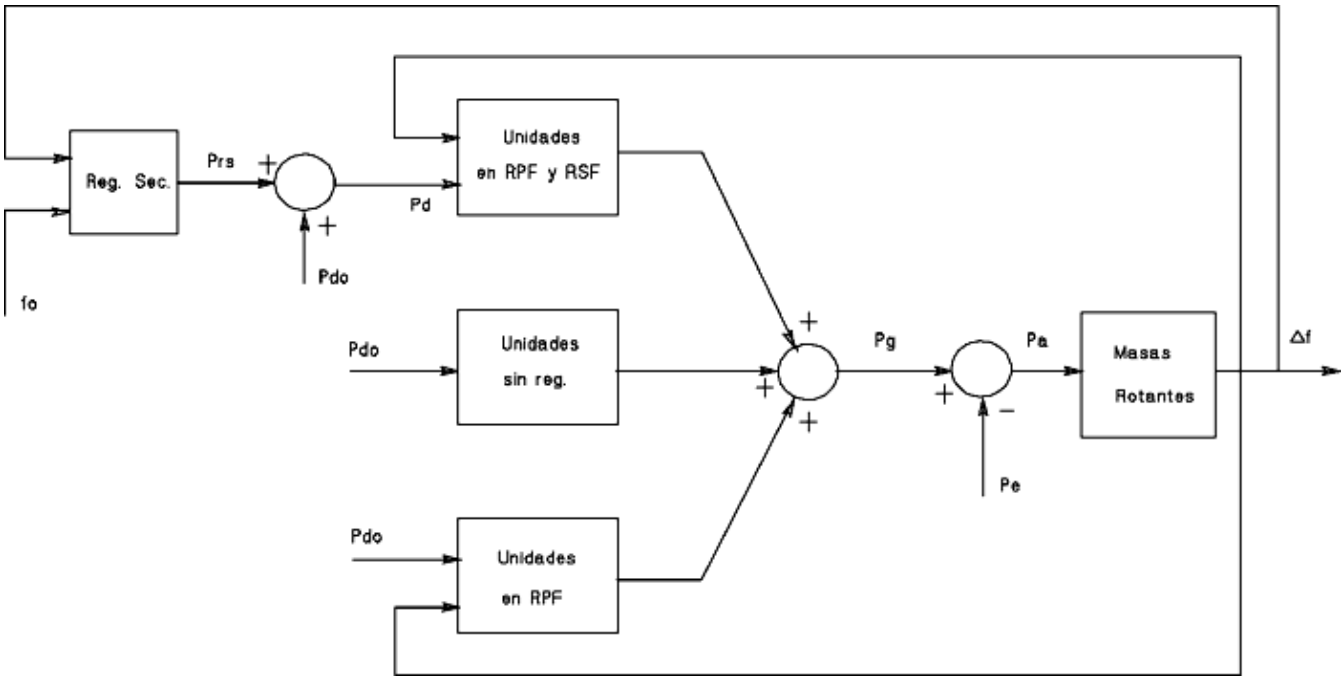
El esquema de control mínimo de regulación secundaria debe consistir en un regulador secundario de frecuencia, cuya salida actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de las unidades de la/s central/es, como se indica en la siguiente figura:



ESQUEMA DE CONTROL DE REGULACIÓN SECUNDARIA.

Eventualmente, de participar unidades de distintas centrales, todas ellas deben estar comandadas por un único regulador secundario o CCAG.

Si el conjunto de máquinas actuantes bajo la misma señal de consigna está integrado por equipos y controles asociados de diferentes características, tendrán que presentar un estudio que muestre que el regulador secundario está correctamente ajustado.



ESQUEMA GENERAL DE CONTROL DE FRECUENCIA

4.2.3.1.1. REGULADOR SECUNDARIO

- Algoritmo

Debe contar con acción integral. Preferentemente acción proporcional más integral y debe estar ajustado de forma tal que la RSF resulte más lenta en comparación con la RPF. La RSF debe realizarse con un gradiente de carga máximo tal que permita actuar eficazmente a las máquinas hidráulicas que participan en la RPF.

- Banda muerta de frecuencia

La banda muerta de frecuencia, anterior a la acción integral, debe ser como máximo igual a + 0.05 Hz. Preferentemente no debe tener banda muerta.

- Diagrama de bloques

Debe suministrar el diagrama de bloques del regulador secundario.

Eventualmente, de participar unidades de distintas centrales y/o máquinas de diferentes características, deberá proveerse el enlace de la señal de mando conjunto entre el regulador secundario y todas las unidades que participan en la RSF y el diagrama de bloques completo, es decir, que incluya el regulador secundario y los reguladores primarios. Se deberá incluir cualquier limitador de toma de carga que se incorpore a efectos de repartir equitativamente el esfuerzo de regulación entre las distintas máquinas que participan de la RSF.

4.2.3.1.2. BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA

La banda de regulación para RSF está dada por la diferencia entre la máxima y mínima potencia que el regulador secundario es capaz de comandar en forma automática por acción conjunta sobre las unidades en RSF.

Para una central (o conjunto de ellas) el valor máximo que puede tomar esta banda, es la diferencia entre la suma de las potencias máximas operables y la suma de los mínimos técnicos de las unidades comandadas en forma conjunta por la RSF.

4.2.3.1.3. GRADIENTE DE TOMA DE CARGA

Por acción conjunta de las unidades en RSF, debe poder recorrerse el total de la banda de RSF con un gradiente mínimo de 30 MW/min.

Debe presentar el ensayo de gradiente de toma de carga con los rangos asociados

Adicionalmente el generador debe informar:

- Gradiente de toma de carga en MW por minuto.
- Mínimo técnico de cada grupo.
- Tiempo de entrada en servicio.

Aquellas máquinas que no posean sistema de control conjunto de generación, deben prever la incorporación de los dispositivos necesarios para comandar la toma de carga en forma automática desde un sistema de control conjunto o de generación.

4.3. REQUISITOS PARTICULARES

4.3.1. BORNERA NORMALIZADA

Para todos aquellos generadores de potencia superior a 25 MVA, deben poder registrarse con precisión, sin afectar el funcionamiento del grupo en servicio y protegiendo los equipos de adquisición, las principales variables del sistema de regulación de velocidad, potencia y frecuencia.

Se sugiere la instalación de una BORNERA NORMALIZADA DE MEDICIÓN con los puntos mínimos especificados en el Anexo II

4.3.2. INFORMACIÓN ADICIONAL

Para aquellos grupos generadores cuya potencia nominal supere los 100 MVA se requiere la siguiente información adicional:

- Límites de velocidad de toma de carga.
- Esquema de control turbina seguidora.
- Característica, modelos y parámetros del sistema de reducción rápida de carga y/o sistema cierre rápido de válvulas (FAST-VALVING)

- Todo aquel parámetro y/o función que el OED solicite conocer a efectos de la realización de estudios para la evaluación de la seguridad y calidad del servicio del SADI

4.3.3. ENSAYOS DE SUPERVISIÓN

A solicitud del OED el/los Generador/res deberá/an realizar ensayos de lazos de control automático de velocidad de los grupos y lazo de RSF, en forma coordinada con este Organismo, a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de estos sistemas de control incluyendo automatismos asociados.

Es condición necesaria para participar en la RPF y RSF que en los ensayos se verifiquen los requisitos mínimos establecidos en los puntos 4.1 y 4.2. del presente Procedimiento Técnico.

Los ensayos para medición de: estatismo permanente, banda muerta, tiempo de establecimiento máximo y tiempo de lanzamiento se deben realizar tomando como guía lo indicado en el Anexo I y con la siguiente periodicidad:

- tiempo de lanzamiento: una sola vez
- banda muerta: en cada parada por mantenimiento anual
- estatismo y tiempo de establecimiento: después de cada mantenimiento del sistema de control de velocidad

5. INSTRUMENTAL REQUERIDO EN EL PRESENTE PROCEDIMIENTO TÉCNICO.

5.1. OBJETIVO

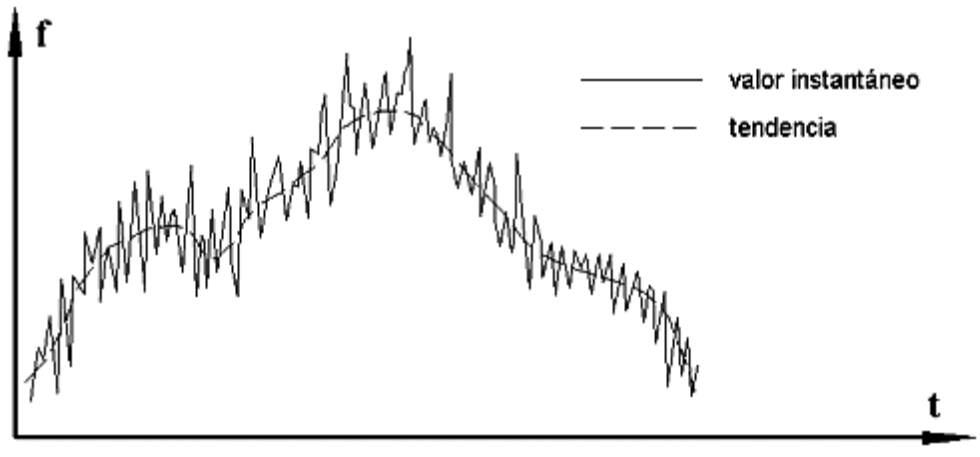
Estas especificaciones tienen el fin de normalizar el instrumental requerido, de modo que las mediciones y registros efectuados sean comparables.

5.2. INSTRUMENTAL PARA RSF

Los COG deben contar con el siguiente equipamiento:

- Registrador X-t:

Se requiere un instrumento apto para el registro de frecuencia de red, es decir que mida la señal de frecuencia y la registre en tiempo real mostrando un período móvil mínimo de 12 minutos de tal forma que el operador del COG pueda visualizar permanentemente la tendencia de la frecuencia.



DIFERENCIA ENTRE EL VALOR INSTANTÁNEO Y LA TENDENCIA DE LA FRECUENCIA.

Medición de Factor de Eficiencia Horario

Los COG deben contar en su Centro de Control con el equipamiento de medición necesario para la determinación de este factor.

Para determinar el factor de eficiencia horario de la RSF el COG debe seguir el siguiente procedimiento.

a) Adquirir la señal de frecuencia con un período máximo de 10 segundos y un error máximo de ± 0.002 Hz.

b) Filtrar la desviación de la frecuencia con un filtro pasabajos de promedio móvil de 6 minutos.

c) Realizar el promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia (DfF h) con respecto a la frecuencia de consigna.

d) Calcular el factor de eficiencia para una hora "h" con la siguiente fórmula.

$$\mathbf{FERSH^h = 1 - \left| DfD^h / Dfmxa \right|}$$

dónde:

- **DfF^h** = desviación filtrada horaria de la frecuencia
- Dfmxa = desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF, y que es establecida en la Programación Estacional.

Los valores de frecuencia y **$FERSH^h$** se deben mantener registrados por un período mínimo de 35 días. Es recomendable que el operador pueda visualizar en tiempo real los valores de **$FERSH^h$** .

- Reloj

Todos los COG deberán contar con un reloj patrón y un reloj comparador (entre la hora patrón y la hora sincrónica) a los efectos de poder ejecutar la RTF.

5.3. RECOMENDACIONES

Todo COG debería contar con un frecuencímetro digital, cuyas características sean las siguientes:

a) Rango de medición: 47 a 53 Hz como mínimo.

b) Resolución de lectura: 0.01 Hz

c) Actualización de lectura: entre 0.25 y 1 seg.

d) Exactitud: mayor que 0.01 Hz

e) Visualización: 4 dígitos

6. SISTEMA DE SUPERVISIÓN

6.1. SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE RPF

El OED realizará la supervisión del aporte de los generadores a la RPF, inicialmente mediante las mediciones de tiempo real disponibles. De considerarlo necesario, el OED podrá instalar registradores y/o el equipamiento de medición que se requiera para verificar su respuesta, con cargo al respectivo Generador.

7. PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Todo Generador que quiera aportar con sus máquinas a la Regulación Primaria de Frecuencia y/o Secundaria, deberá estar habilitado de acuerdo a lo requerido en el presente Procedimiento Técnico según lo descripto en el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS.

7.1. CONDICIONES DE OPERACIÓN

7.1.1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

La Frecuencia de Referencia coincidirá con la nominal (50,00 Hz) salvo circunstancias especiales en que el COC ordene un valor distinto.

Los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la Frecuencia serán de ± 0,2 Hz alrededor de la Frecuencia de Referencia.

7.1.2. OPERACIÓN EN CONDICIONES ANORMALES

Durante situaciones anormales, el COC podrá ordenar valores distintos de la Frecuencia de Referencia. Una vez desaparecida la anormalidad el COC ordenará el retorno inmediato a los valores normales.

7.1.3. OPERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

En el caso de que algún área quedara aislada del SADI, el COC determinará la Frecuencia de Referencia para la misma de acuerdo con las pautas emanadas del presente Procedimiento Técnico y supervisará su cumplimiento a través del CCA respectivo, hasta tanto se disponga el reingreso del área al SADI.

Por razones de seguridad del servicio eléctrico, en cada subsistema que resulte aislado se debe asignar la Regulación Secundaria de Frecuencia a una central o grupo de centrales del área respectiva, la cual se despachará con la reserva rotante mínima necesaria para tal fín.

7.2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN CONDICIONES NORMALES

7.2.1. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)

7.2.1.1. OPERACIÓN DE LA RPF

a) La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se operará en forma automática y participarán en ella las unidades generadoras habilitadas para RPF del SADI.

b) Será obligación de los COG comunicar al COC cuando alguna unidad generadora no opere, o deje de hacerlo con las condiciones del punto anterior, informando las causas de dicha limitación operativa, el tiempo estimado que permanecerá en ese estado y el momento a partir del cual vuelve a operación de regulación normal.

c) La potencia de despacho actual debe entenderse que está dada para la Frecuencia de Referencia. El COC supervisará que esto se cumpla en los grupos generadores, y que se permita que la potencia generada fluctúe sólo por acción del Regulador de Velocidad.

d) Todo generador que varíe su generación en cumplimiento de una orden del COC, lo hará con un gradiente de carga que tenga en cuenta su incidencia sobre la frecuencia, a fin de no introducir perturbaciones adicionales.

7.2.1.2. VALORES DE AJUSTE

Los COG observarán que los sistemas de Regulación Primaria de cada unidad generadora cumplan permanentemente con las condiciones para la habilitación para la RPF, especificadas en el presente Procedimiento.

7.2.1.3. DESPACHO DE LA CAPACIDAD REGULANTE:

a) El COC realizará el despacho de generación teniendo en cuenta que la potencia asignada a cada unidad generadora ± el porcentaje de regulación despachado esté comprendida entre su potencia máxima y mínima operable.

b) Con el fin de realizar la Programación Diaria de la Generación, los COG informarán conjuntamente con las novedades de equipos, las unidades generadoras que no aportan a la RPF.

c) Con la información anterior, el COC llevará un registro de los grupos generadores a despachar diariamente donde conste el estado del sistema de RPF de los mismos, a los fines de su inclusión en la Programación con el porcentaje de RR para regulación.

7.2.2. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)

La RSF se realizará con un grupo de unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas, habilitadas para tal fin, que se comandará en forma centralizada y por medio de un solo operador. La acción será realizada en forma automática, admitiendo sólo en el caso de una sola central la acción en forma manual hasta tanto el COG y el grupo de unidades generadoras designados dispongan del equipamiento necesario para realizar la RSF en forma centralizada automática, y deberá responder a la tendencia de la frecuencia.

El COC asignará la operación de la RSF a un COG de acuerdo a la metodología descripta en el Anexo 23 de los Procedimientos. Le informará además el valor de la Frecuencia de Referencia y la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica, en el instante de la asignación.

Los COG deberán estar equipados de modo de cumplir eficazmente con este cometido, al menos con el instrumental mínimo especificado en el presente Procedimiento Técnico.

7.2.2.1. OPERACIÓN DE LA RSF

a) El COG asignado comunicará a su vez al COC la central y las unidades generadoras con las que operará la RSF, la banda de potencia disponible para la misma, cualquier cambio de las unidades generadoras que operan de esta manera y toda otra información de interés para la operación de la RSF.

b) El COG asignado a la RSF avisará al COC para que éste pueda redistribuir la generación entre el resto de las unidades generadoras que conforman la reserva operativa del SADI, cuando:

1. se esté agotando la reserva rotante de sus unidades regulantes ante un crecimiento sostenido de la demanda;
2. esté alcanzando los mínimos operables en sus unidades;
3. deba realizar maniobras y por esta causa se quede temporalmente sin banda de potencia para RSF, dando aviso con suficiente anticipación para que el COC pueda prever la reserva necesaria, a fin de mantener la banda de RSF y así prevenir excursiones inaceptables de la frecuencia.
4. En el caso de que no pueda establecer comunicación con el COC, el COG redespachará las unidades bajo su control con el fin de restituir la banda de RSF.

7.2.2.2. VALORES:

Los valores de los parámetros de la RSF son los siguientes:

Ancho de la banda para la RSF = El indicado en la Programación Estacional

Niveles:

LI:	Frecuencia de Referencia	- 0,2 Hz
LAI:	" " "	- 0,05 Hz
LAS:	" " "	+ 0,05 Hz
LS:	" " "	+ 0,2 Hz

7.2.3. REGULACIÓN TERCIARIA DE FRECUENCIA (RTF).

La Regulación Terciaria (RTF) será realizada por el mismo COG al cual se le asigne la RSF.

Cuando la diferencia entre las horas sincrónicas y patrón alcance o supere el valor de 10 segundos, el COC asignará la RTF dando como Frecuencia de Referencia, y en forma temporaria, un valor distinto de la nominal. De la misma deberán tomar conocimiento todos los COG que participen en la regulación de frecuencia, a los efectos de ajustar las potencias de despacho al nuevo valor de Frecuencia de Referencia.

La Frecuencia de Referencia no podrá diferir en más de ± 0,1 Hz de la Frecuencia Nominal, para realizar la RTF. En las horas pico la FR deberá ser igual a 50,00 Hz en condiciones normales.

La diferencia entre la hora patrón y la sincrónica no debe exceder los 30 segundos, en operación normal.

La hora patrón coincidirá en todo momento con la hora oficial de la República Argentina.

Si los relojes patrones no tuvieran dispositivos automáticos para su ajuste con la hora oficial, deberán ser ajustados por cada COG periódicamente y a una hora fija del día, de acuerdo a la precisión de los mismos.

El COC dará la señal de sincronización para la puesta en hora de los relojes sincrónicos de los COG cuando se lo considere conveniente, y se verificará el ajuste periódicamente.

Los valores de las computadoras, registradores y otros equipos, necesarios para la operación y/o el análisis de la misma, en cualquier lugar del SADI, deberán hallarse permanentemente ajustados con la hora patrón o la sincrónica según sea su función específica.

Cuando cualquier reloj sincrónico deje de funcionar por falta de tensión, se lo sincronizará nuevamente con el reloj sincrónico del COC, o en su defecto con el reloj sincrónico del COG que represente el mayor bloque de generación (caso de separación del SADI en islas).

Los COG deberán comunicar los equipos con que se cuenta, a la fecha de puesta en servicio del presente Procedimiento Técnico, detallando calidad, precisión, periodicidad de ajustes, etc., como así también cuando se introduzcan modificaciones en los mismos.

7.3. REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN CONDICIONES ANORMALES

7.3.1. VARIACIÓN PRONUNCIADA E IMPREVISTA DE LA DEMANDA

a) Regulación primaria

Cuando se produzca una variación de la Frecuencia fuera de la banda determinada por los límites máximos LI o LS definidos para las condiciones de operación normal, a causa de una variación pronunciada e imprevista de la demanda y por esto resulte una variación de potencia en las unidades generadoras que agote su Reserva Regulante Máxima, deberá permitirse que la mismas sigan aportando a la RPF, siempre y cuando esto no implique alteraciones que le provoquen un deterioro o su desconexión.

b) Regulación Secundaria

En estas condiciones la Regulación Secundaria se debe continuar operando según lo detallado para las condiciones de operación normal.

c) Regulación Terciaria

Queda a juicio del COC si se mantienen o no las órdenes emanadas con anterioridad.

7.3.2. DESCONEXIÓN DE CARGA O GENERACIÓN

Las desconexiones a considerar son las que produzcan alteraciones rápidas y pronunciadas de la frecuencia.

a) Regulación Primaria

Tanto para descensos como para elevaciones de frecuencia por estas causas, los COG deberán supervisar que, siempre que no se excedan los límites de seguridad de los equipos, se mantenga en servicio la regulación primaria de las unidades generadoras. En el caso de sobrefrecuencia y durante el lapso que ésta se mantenga, queda a criterio de cada COG realizar la desconexión de unidades generadoras que queden en situación de riesgo y que no lo hayan hecho en forma automática. Posteriormente ejecutarán las operaciones que indique el COC, tendientes a normalizar la frecuencia y recuperar los equipos al servicio.

b) Regulación Secundaria

El COG que tenga asignada la RSF la seguirá operando según las pautas propuestas para operación normal, y de acuerdo a las necesidades de la contingencia, informando su situación al COC, el cual coordinará la ayuda necesaria del resto del Sistema, a fin de reponer los márgenes, emitiendo órdenes específicas para cada caso en particular.

c) Regulación Terciaria

Queda a juicio del COC si se mantienen o no las órdenes emanadas con anterioridad a estos eventos.

7.4. REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN ESTADOS DE EMERGENCIA

7.4.1. SEPARACIÓN DEL SISTEMA EN SUBSISTEMAS

El COC y los CCA de cada uno de los subsistemas que resulten aislados se responsabilizarán por el control de la frecuencia en el área respectiva, siguiendo los lineamientos descriptos en este Procedimiento Técnico y atendiendo, los últimos, a las órdenes emitidas por el COC a fin de efectuar la resincronización. La misma se debe realizar, dentro de lo posible, sin que exista error entre las horas sincrónicas de los distintos subsistemas. En los casos en que no se pueda realizar la sincronización en esta condición, el área de menor demanda debe asumir la hora sincrónica de la de mayor demanda.

7.4.2. EMERGENCIA ENERGÉTICA Y/O DÉFICIT DE POTENCIA

Se reconocen como situaciones de Emergencia Energética y/o por Déficit de Potencia del Sistema, a aquéllas en que se manifiesta una reducción de las reservas energéticas y/o déficit de potencia para cubrir la demanda, causadas por ejemplo por:

- Restricción de los principales aportes de origen hidráulico.
- Indisponibilidad elevada del parque térmico.
- Restricción del abastecimiento de combustibles.

Estos factores restringen el aporte de la generación para la satisfacción de la demanda.

Se pueden presentar dos situaciones:

a) Sin cortes programados

Se opera de la misma forma que en condiciones anormales.

b) Con cortes programados

En esta condición no se realiza despacho de RSF.

Existiendo déficit para cubrir el abastecimiento de la demanda para los grupos en operación no se tendrán en cuenta las bandas RSF y/o RPF para determinar sus máximos operables.

En el sistema y/o subsistemas aislados que estén en esta condición se operará de la siguiente manera:

En las máquinas declaradas con RPF efectiva, no se deberá trabar la acción de ésta, cuando por orden del COC deban maximizar su generación. Esto permitirá que accionen cuando la frecuencia supere el valor de consigna, bajando automaticamente su generación y coadyuvando asi a mejorar la calidad al reducir banda superior de frecuencia.

El COC y/o CCA deberá habilitar el regulador secundario de frecuencia de una central o grupo de ellas en condiciones de realizar RSF, a los efectos de controlar en una primera instancia que la frecuencia no supere a la de consigna. Posteriormente, en el caso de que la central y/o centrales con regulador secundario habilitado bajen su potencia por debajo de la consignada, el COC y/o CCA decidirá/n la cantidad de potencia cortada que se debe restituir.

El COC determinará la Frecuencia de Referencia de los reguladores secundarios habilitados en cada Subsistema. Además determinará la frecuencia a la cual se comienzan a ordenar los cortes.

Límites de actuación:

Se modifican los niveles como se indica a continuación:

LAI: Frecuencia de Referencia - 0,15 Hz

LAS: " " " + 0,15 Hz

Valores de referencia:

Los límites para la Frecuencia (banda de variación) son:

Nivel inferior: : LI: Frecuencia de Referencia - 0,3 Hz

Nivel superior:: LS:: " " " + 0,3 Hz

Cuando la frecuencia supere estos límites, los operadores del COC deberán documentar las causas.

A este fin, los operadores de los COT, COTDT, COD y COG deberán estar en condiciones de informar al COC cualquier inconveniente en su área que influya en las variaciones de frecuencia fuera de esta banda.

Para la Regulación Terciaria vale lo expresado para condiciones de operación normal, con las siguientes salvedades:

- Cuando por imperio de la situación crítica del Sistema, la frecuencia alcance excursiones de más de ± 0,3 Hz (Banda de variación) en forma repetitiva, no se deberá efectuar corrección de la hora sincrónica, y se mantendrá la frecuencia de referencia en 50 Hz.
- No regirá en este caso el límite de la diferencia entre hora patrón y sincrónica de 30 segundos máximos.
- Se corregirá el desvío cuando desaparezcan, aún transitoriamente, las causas que motivan la situación crítica.

8. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El COC coordinará y convendrá con los Despachos de Cargas de los países con que el SADI se interconecte, los aspectos concernientes al ajuste y operación de la Regulación de Frecuencia.

9. ANEXO I – GUÍA DE ENSAYOS TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO MÁXIMO ESTIPULADO PARA EL LAZO DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

9.1. INTRODUCCIÓN

Para la habilitación de una máquina para participar en la regulación primaria de frecuencia, el Anexo 23 de los Procedimientos requiere el cumplimiento de una serie de requisitos técnicos, que se establecen en el presente Procedimiento.

Uno de ellos se refiere al tiempo de establecimiento del lazo de regulación de velocidad. Se lo define como el tiempo necesario para ingresar en la banda del ? 10 % del valor final y se especifica que debe ser menor de 30 segundos como máximo para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas, determinados para la máquina en funcionamiento interconectado. De ser mayores a estos valores quedará a criterio del OED su aceptación y la aplicación de eventuales condicionamientos para su inclusión en el despacho RPF.

En este anexo se realizan las consideraciones respecto a las condiciones y a la forma en que debe ser evaluado.

9.2. OBJETO DEL REQUERIMIENTO

El tiempo de establecimiento da una indicación de la duración del transitorio del lazo de regulación ante una perturbación tipo escalón. Este tiempo está determinado por el conjunto de todos los parámetros del lazo: estatismos permanente y transitorio, constante de tiempo del estatismo transitorio, constantes de tiempo de servoválvulas, características dinámicas de la turbina y tiempo de lanzamiento.

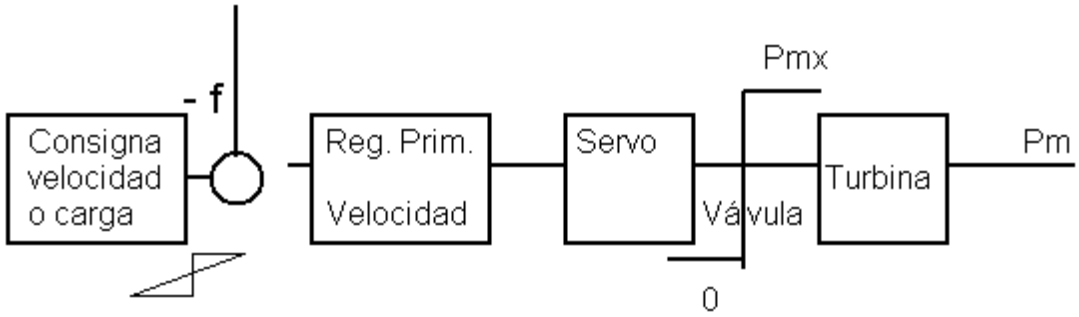
Como existen diversos tipos de máquinas con diferentes parámetros propios (como tiempo de lanzamiento y características de turbina) y diferentes estructuras de regulador (presencia o no de estatismo transitorio o dispositivos de tipo acelerométrico) a su vez con diferentes ajustes posibles, resultaría poco práctico especificar las combinaciones de todos los parámetros, que den resultados equivalentes en cuanto a la duración del transitorio.

Por ello se utiliza el tiempo de establecimiento como un parámetro global que da una indicación de la duración del transitorio y permite comparar el comportamiento de máquinas, con estructuras de regulación y parámetros muy distintos, entre sí.

9.3. DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO CON GRUPO INTERCONECTADO ($T_{I\,EST}$)

El objeto de esta determinación es medir la duración del transitorio del lazo de regulación de cada máquina en particular, considerando como entrada la velocidad de la máquina y como salida la potencia mecánica entregada en el eje de la misma. Dado que la frecuencia en bornes de la máquina es similar a la velocidad de la misma y que la potencia mecánica es una magnitud no observable, siendo la potencia eléctrica similar a ella, a los efectos del estudio de los fenómenos relacionados con la RPF, se puede considerar como entrada a la frecuencia y como salida a la potencia eléctrica, ambas en bornes del generador.

El ensayo propuesto consiste en excitar al sistema con una perturbación en escalón en la frecuencia de la red, en bornes de la máquina, estando ésta interconectada al SADI. Como se puede ver en la figura, un escalón en la frecuencia tiene el mismo efecto que un escalón en sentido contrario en la consigna de velocidad (o frecuencia) o en la consigna de carga, siempre y cuando ésta última actúe antes del regulador primario de velocidad.



El escalón introducido en el ensayo debe ser de magnitud tal que provoque una variación final de potencia no menor que el margen de regulación ofrecido, sugiriéndose que sea del orden del 10 al 15 % de la potencia

nominal de la máquina, y en sentido tal que la generación de la misma aumente. Se registrarán simultáneamente la perturbación y la potencia eléctrica.

En caso que esta perturbación no se pueda aplicar, ya sea porque el punto es inaccesible, o porque se introduzca alguna dinámica adicional entre el punto accesible y el punto donde se debe efectuar la misma, se podrá recurrir a la simulación dinámica de todo el lazo de regulación a estudiar.

Para que esta simulación sea válida, previamente se debe homologar el modelo del regulador, comparando un ensayo real realizado sobre la máquina, tratando de acercarse lo más posible a las condiciones propuestas inicialmente y una simulación que tome el modelo del regulador de velocidad, turbina y generador provistos, como asimismo sus constantes y ajustes. Las condiciones de estos ensayos deben acordarse previamente con el OED.

La simulación se hará introduciendo una perturbación en escalón en la consigna de velocidad, y observando el transitorio que presenta la potencia mecánica, eléctrica, y de las variables de estado más importantes del regulador de velocidad, del cual se obtendrá el valor del tiempo de establecimiento.

En el caso que el tiempo de establecimiento sea establecido directamente por ensayo, éste último debe utilizarse para homologar el modelo del regulador, como así sus parámetros y ajustes, informados en la solicitud de habilitación.

Se deben aportar los resultados de todas las simulaciones realizadas, ya sea con la máquina interconectada el SADI, o en sistema aislado.

Adicionalmente se deberá convenir con el OED el formato en que se deberán proveer los registros de ensayos en medio magnéticos.

El OED analizará las posibilidades operativas de producir en el SADI condiciones particulares que faciliten la realización de los ensayos

9.4. DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO CON MÁQUINA AISLADA.

Como el objeto es medir la duración del transitorio del lazo de regulación de cada máquina en particular, tiene sentido para una condición de máquina aislada, es decir alimentando una carga local.

En la Figura 1 se presenta un diagrama en bloques general del lazo en esta condición.

El procedimiento consistirá en provocar un cambio escalón en la potencia eléctrica demandada (Pe) y registrar la evolución de la potencia mecánica entregada por la turbina (Pm).

El escalón debe ser hacia arriba ya que algunas máquinas tienen limitadores de velocidad de toma de carga

Realizar un ensayo directo resultaría difícil ya que se requeriría que estando la máquina alimentando una carga local se produzca un aumento brusco de la misma (conexión de carga adicional). Por lo tanto esta determinación se realizará por simulación, utilizando el modelo y parámetros de cada máquina en particular.

Si la máquina posee una conmutación a un sistema de regulación específico para operar en sistema aislado con carga local, deberá agregarse la información de dicho sistema de conmutación, como así mismo el modelo del regulador de velocidad empleado para esta situación con sus parámetros y ajustes. Este modelo se debe homologar de la misma manera que el anterior, acordando con el OED la metodología de ensayo.

9.4.1. CASO DE EJEMPLO

Regulador de velocidad: $\frac{1/R}{Trs+1}$ R =.05 ; Tr = 2 seg.

Turbina: $\frac{\alpha Trs+1}{Trs+1}$ α = 0.4 ; Tr = 14 seg.

Masas rotantes: $\frac{1}{Tas}$ Ta = 10 seg.

Banda muerta: BM = 0

En la Figura 2 se muestra la evolución de Pm ante un cambio escalón en Pe desde el 95 % al 98 %. Se ha indicado la banda de $\pm$ 10 % del valor final (Ls y Li).

El transitorio permanece dentro de la banda a partir de los 24 segundos de aplicado el escalón, por lo tanto:

$$T_{est} = 24seg$$

9.4.2. EFECTO DE LA BANDA MUERTA

En varios casos pueden presentarse bandas muertas o ciclos de histéresis en el regulador, o producto del desgaste de partes mecánicas tanto en el regulador como en las servoválvulas. Cualquiera de ellas puede representarse por una banda muerta o ciclo de histéresis equivalente en la medición de frecuencia.

Cuando la máquina funciona en paralelo, el efecto de la banda muerta es imperceptible en la frecuencia del sistema y poco notoria en la potencia mecánica.

Cuando la máquina funciona aislada, el efecto de la banda muerta es notable, ya que da origen a una oscilación sostenida denominada ciclo límite.

En la Figura 3 se simuló el mismo lazo anterior pero incluyendo un ciclo de histéresis con una banda muerta igual a la máxima admisible, es decir BM = ± 0.05 Hz. En ella se aprecia un ciclo límite de aproximadamente 20 segundos de período y 0,7 % de amplitud pico a pico.

En este caso queda una oscilación permanente, marcada por la banda interna en la Figura 3 (Lees y Leí).

Para que el tiempo de establecimiento tenga el sentido de medir la duración del transitorio, debe redefinirse como el tiempo en que la variable entra dentro de una banda de ± 10 % del valor final (o estado permanente), entendiendo por tal a la banda interna del ciclo límite y considerando como valor final para aplicar el ? 10 % al promedio de los valores máximo y mínimo de la banda.

En la Figura 3 se representan la banda interna de la oscilación permanente y una banda externa del ± 10% en más y en menos. En este ejemplo el transitorio permanece dentro de la banda externa a partir de los 32 seg., por lo tanto:

$$T_{a\,est} = 32seg$$

9.4.3. CONCLUSIONES

- La determinación de este tiempo de establecimiento se realizará por simulación, en condición de máquina aislada.
- Se realizará sobre la potencia mecánica para un escalón creciente de potencia eléctrica de amplitud igual al 60 % de la semibanda de regulación positiva.
- En caso de que esté presente una banda muerta, se considerará el tiempo que tarda en entrar dentro de una banda de ± 10 % del valor final alrededor de la oscilación permanente.

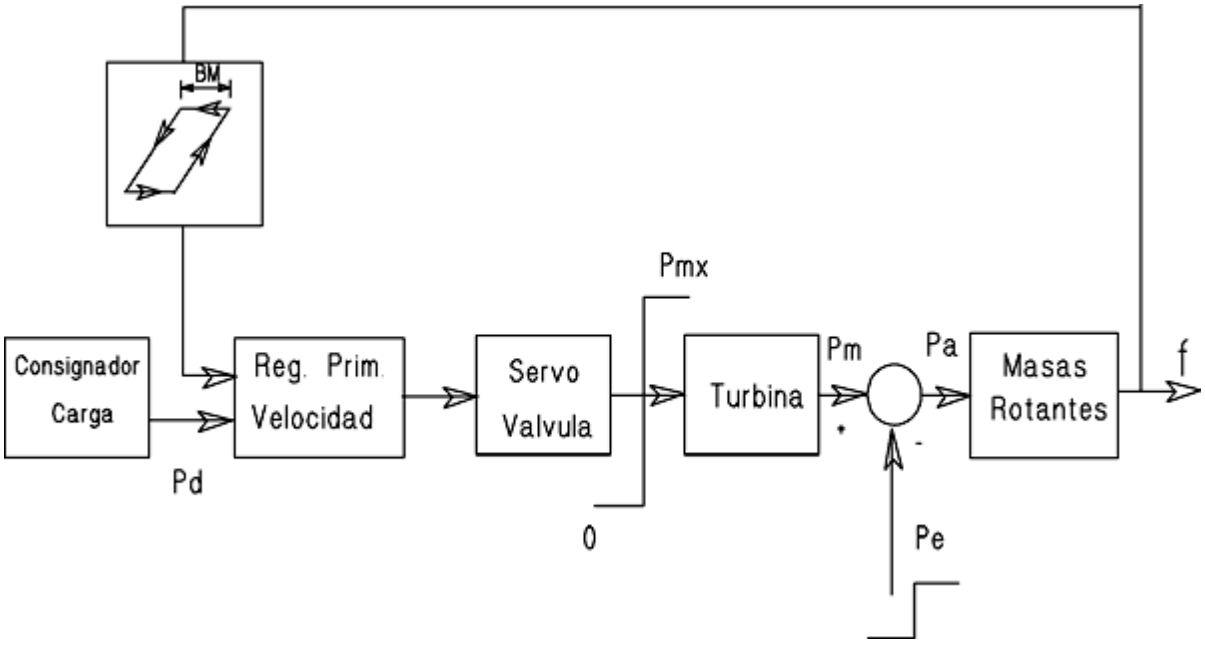


FIGURA 1 - Diagrama en bloques general del lazo de regulación de velocidad.

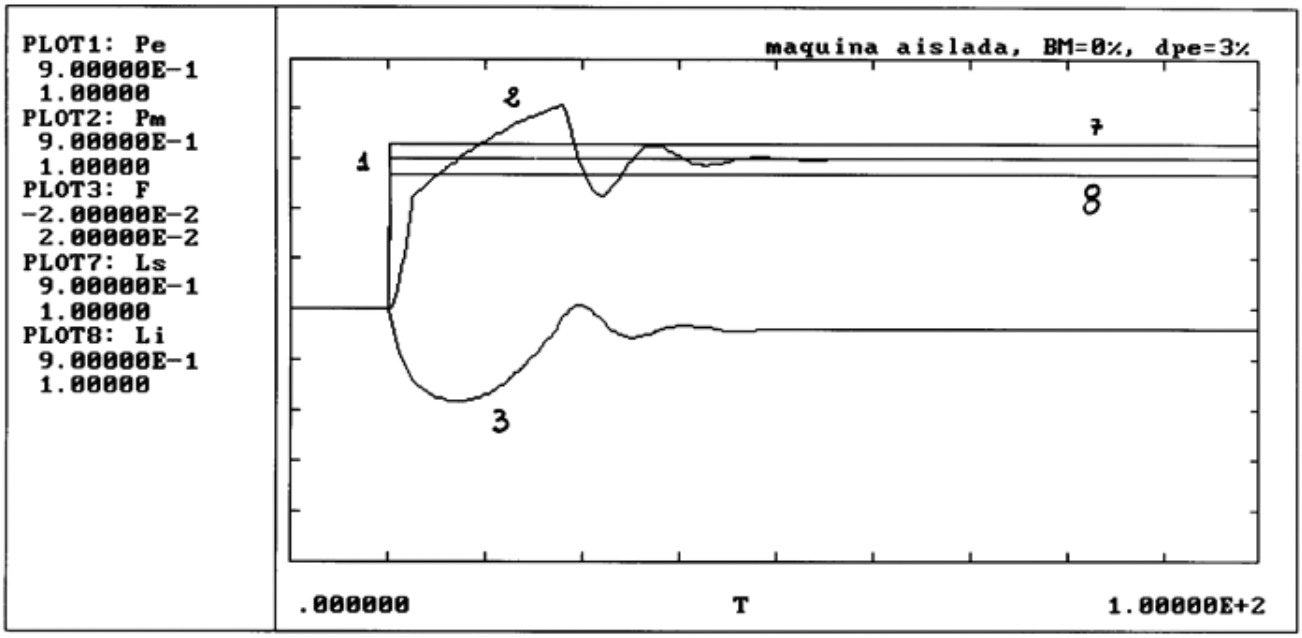


FIGURA 2 - Respuesta temporal de potencia mecánica (Pm) y frecuencia (F), ante un escalón de potencia eléctrica (Pe) de + 3 %. Sin banda muerta, BM = 0 %.

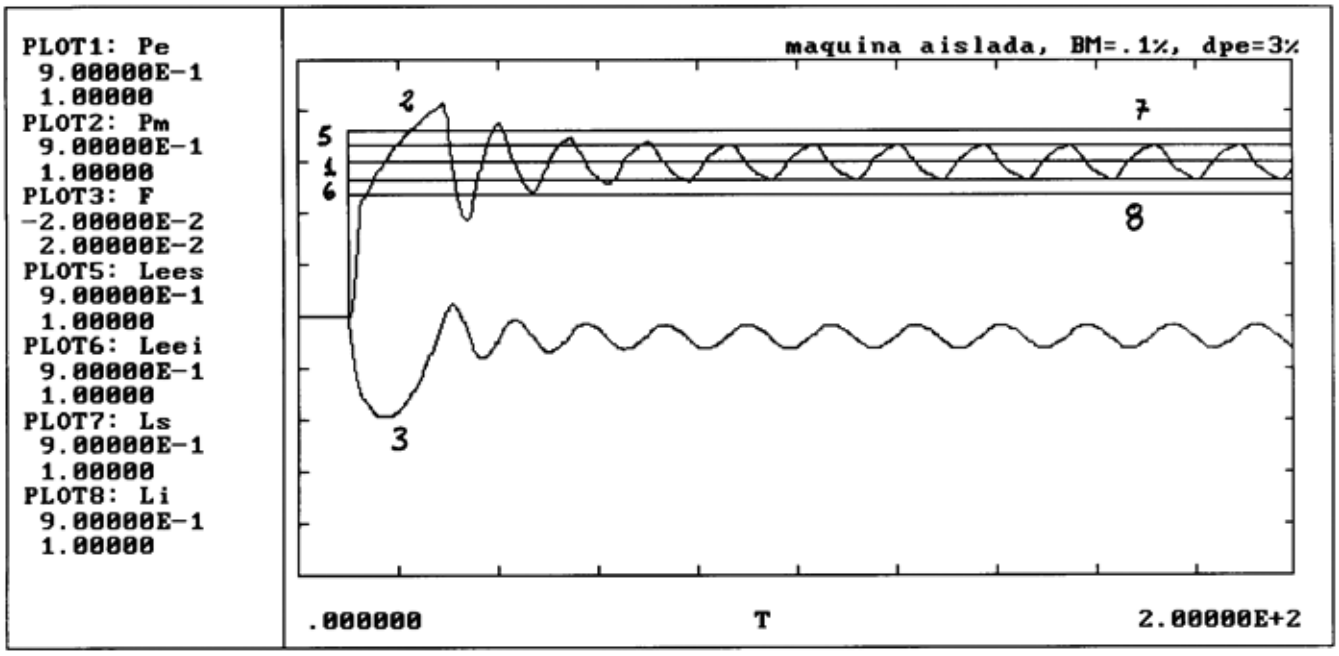


FIGURA 3 - Respuesta temporal de potencia mecánica (Pm) y frecuencia (F), ante un escalón de potencia eléctrica (Pe) de + 3 %. Con banda muerta, BM =.1 %.

9.5. DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE LANZAMIENTO

9.5.1. MÉTODO BASE

El mismo se basa en el registro de la frecuencia ante una desconexión del generador. Dado que la ecuación de las masas rotantes es:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{Ta}(Pm - Pp - Pe) = \frac{1}{Ta}Pa$$

Donde:

f : frecuencia en [p.u.].

Pm: potencia mecánica en [p.u.].

Pp: potencia de pérdidas en [p.u.].

Pe: potencia eléctrica en [p.u.].

Pa: potencia acelerante.

Ta: tiempo de lanzamiento

Al producir un rechazo de carga, la potencia eléctrica cambia en forma de escalón desde el valor previo a cero.

En los primeros instantes (antes que reaccione el lazo de regulación de velocidad) la potencia mecánica permanecerá constante y mientras la frecuencia o velocidad no varíe demasiado, también resultará constante la potencia de pérdidas. De modo tal que en estos primeros instantes la potencia acelerante variará en forma de escalón entre cero y un valor igual a la carga rechazada.

La frecuencia, en la máquina ya aislada del sistema, comenzará a subir en forma de rampa. A medida que pasa el tiempo, reacciona el lazo de regulación de velocidad disminuyendo la potencia mecánica. Finalmente la potencia acelerante vuelve a ser nula y la frecuencia luego de pasar por un máximo se establece en un valor.

El tiempo de lanzamiento se obtiene realizando el cociente entre la carga rechazada y la pendiente inicial de la frecuencia, ambas expresadas en [p.u.].

$$\mathbf{Ta}=\frac{\Delta \mathbf{Pe}[\text{p.u.}]}{\left.\frac{\mathbf{df}}{\mathbf{dt}}\right|_{0}[\text{p.u.}]}$$

Este procedimiento requiere el registro de la potencia eléctrica, la frecuencia y de alguna variable representativa de la potencia mecánica (caudal o salida del regulador) para saber cuando la potencia acelerante deja de ser un escalón.

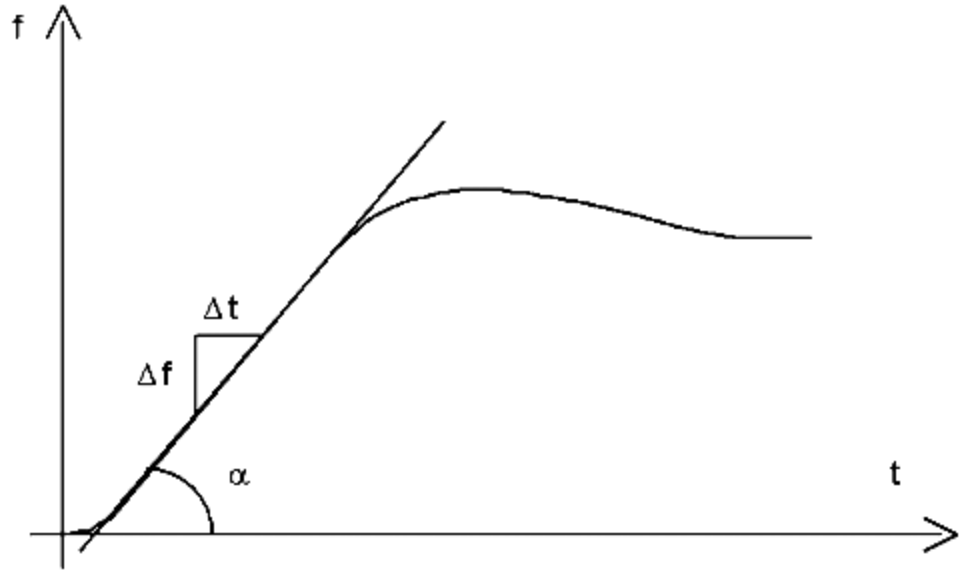
9.5.2. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

Debe operarse la unidad a una carga del orden del 30 % de su potencia nominal. Se registrará en un solo registro, la frecuencia en bornes del generador, el instante de la perturbación y alguna magnitud representativa de la potencia mecánica.

Debe operarse con el limitador de velocidad posicionado de tal modo que la dicha velocidad no alcance valores inadmisibles para las instalaciones. A los efectos de obtener un intervalo de registro lo suficientemente grande como para determinar la pendiente en la cual la frecuencia crece linealmente, se recomienda operar la unidad con el limitador de carga al 30 % de la potencia nominal y llevar el consignador de velocidad o de carga a una posición que corresponda a una carga superior, del orden del 50 o 70 % de la potencia nominal.

De esta forma se obtendrá un registro, del cual se obtendrá el valor del tiempo de lanzamiento como

$$\mathbf{Ta}=\frac{\Delta \mathbf{P}}{\mathbf{Pn}}\times\frac{\mathbf{fn}}{\mathbf{tg}\alpha}=\frac{\Delta \mathbf{P}}{\mathbf{Pn}}\times\frac{\Delta \mathbf{t}}{\Delta \mathbf{f}}\times \mathbf{fn(s)}$$



9.5.3. MÉTODO ALTERNATIVO

Se propone un método alternativo para la determinación del tiempo de lanzamiento con la unidad en paralelo.

El mismo consiste en bloquear el regulador, llevando el limitador de la unidad a un valor del orden del 5 % al 10 % por debajo de la potencia despachada. Con esta operación se logra que la potencia mecánica permanezca constante para las variaciones normales de frecuencia presentes en el sistema.

En estas condiciones se registran frecuencia, potencia eléctrica y alguna variable representativa de la potencia mecánica para verificar su constancia.

Como las variaciones normales de velocidad rotórica son relativamente reducidas, la potencia de pérdidas permanecerá constante.

Las variaciones de potencia eléctrica en esta condición dependerán exclusivamente de la derivada de la frecuencia y el tiempo de lanzamiento.

$$Pe = Pm - Pp + Ta\frac{dw}{dt}$$

Por simulación se representa la expresión anterior (ingresando con el registro de frecuencia) y se ajusta el valor de Ta, hasta reproducir la potencia eléctrica medida.

Deben utilizarse tramos de registro de aproximadamente 30 segundos, donde se produzcan variaciones de frecuencia suficientemente rápida y grande aunque normales en la operación del sistema.

9.6. DETERMINACIÓN DEL ESTATISMO PERMANENTE Y LA BANDA MUERTA

9.6.1. INTRODUCCIÓN

Para la habilitación de una máquina para participar en la regulación primaria de frecuencia, se requiere el cumplimiento de una serie de requisitos técnicos, que se establecen en el presente procedimiento técnico.

En particular se establecen un estatismo permanente comprendido entre el 4 % y el 7 % y una banda muerta en frecuencia menor que 0.1 % (0.05 Hz).

Estos parámetros deben ser representativos del comportamiento de la unidad dentro de la banda de regulación en que resulte normalmente despachada.

9.6.2. ESTATISMO PERMANENTE

Se define el estatismo permanente como la variación de velocidad entre una condición de plena carga y vacío, para el mismo ajuste del variador de carga y se indica el método para su determinación según esta definición, o sea:

$$R[\%] = \frac{fv - fc}{\frac{f_N}{\frac{Pc - 0}{P_N}}} \cdot 100$$

Donde: fN = frecuencia nominal

fv = frecuencia en vacío

fc = frecuencia en carga

P_n = potencia nominal

Pc = potencia en carga

De esta forma se obtiene el estatismo permanente global o promedio entre plena carga y vacío. Si existe una relación lineal entre las variaciones de frecuencia y la potencia, resultará este estatismo igual al efectivo en la banda de regulación.

Esta condición no siempre se da ya que es frecuente que aparezcan no linealidades en el propio regulador, en los servos, las características de válvulas y en la relación entre el caudal y la potencia. De modo tal que la característica estática potencia frecuencia resulta genéricamente una curva no lineal.

De esta forma puede resultar el estatismo permanente efectivo en la banda de regulación, diferente del global, motivo por el cual se solicita en presente Procedimiento la curva característica de válvula/s.

Por lo tanto, el requerimiento de estatismo se refiere al efectivo en la banda de regulación y no al global.

9.6.2.1. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO DE MEDICIÓN DE ESTATISMO GLOBAL

- Operar la unidad a velocidad nominal permanente y con carga nominal, para esta condición debe observarse la posición que alcanza el variador de velocidad. La frecuencia medida en este caso es fc.
- Operar la unidad desconectada de la red con carga nula, ajustar el variador de velocidad en la posición observada en el punto anterior y medir el valor que alcanza la frecuencia de la unidad. La Frecuencia medida en este caso es f_v.
- Con estos valores la formula expresada anteriormente resulta:

$$R[\%] = \frac{fv - fc}{f_N} \cdot 100$$

En el caso en que la unidad no pueda ser operada a su potencia nominal, la medición que se debería efectuar a dicha potencia, deberá hacerse a la potencia máxima operable en ese momento P_c y el cálculo del estatismo sería realizado con la formula inicial.
En el caso que por alguna causa particular de la unidad, no se pueda realizar el presente ensayo, se acordará con el OED el ensayo a realizar y/o estudios que se deban aportar para cumplir con este requerimiento.

9.7. BANDA MUERTA

Algunos reguladores de velocidad tienen la posibilidad de incluir una banda muerta ajustable en la medición de frecuencia o velocidad. Pero más frecuentemente aparecen bandas muertas por desgaste en dispositivos mecánicos como los servos o las válvulas. Cuando éstas forman parte de lazos internos dan origen a ciclos de histéresis.

Estas bandas muertas o ciclos de histéresis localizados físicamente en cualquier parte del lazo, referidos o expresados en términos de frecuencia, constituyen la banda muerta especificada.

Pueden adoptarse cualquiera de los métodos siguientes:

- Registrar velocidad (o frecuencia) y carrera del servomotor principal (o potencia de salida), con un registrador tipo X-Y. La banda muerta puede determinarse directamente, como la mayor longitud del trazo que muestre una variación de frecuencia sin ningún movimiento del servomotor. Es la longitud del trazo paralelo al eje de la velocidad o frecuencia.

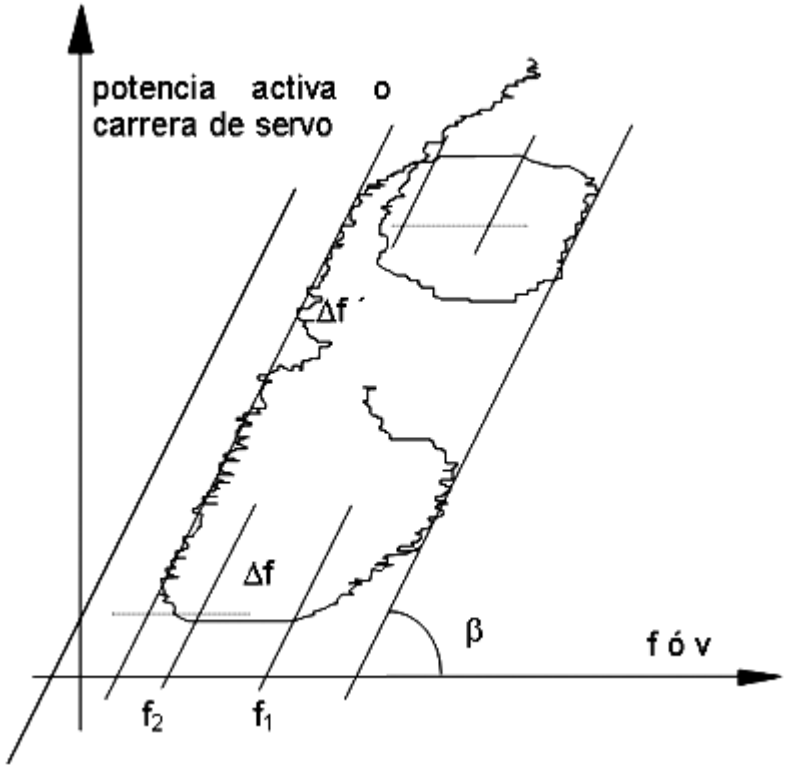
- Registrar simultáneamente ambas magnitudes, en función del tiempo, con un registrador tipo Y1, Y2 - t, para determinar los valores de variación de la frecuencia en correspondencia con el intervalo en el cual el servomotor estuvo inactivo.

En ambos métodos y durante cada registro no se debe accionar el variador de velocidad o de carga. En el segundo caso se debe tener en cuenta la posición relativa de los registros, con respecto al eje de los tiempos, para conseguir una perfecta sincronización de los mismos.

Por razones de orden práctico, se debería coordinar con el OED para provocar en el Sistema una variación de ± 0,1 Hz, a los efectos de facilitar las mediciones de este ensayo.

El cálculo de la banda muerta a partir del primer método propuesto se podrá realizar de la siguiente manera:

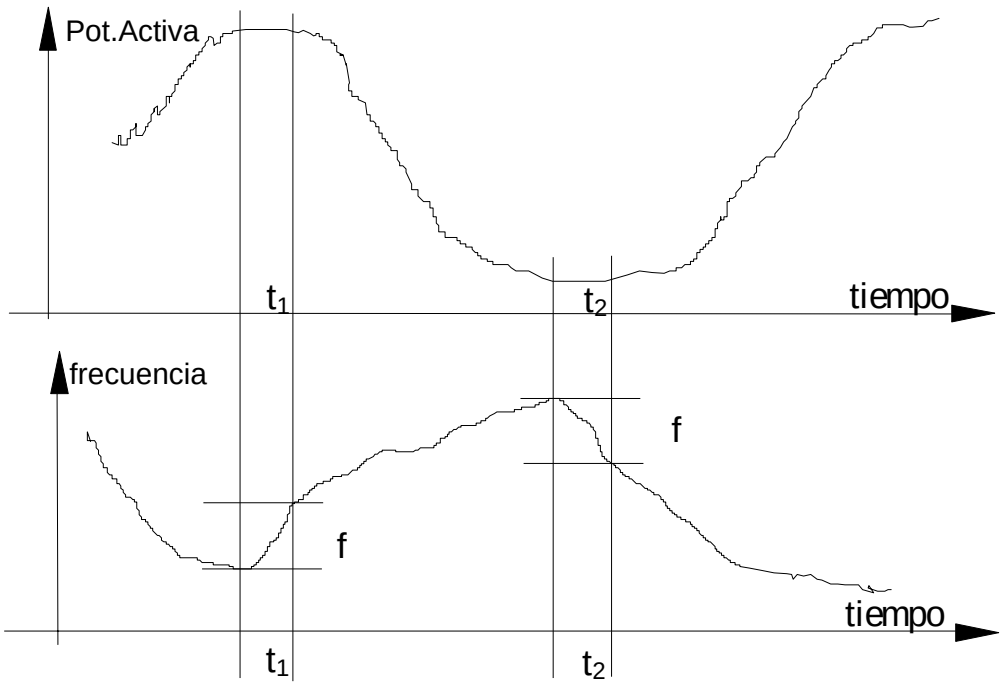
$$\mathbf{BM}(\%) = \frac{\mathbf{f1} - \mathbf{f2}}{\mathbf{fn}} \times \mathbf{100}$$



Debe tratarse de ajustar las escalas del registrador para que el ángulo β esté comprendido entre 30 º y 60º, para que permita una buena medición. La inversa de la tg β constituye el estatismo permanente efectivo.

En el caso del segundo método propuesto se aconseja repetir los ensayos a los efectos de comparar resultados para poder despreciar perturbaciones o ruidos ajenos a los mismos. Operativamente, a partir de los registros sincronizados, la determinación se haría de la siguiente manera:

$$\mathbf{BM(\%)} = \frac{\mathbf{f1} - \mathbf{f2}}{\mathbf{fn}} \times 100 \quad \Delta\mathbf{f = f1 - f2}$$



9.8. MÉTODO DE DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS

Para que los parámetros sean representativos de la conducta en la banda de regulación, se propone como ensayo el normal funcionamiento de la unidad, con el regulador liberado y despachada en la banda de regulación ante las variables de frecuencia normalmente presentes en el sistema.

En estas condiciones de operación registrar:

a) Frecuencia.

b) Salida del regulador de velocidad.

c) Salida del servo o posición de válvula.

d) Caudal.

e) Potencia eléctrica

Y otras variables que resulten de interés en cada caso particular (por ejemplo presión de caldera en unidades de vapor).

De esta forma se puede contar con las entradas y salidas de cada elemento constituyente del lazo y determinar sus ganancias y bandas muertas o ciclos de histéresis (adicionalmente pueden determinarse sus constantes de tiempo).

10. ANEXO II - DESCRIPCIÓN DE LA BORNERA NORMALIZADA

10.1. BORNERA NORMALIZADA:

Para todos aquellos generadores de potencia superior a 25 MVA, se sugiere la instalación de una BORNERA NORMALIZADA DE MEDICIÓN con los puntos mínimos especificados más adelante, mediante la cual puedan registrarse con precisión, sin afectar el funcionamiento del grupo en servicio y protegiendo los equipos de adquisición, las principales variables del sistema de regulación de velocidad, potencia y frecuencia, y otras variables de interés que se convengan con el OED a partir de los diagramas funcionales de los controles individuales o conjuntos de Potencia-Frecuencia.

10.2. MAGNITUDES.

Frecuencia

Potencia Activa

Carrera de Servomotor Principal

Velocidad de Máquina

Caudal de vapor a turbina

Presión en el domo

Presión en la válvula de control

Caudal de combustible

10.3. CONDICIONES

Para la obtención de las señales se deberán emplear transductores cuya dinámica sea lo suficientemente rápida para que no se enmascaren las verdaderas señales a medir y/o registrar. En general esta consideración se hace extensiva a todo el equipamiento empleado para este cometido.

El tiempo de establecimiento de toda la cadena de medición deberá ser, menor de 400 mseg. Para las señales de:

Velocidad de Máquina,

Frecuencia

Potencia Eléctrica

Carrera del Servomotor Principal

Para las señales de Caudales y Presiones deberá ser menor que 2 ó 3 seg.

Las salidas deberán estar disponibles en corriente, y normalizadas en rango de 0 a 1 mA ó 4 a 20 mA, para el rango de medición necesario. Todas estas señales de corriente deberán poder conectarse a un mismo potencial de referencia.

En el caso de disponerse de señales de tensión, podrán ser utilizadas para este fin siempre que: no superen los 10 V, estén referidas a un mismo potencial, el cortocircuito de las mismas no provoque alteraciones en el funcionamiento de los equipos de la central, se pueda hacer una conexión muy cercana de un registrador, estén ubicadas muy próximas a la sala de comando, y cumplan con los requisitos generales solicitados para las salidas de corriente.

En cualquiera de los casos todas las señales deben ser del mismo tipo y tener las mismas escalas.

En el caso de Velocidad de Máquina y de Frecuencia, la escala deberá ser de 48 a 52 Hz o su correspondiente velocidad en r.p.m.

Para las presiones, es conveniente utilizar transductores de rango variable, ajustables entre el 0 y el 150% de la presión nominal. En el caso de las calderas de presión fija, el rango utilizable es de 70 a 110% de la presión nominal, mientras que en el caso de calderas de presión deslizante, es necesario contar con la posibilidad de poder ajustar alrededor del punto de trabajo (Pt) un rango de Pt = - 30% a Pt = + 10%.

El resto de las señales deberá tener una escala del 0 al 100 ó 120 % de sus valores nominales, según sean las características de las mismas y la capacidad de sobrepasar temporaria o permanentemente sus valores nominales.

Los transductores de velocidad y frecuencia deberán tener un error menor que 0,01 Hz ó su valor correspondiente en r.p.m. El resto de los transductores deberá ser clase 0,5.

Las salidas de los transductores estarán disponibles en una sola bornera y ordenados consecutivamente:

-borne positivo, borne negativo y separador, debidamente identificados.

Para no producir el deterioro de los dispositivos de salida, dichos bornes deberán ser fácilmente cortocircuitables, permitiendo una fácil conexión y desconexión de los equipos de registro, sin tener que sacar instalaciones de servicio para ello. Además deberá existir el desacople necesario de los circuitos para que no se produzca deterioro, tanto en la instalación como en el equipo de medición y registro que se conecte a ellos.

En caso de ser posible, la bornera de salida se deberá ubicar en las proximidades del COG, de modo que resulte fácil la coordinación de los ensayos que se realicen.

P.T. 10: TRABAJOS A REALIZAR POR LOS AGENTES DEL MEM PARA EL PROYECTO DE ISLAS Y ARRANQUE EN NEGRO

1. OBJETO:

De acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, CAMMESA tiene por objeto determinar el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía ("Mercado Spot")

Para el cumplimiento de su objeto social puede realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que sean correspondientes cuidando en todo momento de propender a garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM y prestar servicios relacionados con las actividades aludidas y en particular, sin que ello implique limitación, proveer servicios de consultoría en las áreas antedichas.

La Secretaría de Energía, mediante la resolución SE 258/95, instruyó a CAMMESA para que defina las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en el SADI e identificar los generadores que podrían contar con las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico, y para que coordine la realización, por parte de los Agentes del MEM, del proyecto y la provisión e instalación en el SADI de dichos recursos.

El presente Procedimiento Técnico tiene por objeto describir los trabajos, indicar las instrucciones, fijar criterios, señalar derechos y obligaciones y delimitar las responsabilidades de los Agentes del MEM, Contratistas, Subcontratistas, el Ingeniero y CAMMESA cuando se realicen dichos trabajos.

2. DEFINICIONES

Agente	Agente Generador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario responsable de los trabajos para la ejecución del proyecto, los pliegos, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias, que deban ser realizadas en sus propias instalaciones.
Agente Coordinador	Agente responsable de la realización de los estudios y de coordinar las tareas para la implementación de una isla.
Arranque en Negro	proceso de restablecimiento del suministro en el SADI tras la formación de islas o un colapso total o parcial.
Certificado de Recepción Definitiva	certificado que se emite cuando haya finalizado el Período de Garantía para las Obras o cualquier parte de ellas.
Certificado de Recepción Provisoria	certificado que debe ser entregado al Contratista del Agente cuando el Agente realiza la Recepción Provisoria de las Obras.
Contratista del Agente	persona física o jurídica contratada por el Agente para ejecutar los trabajos, sin incluir a ningún cesionario de éste.
Contrato	acuerdo entre el Agente y el Contratista del Agente para la ejecución de las Obras, el cual incluye las Condiciones, Especificaciones, Documentos del Comitente y del Contratista, Planillas completas incluyendo cotizaciones, la Oferta, la Carta de Aceptación y aquellos otros documentos que puedan incorporarse expresamente en virtud de la Carta de Aceptación.
Documentos del Contratista del Agente	todos los dibujos, planos, muestras, esquemas, modelos, informes y manuales de operación y mantenimiento a ser presentados por el Contratista del Agente de conformidad con el Contrato.
Documentos del Ingeniero	todos los dibujos, planos, muestras, esquemas, modelos, instrucciones, informes y manuales de operación y mantenimiento presentados por el Ingeniero.

Emplazamiento	lugar o lugares puestos a disposición por el Agente en los cuales se deberán llevar a cabo los trabajos, conjuntamente con aquella superficie circundante que sea utilizada por el Agente o el Contratista del Agente en relación con las Obras.
Equipos del Contratista	todos los aparatos o elementos de cualquier naturaleza que se requieran a los fines de las Obras, sin incluir la Planta.
Especificaciones	las especificaciones de las Obras incluidas en el Contrato y cualquier modificación a éstas efectuada de conformidad con el Ingeniero.
Fecha de Inicio	fecha en que comenzará la vigencia de cada Contrato
Fecha de Transmisión del Riesgo	fecha en que el riesgo de pérdida o de daños a las Obras se trasmite del Contratista del Agente al Agente.
Ingeniero	persona física o jurídica contratada por CAMMESA para desempeñarse en funciones técnicas, de supervisión y/o de auditoría ante el Agente, a los fines de la ejecución de las Obras.
Isla	Isla eléctrica factible de permanecer equilibrada en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en el SADI
Negligencia	Cualquier acto u omisión del Agente o del Contratista del Agente que infrinja las más elementales normas de diligencia, los cuales habrían sido adoptados por un contratista responsable en la misma posición y bajo circunstancias similares.
Obras	los trabajos que deben ser realizados por el Agente y el Contratista del Agente de conformidad con el Proyecto, así como los elementos provistos a tales fines.
Oferta	la oferta cotizada por el Contratista del Agente respecto de la ejecución de las Obras.
Período de Garantía	período de un año o el período indicado en el Contrato, que corre a partir del momento en que se produce la Recepción Provisoria, durante el cual el Agente o el Contratista del Agente deberá reparar sin cargo los defectos que aparezcan y los daños que se produzcan en las Obras.
Plazo para la Finalización	el plazo indicado en el Contrato para la realización de las Obras o cualquier Tramo de éstas y la realización de las Pruebas a la Finalización.
Precio Contractual	la suma indicada en el Contrato que debe ser abonada al Contratista del Agente por la ejecución de las Obras.
Programa	El Programa de Trabajo que debe ser acordado por el Agente con el Ingeniero y sus eventuales modificaciones.
Pruebas a la Finalización	Son las pruebas, a llevarse a cabo con carácter previo a la Recepción Provisoria de las Obras por parte del Agente.
Representante de CAMMESA	representante nombrado por CAMMESA con funciones de coordinación.
Representante del Agente	aquella persona nombrada por el Agente con funciones de dirección de las Obras que incluyen estudios, proyecto, inspección para el montaje, las pruebas de conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos. También será responsable de firmar las autorizaciones y notificarse de las comunicaciones que envíe el Ingeniero, o CAMMESA.
Representante del Agente Coordinador	aquella persona nombrada por el Agente Coordinador con funciones de coordinación de las Obras de una isla.
Representante del Ingeniero	aquella persona, designada por El Ingeniero como Director del Proyecto para desempeñar las funciones y ejercer las facultades que le fueran encomendadas por CAMMESA al Ingeniero.
Subcontratista	cualquier persona física o jurídica designada en el Contrato para la ejecución de cualquier parte de las Obras, o cualquier persona a quien se haya subcontratado

	cualquier parte del Contrato, con el consentimiento del Ingeniero, sin incluir a ningún cesionario de dicho Subcontratista.
Trabajos	las obras, proyectos, provisión de equipos, servicios y pruebas necesarios para implementar la instalación y puesta en servicio de las islas y los equipamientos de Arranque en Negro.
Tramo	una parte de las Obras expresamente indicada como tal en el Contrato.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS

En este punto se realiza una descripción general de los trabajos que serán requeridos para cumplir con los requerimientos de la Resolución 258/95. Estos trabajos deberán ser realizados por los Agentes del MEM, CAMMESA y el Ingeniero, tal como se indica en los capítulos subsiguientes.

El trabajo básico previsto incluye la realización de los estudios y el diseño y provisión de servicios y equipos para:

a) Identificar, mediante el análisis de cada una de las Regiones Eléctricas del SADI, las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva y definir los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello. Analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.

b) Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.

c) Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias en el SADI para poder habilitar o deshabilitar aperturas de interruptores en forma automática, adecuando la conformación de las islas eléctricas a las variaciones de demanda y generación que se produzcan.

d) Identificar los generadores que, ante el colapso total o parcial del SADI, puedan permanecer en servicio alimentando solamente sus servicios auxiliares.

e) Identificar los generadores que podrían contar con las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico, analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.

f) Decidir en qué generadores se incorporarán las instalaciones de Arranque en Negro requeridas para optimizar el funcionamiento del SADI.

g) Elaborar los anteproyectos de las instalaciones que se requieran para la formación de las islas eléctricas y el Arranque en Negro.

h) Realizar el proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el Arranque en Negro.

i) Realizar, en los casos necesarios, ensayos de las unidades generadoras para establecer la validez de los parámetros que se utilicen en el modelo del sistema eléctrico de potencia. Se deberá realizar un relevamiento preliminar de las unidades de generación que probablemente participarán en la formación de las islas

El objetivo principal del proyecto de islas es asegurar que la mayor cantidad posible de generadores, especialmente las Turbinas de Vapor y Nucleares, se mantengan en servicio luego de perturbaciones importantes del sistema, sin que se provoquen apagones generalizados. La única forma de lograr esto es ajustando rápidamente la cantidad de carga conectada para equilibrar la generación remanente y / o cambiando la configuración del sistema en la forma que sea conveniente. Esto último requerirá que al menos algunas partes de la red sean operadas en estos casos como sistemas de islas independientes.

El requerimiento principal de cualquier instalación para el Arranque en Negro es que los generadores involucrados se puedan arrancar, acelerar y conectar a la red local de suministro lo más rápidamente posible luego de un apagón total en el área. Debido a sus características implícitas, los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para estas tareas. Una vez lograda la operación de un generador importante, se puede restablecer el suministro a los generadores adyacentes, a las cargas locales y, vía circuitos de interconexión, a otras centrales eléctricas de la zona hasta restablecer el suministro normal.

En el proceso mencionado, está implícito que debe ser posible energizar los circuitos de interconexión clave dentro de un área de suministro determinada, y también que se debe disponer del control adecuado de tensión y frecuencia para permitir la sincronización de los subgrupos de generación. Los requerimientos antes mencionados también podrán aplicarse a medida que se amplíe la interconexión a las líneas principales de 500 kV y 220 kV que unen a las distintas regiones. Estos requerimientos también son necesarios para la reconexión de todo el SADI luego de la formación de islas.

Para poder cumplir con los objetivos principales indicados, según corresponda a las características y envergadura del proyecto, se debe considerar que será necesario realizar las siguientes tareas:

- Estudios de sistemas eléctricos de potencia en estado Estático y Transitorio,

Control de Sobre y Subfrecuencia, Control de tensión en la carga remanente luego de la formación de la isla. Análisis de compensación reactiva.

- Ensayos del sistema eléctrico y de generadores.
- Elaboración de esquemas de corte automático de cargas por subfrecuencia y de desconexión de generadores, ramas y shunts.
- Instalación de sistemas PLC / SCADA.
- Análisis de costos.
- Preparación de especificaciones técnicas.
- Provisión de equipamiento y repuestos.
- Montaje, Inspección, ensayo y puesta en servicio de instalaciones.
- Preparación de instrucciones operativas.
- Capacitación.
- Provisión de equipamiento y servicios adicionales.

3.1. ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN ESTADO ESTÁTICO Y TRANSITORIO.

Para determinar el esquema de islas óptimo se deberá realizar la selección de los tipos mas apropiados de relés, sus ajustes y los límites de las islas. Para ello, será necesario realizar una serie de estudios del sistema para establecer las contingencias a partir de las cuales debe ponerse en marcha el sistema de islas, y determinar las condiciones para que el esquema funcione en forma exitosa. Es particularmente importante considerar las variaciones diarias y estacionales de generación y de carga. El sistema que se acepte finalmente deberá tener la capacidad necesaria para manejar tanto las condiciones operativas actuales del sistema como las que se espera se presenten en el futuro. También será necesario computar la probabilidad de iniciar correctamente el sistema de islas y la probabilidad de que la isla se logre formar con éxito.

Será necesario realizar lo siguiente:

a) Determinar los generadores que deberían formar la base de las islas.

b) Determinar el ajuste de frecuencia, a partir del cual deberá iniciarse el sistema de islas.

c) Determinar los límites de las islas mediante el examen de las variaciones de demanda diarias y estacionales en relación con los generadores seleccionados.

d) determinar aquellas contingencias que provocarían un colapso del sistema, identificado por las excursiones hacia frecuencias extremas, e identificar la naturaleza de la respuesta de frecuencia del sistema.

e) optimizar los valores de ajuste de los relés de las islas y confirmar que la isla puede formarse con éxito utilizando los esquemas desarrollados volviendo a una condición estable satisfactoria.

f) desarrollar esquemas coordinados de desconexión de cargas y de formación de islas, incluyendo la posibilidad de ser desarrollados mediante la introducción de controles por medio de PLC y / o una red mini-SCADA.

Los esquemas se deberán definir con respecto a los tipos de relés de frecuencia a utilizar, su ubicación en el sistema y los ajustes correspondientes.

Para cada conjunto de condiciones de estudio se deberá evaluar la carga y la generación que se desconectaría debido a la operación de los distintos esquemas.

Los estudios de flujos de cargas deberán cubrir los escenarios representativos existentes en la mayor parte de los casos de las condiciones de carga y generación esperadas para establecer las condiciones estáticas de pre y pos falla del sistema en régimen permanente para confirmar que los flujos de energía en las ramas están dentro de los rangos del equipamiento y que las tensiones de las barras están dentro de límites aceptables.

Será necesario analizar los resultados de los estudios para registrar la naturaleza de los cambios en la frecuencia del sistema y para que se pueda distinguir entre aquellos de los cuales el sistema se recupera y los que conduzcan a un colapso total o parcial del sistema. Las características distintivas podrán ser la velocidad inicial de variación de frecuencia, los niveles extremos de frecuencia alcanzados y el momento en que esto ocurre.

Se realizarán estudios de estabilidad transitoria para verificar que el o los generadores previstos para quedar en servicio luego de formada la isla mantengan la estabilidad.

Se utilizarán modelos detallados de generadores, de sus sistemas de control y de la red para modelar el sistema eléctrico de potencia de la isla. El modelo deberá proveer una representación de cargas tomando en cuenta las variaciones de tensión y frecuencia y la operación de equipos de desconexión de carga por baja frecuencia. Será necesario que el modelo del sistema para estudios en estado transitorio incluya representaciones razonablemente precisas del generador y de los reguladores de velocidad y controles de potencia (p. ej. Fast Valving, By Pass, Regulación de presión de calderas), incluyendo los sistemas de desconexión de cargas, los PSS y la DAG. Se deberán realizar los estudios de estabilidad transitoria para determinar si el sistema es estable o no y para dar la respuesta frecuencia / tiempo del sistema ante las diversas contingencias.

Los estudios incluirán la optimización de los recursos de las islas para posibilitar que en el caso de que se forme la isla, los generadores pertenecientes a la isla no pierdan el sincronismo, y no se produzca un colapso (black-out). Se deberán analizar diseños y ajustes, para los sistemas de protección y control requeridos para:

g) desconexión de carga y/o generación para control de desbalances de generación-demanda y para evitar la pérdida de sincronismo (interdisparo, relés de derivada, etc.).

h) sistemas de control de los generadores.

i) protecciones para desconexión de líneas.

j) protecciones para conexión o desconexión de equipamientos de compensación de reactivo.

k) control de tensión en la carga remanente luego de la formación de la isla.

l) otros recursos requeridos.

3.2. ENSAYOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En los casos necesarios, se deberán realizar ensayos de las unidades generadoras para establecer la validez de los parámetros que se utilicen en el modelo del sistema eléctrico de potencia y verificar si los equipos de control son apropiados y se encuentran en buenas condiciones en todas las unidades de generación requeridas para el objetivo buscado.

3.3. ELABORACIÓN DE ESQUEMAS DE CORTE AUTOMÁTICO DE CARGAS POR SUBFRECUENCIA Y DE DESCONEXIÓN DE GENERADORES, Y OPERACIÓN DE LINEAS Y EQUIPOS DE COMPENSACION.

Se deberán elaborar los esquemas coordinados de desconexión de cargas, de generadores y de formación de islas, incluyendo la posibilidad de ser desarrollados mediante la introducción de controles por medio de PLC y / o una red mini-SCADA.

Probablemente será necesario emplear distintos relés de frecuencias para obtener la coordinación y discriminación necesarias. Los ajustes de los relés deberán ser objeto de una cuidadosa selección para proporcionar las acciones requeridas sólo en ciertas condiciones de frecuencia del sistema.

Dentro de estos esquemas se deberá prever la necesidad de operar equipamientos de compensación de reactivo para controlar la tensión.

El sistema de formación de islas demandará en algunos casos el envío de señales de desconexión a generadores. El trabajo incluye los estudios, las pruebas el diseño y la puesta en servicio de los equipamientos necesarios para ello, en las diferentes centrales de generación.

El alcance de los trabajos abarca la confirmación de que el equipamiento de regulación de tensión y velocidad de los generadores requeridos para formar las islas es adecuado. En los casos que las investigaciones y estudios en el sitio muestren que los equipos mencionados no son apropiados para el cometido indicado, será necesario determinar las modificaciones requeridas. Será parte del trabajo, la provisión de los equipos necesarios en los casos que los existentes resulten inadecuados, siempre que se demuestre que ello constituye la solución más efectiva desde el punto de vista costo / beneficio.

3.4. INSTALACIÓN DE SISTEMAS PLC / SCADA.

La finalidad de estos sistemas es monitorear el balance demanda-generación de la isla y habilitar, de acuerdo a esto, la operación de cada relé para la desconexión de los equipamientos necesarios, luego de ocurrido un evento que requiera la formación de islas.

El software que determinará los criterios de desconexión será desarrollado especialmente, contemplando criterios de máxima confiabilidad, evitando la actuación ante señales erróneas y la no actuación frente a la falta de alguna de las señales, y tomando en cuenta las condiciones establecidos por los estudios realizados.

3.5. ANÁLISIS DE COSTOS

Para cada uno de los esquemas que muestre desempeño satisfactorio en los estudios se deberá hacer un listado del equipamiento que se requiere y se tendrá que hacer un cálculo estimativo de los costos de adquisición, instalación y puesta en servicio de los mismos.

Se deberá realizar un análisis de costos - beneficios para clasificar los distintos esquemas según su índice beneficios / costos, incluyendo la evaluación económica de las probabilidades de éxito en la formación de las islas. El beneficio se deberá medir en relación con el valor de la pérdida de carga evitada.

3.6. PREPARACIÓN DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

Se deberán preparar especificaciones técnicas para la provisión de los estudios, servicios y equipos requeridos para el proyecto.

3.7. PROVISION DE EQUIPAMIENTO Y REPUESTOS

Se incluirá la provisión de los equipos requeridos para el proyecto y los repuestos y artículos consumibles necesarios para todos los equipos suministrados.

3.8. PROYECTO, MONTAJE, INSPECCIÓN, ENSAYO Y PUESTA EN SERVICIO DE INSTALACIONES

Los trabajos se ejecutarán de acuerdo a un Proyecto de Detalle elaborado por el Contratista del Agente bajo la supervisión técnica del Agente y la auditoria del Ingeniero.

El Proyecto de Detalle consiste en la documentación, compuesta por dibujos, planos, muestras, modelos y especificaciones de componentes que sean necesarios para la realización de los Trabajos y que muestren en forma completa y detallada la manera en que se fijarán y conectarán los equipos así como cualquier otra información que se requiera para:

a) preparar las instalaciones existentes para recibir y vincular los nuevos equipos.

b) definir y realizar las pruebas y evaluaciones para los ensayos en fábrica.

c) definir y realizar las pruebas y evaluaciones para las Pruebas de Finalización.

d) facilitar el acceso al Emplazamiento de los equipos necesarios para el montaje y las pruebas.

e) fijar, montar, y conectar entre si los elementos de la Planta.

f) efectuar las conexiones necesarias de los equipos a las instalaciones existentes.

g) realizar los ensayos y la puesta en marcha de las instalaciones.

3.9. PREPARACIÓN DE INSTRUCCIONES OPERATIVAS.

Se deberán desarrollar instrucciones y procedimientos operativos para restablecer el suministro tras la formación de las islas o un colapso total o parcial.

El conjunto de procedimientos operativos deberán asegurar el restablecimiento de la totalidad del sistema eléctrico en una secuencia lógica y oportuna. Esto requerirá participación de diferentes operadores de los Agentes del MEM con una coordinación realizada desde un centro de control central.

Debe notarse que durante el proceso gradual de restablecimiento del sistema se necesitará reponer el suministro de cargas previamente desconectadas tan pronto como sea posible. Por lo tanto, los procedimientos operativos de Arranque en Negro deberán contemplar este punto.

3.10. CAPACITACION

Se deberá prever capacitación para la operación y mantenimiento de los equipos provistos dentro del proyecto, así como para la aplicación de las instrucciones operativas de restablecimiento del suministro.

3.11. PROVISION DE EQUIPAMIENTO Y SERVICIOS ADICIONALES.

La obra abarca la provisión de todos los estudios de diseño del sistema eléctrico y todo el equipamiento y software adicionales necesarios para cubrir satisfactoriamente los requerimientos del proyecto.

El Agente cotizará los costos para llevar adelante los trabajos de operación y mantenimiento de los esquemas de Arranque en Negro.

4. CRITERIOS DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS A IMPLEMENTAR

4.1. FORMACIÓN DE ISLAS

Los requerimientos básicos para la formación de islas son los siguientes:

a) La presencia y/u operación de los relés de frecuencia y cualquier otro equipo específicamente usado para formación de Islas no puede interferir con la operación normal de ninguna otra instalación, incluyendo aquellas relacionadas con medición de frecuencia y las que se emplean durante operaciones de sincronización.

b) El esquema de Formación de Islas (o cualquier parte de este) debe solamente operar bajo contingencias extremas del sistema, para las cuales no se espera que las instalaciones de protección y control existentes puedan prevenir el colapso total o parcial del sistema.

c) Cada Isla se debe diseñar de manera tal que la probabilidad estadística de formar la Isla, y que ésta permanezca estable bajo contingencias extremas del sistema sea alta, conforme con los resultados de un análisis de costo-beneficio.

d) Las islas se equiparán con sistemas de corte automático de cargas tales que, después de que se forman, las Islas sean capaces de continuar operando según las prácticas normales de operación, particularmente con respecto a la seguridad de generación y la reserva rotante.

e) Los esquemas de corte de cargas necesarios para formar una isla, deben operar cuando la isla se forma y no operar en otras condiciones.

f) Implementar las mejoras en varias fases discretas de acuerdo con prioridades preasignadas en base a la importancia relativa con respecto a la integridad del sistema y a la máxima relación costo - beneficio.

g) Los esquemas de formación de islas deberán poder ser actualizado cada vez que sea necesario para adaptarse a la naturaleza de la red de potencia, que se encuentra en constante cambio y expansión.

4.2. ARRANQUE EN NEGRO

Los requerimientos básicos de Arranque en Negro y de los procedimientos de recuperación del servicio en el SADI tras la formación de islas o de un colapso total del sistema, son los siguientes:

a) Las Instalaciones de Arranque en Negro asociadas a procedimientos operativos deben incluir chequeos suficientes para asegurar que no hay fallas preexistentes o ninguna otra condición anormal sobre ninguna parte del sistema con anterioridad a la conexión de un generador o entre islas.

b) De ninguna manera el Arranque en Negro, o los procedimientos operativos asociados, deben permitir que se conecten dos sistemas que no estén en sincronismo.

c) La restauración exitosa del sistema interconectado luego de un colapso o Formación de Islas se debe realizar en tan corto tiempo como sea posible, acorde con la necesidad de cumplir con los otros criterios enumerados.

d) Permitir que las centrales generadoras capaces de arrancar en negro se aíslen del sistema y, en especial, de cualquier parte con falla que permanezca conectada.

e) Asegurar que cualquiera de las islas separadas que se hayan formado funcionen satisfactoriamente con capacidad generadora suficiente para cubrir la demanda de la isla y que la generación disponible sea la suficiente para soportar la transferencia de energía una vez que la isla esté conectada al resto del sistema.

f) Modificar, si es necesario, la topología local de cualquier circuito que forme la interconexión con otras partes operativas del sistema, incluidas otras islas, para que el único interruptor de potencia que quede por cerrar para finalizar la interconexión, sea aquél previamente identificado para la sincronización. Además, será necesario asegurar que no queden fallas en los circuitos de interconexión.

g) Que todos los interruptores de potencia identificados para la sincronización estén provistos de relés de verificación de sincronismo para prevenir cierres accidentales si no se hubiere logrado el sincronismo. Deberá evitarse que todos los demás interruptores puedan interconectar sistemas no sincronizados.

h) Realizar mediciones de tensión y frecuencia en ambos extremos del interruptor de sincronización para poder identificar el sincronismo a través de él. Esto podría demandar la provisión de un enlace de telemetría.

i) Contar con los medios necesarios para el control de la velocidad y la excitación de los generadores conectados, ya sea, al sistema de la isla o al que se conectará la isla para sincronizarlos.

j) Poder enviar la señal de cierre al interruptor de sincronización en el momento oportuno para que el interruptor se cierre en el instante que los dos sistemas entren en sincronización y no en cualquier otro.

k) Restablecer los controles manuales de tensión y velocidad a su modo normal de funcionamiento automático.

5. OBLIGACIONES GENERALES Y FUNCIONES DE LAS PARTES

5.1. DE LOS AGENTES

Dentro de las obligaciones de los Agentes del MEM definidas en la normativa vigente se encuentran la de instalación, puesta en servicio, el control, la operación y el mantenimiento del equipamiento de control y protección necesario para optimizar la eficiencia de gestión del Sistema Eléctrico.

En este marco, el Agente deberá ejecutar los Trabajos necesarios para satisfacer los objetivos planteados en la Resolución SE 258/95, considerando muy especialmente los requerimientos y el cumplimiento de los plazos que se establecen, con el fin de posibilitar una mejor ejecución de la Obras, mantener niveles adecuados de confiabilidad en el SADI y permitir la conexión de la Planta minimizando las indisponibilidades de los equipos.

De las disposiciones de la resolución mencionada se desprende que los Agentes involucrados son responsables del proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio la operación y el mantenimiento de las instalaciones. Como consecuencia, los trabajos que deben realizar son los siguientes:

a) Propuestas de formación de las islas en sus redes.

b) Estudios de Sistemas de Potencia, en estado estático y transitorio de las islas.

c) Ejecución del proyecto, los pliegos, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas.

d) Operación y mantenimiento de los equipamientos instalados para la formación de islas eléctricas.

e) Ejecución del proyecto, los pliegos, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para el Arranque en negro.

f) Operación y mantenimiento de los equipamientos instalados para Arranque en Negro.

5.2. DEL INGENIERO

En base a las tareas de coordinación asignadas a CAMMESA, se realizó una evaluación del trabajo de ingeniería necesario para este proyecto y se determinó que se contratara a una consultora (El Ingeniero) asignándole la responsabilidad de llevar adelante las siguientes tareas:

a) Analizar y aprobar las propuestas de formación de las islas preparadas por los Agentes del MEM, responsables de la ejecución de las obras.

b) Realizar los estudios de Sistemas de Potencia, en estado estático y transitorio, cubriendo todo el SADI, para verificar las necesidades funcionales de las islas y auditar las condiciones técnicas de las instalaciones para alcanzar la funcionalidad óptima que el Agente deberá implementar, y determinar aquellas contingencias que provocarían un colapso del sistema, identificado por las excursiones hacia frecuencias extremas, estableciendo la naturaleza de la evolución de la frecuencia del sistema en esas circunstancias.

c) Realizar el análisis técnico-económico de los resultados de estudios.

d) Revisar y aprobar las características funcionales de los esquemas de formación de las islas.

e) Auditar los costos de las propuestas para la formación de las islas.

f) Auditar la calidad de los procesos de adjudicación, de la realización de las obras y de la inspección de los ensayos y de la puesta en servicio de las Islas Eléctricas.

g) Realizar el análisis técnico-económico de la factibilidad de que los generadores, ante el colapso total o parcial del SADI, puedan permanecer en servicio alimentando sus servicios auxiliares.

h) Realizar el análisis técnico-económico de la capacidad existente de instalaciones de Arranque en Negro

i) Realizar los Estudios y el desarrollo de las propuestas para definir las condiciones técnicas para la implementación de nuevas instalaciones de Arranque en Negro en el SADI.

j) Revisar y aprobar los proyectos y los pliegos para la implementación de las instalaciones de Arranque en Negro en el SADI.

k) Auditar la calidad de los procesos de adjudicación y de la realización de las obras, de las instalaciones de Arranque en Negro.

l) Inspeccionar la calidad de la puesta en servicio de las obras para Arranque en Negro.

m) Auditar y aprobar los costos propuestos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Arranque en Negro.

n) Desarrollar las instrucciones y procedimientos operativos para restablecer el suministro tras un colapso total o parcial.

o) Coordinar las tareas que involucren a varios Agentes.

5.3. DE CAMMESA

CAMMESA mantendrá las tareas de coordinación general que incluyen las siguientes:

a) Aprobar y habilitar las instalaciones para la formación de las islas y el Arranque en Negro.

b) Abonar los gastos incurridos y los costos reconocidos de acuerdo a instrucciones de la Secretaría de Energía.

c) Asignar las penalizaciones a aquellas máquinas que fallen al serles requerido el Arranque en Negro, de acuerdo a instrucciones de la Secretaría de Energía

d) Ejecutar todas las tareas adicionales necesarias para lograr la conformación de las islas y la instalación de los equipamientos de Arranque en Negro, tendientes a optimizar el funcionamiento del SADI.

e) Supervisar las tareas del Ingeniero.

6. TRABAJOS A EJECUTAR POR LAS PARTES

6.1. DESCRIPCION GENERAL

6.1.1. Formación de islas.

Dado que en la conformación de una isla intervienen instalaciones de varios Agentes, para cada isla a implementar será designado un Agente Coordinador responsable de la realización de los estudios requeridos y de coordinar su implementación, siendo los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios, que estén involucrados en dicha isla, responsables de las tareas para la ejecución del proyecto, los pliegos, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias, que deban ser realizadas en sus propias instalaciones, a requerimiento del Agente Coordinador. El Agente Coordinador será uno de los Agentes Prestadores de la Función Técnica de Transporte (PFTT) involucrados en la implementación de la isla, y será designado por CAMMESA con el criterio de seleccionar al Agente que aparezca como responsable de la mayor parte de los trabajos requeridos para la implementación de la Isla. En caso de no poder aplicarse este criterio se designará por acuerdo de los Agentes involucrados.

La Solicitud de Trabajos a ejecutar por cada Agente que surjan del proyecto será realizada por el Agente Coordinador e irá acompañada de un anteproyecto, aprobado por el Ingeniero, en base al cual el Agente realizará el proyecto de detalle y el presupuesto. El Agente Coordinador o el Ingeniero podrán solicitar modificaciones a las características funcionales de los esquemas de formación de las islas y que se complete la información de los dibujos, planos y especificaciones de los componentes, en cualquier momento antes de la finalización del Proyecto de Detalle.

El Agente deberá acompañar el Proyecto de Detalle con el Programa de Trabajo para las obras correspondientes atendiendo a los requerimientos establecidos.

El Agente suministrará especificaciones, nuevos diseños, ajustes y los equipos de acuerdo a lo establecido en el Proyecto.

El Ingeniero realizará la auditoría de las tareas, estudios, proyectos, contrataciones, construcción y puesta en marcha. Dentro de las tareas de auditoría se encuentra la aprobación de presupuestos y el análisis de la confiabilidad de los esquemas.

Cada Agente Coordinador deberá realizar lo siguiente

a) Análisis preliminar de funcionamiento de cada isla y determinación de límites de la misma. Probabilidad de éxito.

b) Anteproyecto de las nuevas instalaciones basados en una etapa inicial con elementos simples y de rápida implementación y uno con elementos adicionales que mejoren la adaptabilidad de la isla (sistemas de control, protecciones, comunicaciones, etc.)

c) Presentación del presupuesto estimado de implementación de cada isla.

d) Acordar un cronograma de tareas para cada isla. enmarcado en el cronograma general.

e) Estudios de factibilidad y proyecto de:

   1. Análisis dinámico del comportamiento de la isla. Verificación del comportamiento de generadores.
   2. Probabilidad estimada de suceso de la isla basada en las distintas configuraciones y condiciones operativas del generador, ajustadas a escenarios básicos de demandas para pico, resto y valle para períodos de verano e invierno, para las etapas analizadas.
   3. Evaluación costo vs. beneficio de las soluciones propuestas.

f) La definición de los términos de referencia para el proyecto.

   4. Términos de referencia para la ejecución del Proyecto de Detalle.
   5. Definición de la forma de contratación del Proyecto.

En base a la información descripta presentada por el Agente Coordinador y a los Términos de Referencia para el Proyecto, el Agente propietario de las instalaciones donde deben ser montados los equipos (el Agente), deberá:

g) Acordar con el Ingeniero el programa, el plan de calidad del proyecto y el presupuesto de la implementación de cada esquema de Islas

h) Desarrollar el Proyecto de Detalle, el que deberá ser presentado para que sean revisadas y aprobadas las características funcionales de los esquemas de formación de las islas por el Ingeniero.

i) Realizar los pliegos.

j) Adquirir el equipamiento requerido.

k) Ejecutar el montaje y la puesta en servicio.

Todas las tareas que realicen el Agente o su Contratista, estarán sometidas a la auditoria del Ingeniero.

6.1.2. Arranque en Negro.

Distintas regiones del SADI cuentan con cierto número de generadores hidroeléctricos y / o generadores accionados por turbina de gas, que tienen la capacidad para arrancar en negro y generadores que podrían permanecer en servicio alimentando sus servicios auxiliares, ante el colapso total o parcial del SADI.

Las instalaciones de sincronización existentes se encuentran en las distintas centrales generadoras y existen un conjunto de procedimientos operativos estándar que permiten restablecer el funcionamiento del SADI en caso de un colapso total. Los procedimientos se basan en la idea de que los generadores de Arranque en Negro y los equipos de sincronización necesarios estarán disponibles en ese momento.

El Ingeniero realizará un relevamiento de la capacidad y estado de las instalaciones de Arranque en Negro existentes y de generadores que podrían permanecer en servicio alimentando solamente sus servicios auxiliares. En base a este relevamiento y a estudios deberá analizar el desempeño con los recursos disponibles y luego deberá determinar en que centrales o estaciones, de ser necesario, se instalaran nuevos equipamientos de Arranque en Negro, o cuales de las instalaciones existentes requieren adecuaciones para mejorar este desempeño.

En base a las condiciones técnicas para la implementación de instalaciones de Arranque en Negro definidas por el Ingeniero, el Agente ejecutará el proyecto, los pliegos, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido.

El Agente deberá acordar con el Ingeniero el programa y el presupuesto de la implementación de cada esquema de Arranque en Negro.

El trabajo del Agente incluye la rehabilitación o mejoramiento de las instalaciones existentes y el diseño, la instalación y la puesta en servicio los nuevos equipamientos.

Por efecto de la formación deliberada de islas para prevenir un colapso total del SADI se abrirán interruptores de potencia en los límites de las islas. Esto producirá puntos abiertos en el sistema que eventualmente deberán cerrarse para restablecer el funcionamiento normal del sistema.

La ubicación y la cantidad de puntos abiertos del sistema tras la formación de islas, dependerá, entonces, de la operación precisa del esquema para dicha formación.

Una vez finalizada la implementación de los esquemas de formación de islas, será necesario revisar los procedimientos de Arranque en Negro existentes y modificarlos para abarcar los puntos abiertos ocasionados por las islas.

6.2. OBLIGACIONES Y TRABAJOS DE LOS AGENTES

6.2.1. Información de las Instalaciones del Agente

El Agente suministrará toda la información de sus instalaciones que sea necesaria para la ejecución y auditoría de los Trabajos. Para ello deberá poner a disposición del Agente Coordinador y del Ingeniero copias de planos, manuales de equipos, software, y cualquier otra información requerida en las fechas y plazos indicadas en el Programa de Trabajo.

Ante una solicitud de información del Agente Coordinador o del Ingeniero, el Agente deberá responder antes de 5 días corridos de recibida la solicitud, indicando el detalle completo de la documentación existente, y la

forma y oportunidad en que será suministrada tratando de reducir al mínimo las demoras que pudiera ocasionar en la ejecución de los Trabajos. La entrega de dicha información deberá realizarse dentro de los 15 días posteriores a la solicitud del Agente Coordinador o del Ingeniero.

6.2.2. Autorización al Agente Coordinador, al Ingeniero, y a CAMMESA para el Acceso y paso al Emplazamiento

El Agente está obligado a brindar en el momento requerido, el acceso y paso al Emplazamiento de la Obra y acceso a los equipos de su propiedad, en la medida que corresponda según lo indicado en las Especificaciones del Proyecto y el Programa de Trabajo, al personal autorizado del Agente Coordinador, del Ingeniero y de CAMMESA.

6.2.3. Suministro de Servicios

El Agente deberá suministrar energía eléctrica, gas, agua, servicios sanitarios y otros servicios que pudieran encontrarse disponibles en el emplazamiento y que sean necesarios para la ejecución de las Obras. El Contratista del Agente será responsable del correcto uso de los mismos.

6.2.4. Operación de equipos del Agente

Cuando el Contratista del Agente o el Ingeniero lo soliciten, el Agente operará, y/o aislará y colocará elementos de seguridad en sus equipos para posibilitar la ejecución de las Obras y las Pruebas, según lo establecido en el Proyecto de Detalle y/o el Programa de Trabajo.

Durante dicha operación el Agente conservará el control y será responsable del funcionamiento seguro de sus equipos. Las medidas de seguridad específicas para la realización de los trabajos serán acordadas entre el Agente y Contratista del Agente y deberán quedar notificadas ambas partes.

Cuando condiciones especiales de la operación del sistema o de emergencia lo justifiquen, el Agente o CAMMESA podrán interrumpir los Trabajos que afecten la normalización del sistema.

6.2.5. Respuesta a reclamos del Ingeniero

El Ingeniero realizará el seguimiento de las Obras, y en caso de considerar que los trabajos no se están realizando de acuerdo a lo indicado en el Proyecto, efectuará el reclamo al Agente dentro del período de 5 días corridos contados desde que tome conocimiento de las circunstancias que originan el reclamo. El Agente deberá responder el reclamo dentro de los 5 días siguientes a la fecha de su recepción.

6.2.6. Relevar la Información Faltante o Verificar la Información Disponible

Ante un pedido del Agente Coordinador o del Ingeniero, el Agente deberá relevar la información faltante de sus equipos, requerida para la ejecución de los Trabajos, y/o verificar la información disponible cuando se encuentren diferencias entre dicha información y los equipos del Agente instalados en el emplazamiento.

En los casos necesarios, deberá realizar los ensayos para establecer la validez de los parámetros que se utilicen en el modelo del sistema eléctrico de potencia y verificar si los equipos de control son apropiados y se encuentran en buenas condiciones en todas las unidades de generación requeridas para el objetivo buscado

Se considerará válida la información provista por el fabricante de los equipos propiedad del Agente siempre que la misma corresponda a documentación conforme a obra o a ensayos y protocolos aprobados por el Comitente correspondiente.

6.2.7. Medidas de Seguridad

El Agente deberá comunicar todas las reglamentaciones que se aplicarán a los efectos de mantener la seguridad en el Emplazamiento.

El Agente, el Contratista del Agente, el Ingeniero, CAMMESA y todo el personal de las mismas deberán cumplir con dichas reglamentaciones y las que establezca la legislación de la República Argentina.

El Agente deberá proporcionar la protección y vigilancia de las Obras y verificar la existencia de los elementos necesarios para mantener condiciones de seguridad para las personas y las instalaciones, evitar perjuicios a terceros, para proteger a propietarios y ocupantes de inmuebles linderos y público en general.

6.2.8. Representante del Agente

El Representante del Agente deberá:

a) cumplir funciones de inspección para el montaje, las pruebas de conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos.

b) relacionarse con el Representante del Contratista del Agente, el Representante del Agente Coordinador y el Representante del Ingeniero.

c) responder a solicitudes para los trabajos que requieran una autorización especial debido a que pueden afectar la disponibilidad, confiabilidad y seguridad de los equipos del Agente.

d) responder a consultas que hagan el Ingeniero o el Contratista del Agente sobre aquella parte de las instalaciones existentes de las que no se disponga de información completa o confiable en los planos y dibujos suministrados por el Agente.

e) facilitar toda investigación sobre sus instalaciones a los fines de garantizar el correcto funcionamiento de la Obra y evitar perjuicios o interrupciones que afecten cualquier parte de las instalaciones de los Agentes del MEM o puedan producir daños a un tercero.

f) verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad.

g) hacer la recepción en el emplazamiento de los equipos a instalar y asignar los espacios y lugares para almacenamiento de los mismos.

h) verificar el conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos.

i) intervenir en las pruebas de las Obras.

j) inspeccionar, aprobar, hacer observaciones o rechazar las pruebas.

k) realizar la Recepción Provisoria de las Obras una vez aprobadas las Pruebas a la Finalización.

6.2.9. Programas y presupuestos de los Agentes del MEM

Los Agentes Coordinadores y los Agentes responsables de la implementación de las Islas y los Agentes responsables de las instalaciones de Arranque en Negro, deberán acordar con el Ingeniero el programa y el presupuesto de la implementación de cada esquema.

El Acuerdo deberá contener la siguiente información:

a) El cronograma detallado de todas las tareas que deben realizar el Ingeniero y los Agentes del MEM involucrados en el desarrollo de la implementación de cada esquema de formación de Islas y cada esquema de Arranque en Negro. Cada cronograma debe quedar enmarcado en el Programa del Ingeniero.

b) los plazos de inicio y de finalización de cada tarea.

c) diagrama de barras detallados que incluirán las tareas que marcan el camino crítico.

d) el orden en el cual el Ingeniero y los Agentes del MEM se proponen llevar a cabo las tareas de diseño, fabricación, entrega de la Planta en el Sitio de las Obras, instalación, pruebas y puesta en operación de cada esquema de Islas y Arranque en Negro.

e) las instrucciones necesarias a los Agentes del MEM para implementar cada esquema de Formación de Islas y de Arranque en Negro aprobados.

f) La Documentación que debe presentar el Agente en las distintas etapas de los trabajos.

g) las fechas en las que se requiere la presentación y/o aprobación de los Documentos del Ingeniero y de los Agentes del MEM (informes, datos, planos , pliegos, especificaciones, presupuestos, programas, etc.).

h) la forma en que se notificarán las decisiones o instrucciones, las que deberán quedar registradas en un Libro de Comunicaciones..

i) Contratos entre los Agentes para la realización de los trabajos, los que deberán ser aprobados por el Ingeniero y CAMMESA.

j) la forma en que se procederá ante demoras en la finalización de las tareas por causas atribuibles a los Agentes del MEM. En el caso de existir disposiciones particulares en los contratos entre los Agentes para la realización de los trabajos indicados en el ítem anterior, se deberán indicar expresamente.

k) las comunicaciones que deberán efectuarse ante demoras.

l) demoras más allá de las cuales el Ingeniero podrá solicitar la suspensión de la tarea.

m) presupuesto aprobado por el Ingeniero de cada esquema de Islas y Arranque en Negro.

Deberá indicarse sobre cada tarea de cada cronograma, que monto de los indicados para dicha tarea en la Oferta del Ingeniero, y que monto del presupuesto aprobado para cada esquema, corresponde a la misma. Cuando en una tarea participen varios Agentes del MEM, se deberá indicar que porcentaje del monto indicado corresponde a las tareas a realizar por cada uno de ellos.

Estos acuerdos deberán ser firmados por cada Agente del MEM, CAMMESA y el Ingeniero y representarán un compromiso de realizar las tareas de acuerdo a los mismos.

Dentro de los 7 días posteriores a la firma de los acuerdos, el Ingeniero deberá presentar a CAMMESA un informe detallando como se llevarán a cabo Los Trabajos de acuerdo a los mismos, para su aprobación.

La aprobación del informe por CAMMESA no liberará al Agente de ninguna de sus obligaciones de conformidad con la Resolución SE 258/95 y el presente Procedimiento Técnico.

El Ingeniero controlará que los trabajos se realicen de acuerdo al Programa de Trabajo.

El Agente no efectuará ningún cambio en el Programa de Trabajo sin la aprobación del Ingeniero, quien podrá aceptar modificaciones, previa consideración de los inconvenientes que ello puede significar para el desarrollo de las obras.

6.2.10. Evaluación del Presupuesto del Agente

El Agente deberá presentar para el acuerdo indicado en el punto anterior un presupuesto por la realización de los trabajos a su cargo. El presupuesto de los trabajos deberá ser discriminado según las distintas etapas que correspondan a ítems completos, por ejemplo, anteproyecto, estudios de factibilidad, proyecto de detalle, equipamiento, montaje, ensayos, puesta en servicio etc.

El Presupuesto de los Trabajos presentado por el Agente será evaluado por el Ingeniero quien podrá observarlo, proponiendo modificaciones en su confección, forma de presentación y valores de los diferentes ítems y conceptos que lo componen, en un plazo no mayor de 7 días corridos desde la fecha de presentación del presupuesto por parte del Agente. Si no lo observa en ese plazo el presupuesto se considerará aprobado.

El Agente deberá modificar el Presupuesto, tomando en consideración las observaciones del Ingeniero, en un plazo no mayor de 7 días corridos desde que le sea requerido.

En el caso que a criterio del Ingeniero el Presupuesto modificado presentado por el Agente en respuesta a sus observaciones no sea aceptable, el Agente deberá presentar un nuevo Presupuesto en un plazo no mayor de 7 días corridos desde que le sea requerido.

Si el Agente no acepta las objeciones y no presenta un nuevo Presupuesto dentro del plazo establecido, informando de los motivos al Ingeniero y a CAMMESA, o presentado el nuevo Presupuesto el mismo sea rechazado por el Ingeniero dentro de los 7 días corridos de la fecha en que lo haya recibido, las controversias o diferencias serán sometidas, para su resolución definitiva, a un arbitraje realizado de conformidad con las Normas de.Arbitraje que se acuerden entre las partes.por uno o más árbitros designados de conformidad con dichas Normas.

El idioma del arbitraje será el español y el lugar de arbitraje será en la República Argentina.

El/los Arbitro/s tendrá/n plenas facultades para reabrir, rever y revisar cualquier decisión sometida a arbitraje y cualquier documento relacionado con la controversia.

El sometimiento de las controversias a arbitraje no liberarán al Ingeniero de su obligación de continuar con Los Trabajos de conformidad con la decisión o instrucción de CAMMESA, ni liberará a los Agentes de ninguna de sus obligaciones en virtud de la Resolución SE 258/95, los que deberán cumplir todas las disposiciones correspondientes mientras duren los procedimientos arbitrales a menos que CAMMESA ordene su suspensión.

La resolución del arbitraje deberá producirse dentro de los 30 días corridos de su sometimiento.

Los Agentes, el Ingeniero y CAMMESA deberán cumplir con la resolución del arbitraje y renunciarán a sus derechos a cualquier forma de apelación.

No se retendrá pago alguno exigible o pagadero a los Agentes o al Ingeniero en razón de encontrarse pendiente la resolución de un arbitraje.

Cuando en virtud de los Trabajos, el Agente tuviese derecho al pago de costos dentro de los términos de la Resolución SE 258/95, incluyendo los que deban incurrir los Agentes Coordinadores para cumplimentar las tareas de coordinación correspondientes (traslados, apoyos técnicos y administrativos a los Agentes etc.), estos deberán ser debidamente acreditados, e incluirán cualquier gasto general demostrable que corresponda ser imputado a los mismos, no incluyendo ganancias.

6.2.11. Penalizaciones por incumplimiento en los Plazos para el acuerdo.

Los Agentes del MEM deberán acordar con el Ingeniero el programa y el presupuesto indicados en el punto 6.2.9 dentro de los plazos indicados en el Programa del Ingeniero.

Para ello, el Ingeniero citará a los Agentes del MEM correspondientes a reuniones de acuerdo, mediante notificación fehaciente, con 10 días corridos de anticipación como mínimo a la fecha prevista para esta tarea en el Programa del Ingeniero, el que será enviado a los Agentes del MEM junto con la citación.

Cuando por incumplimientos de los Agentes del MEM se originen extensiones en la fecha de Finalización del Acuerdo establecido en el Programa del Ingeniero, cada Agente responsable del incumplimiento recibirá una sanción consistente en el pago de un porcentaje del presupuesto estimado presentado por el Agente Coordinador para la implementación de cada isla, o el estimado por el Ingeniero para la implementación del esquema de Arranque en Negro, según corresponda, según el siguiente detalle:

Porcentaje por día de demora:	1%
Porcentaje Máximo:	20%

La sanción se computará por cada día entre el Plazo para la Finalización del Acuerdo indicado en el Programa del Ingeniero y la fecha efectiva de finalización.

Ningún Agente podrá ser penalizado por incumplimiento en su programa de trabajo si ello está provocado por un tercer Agente responsable a su vez de la parte del proyecto que origina la demora.

Si se llegara a la sanción correspondiente al porcentaje máximo indicado, el Ingeniero lo informará a CAMMESA, quien elevará los antecedentes al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para su resolución.

6.2.12. Penalizaciones por incumplimiento de los Plazos del Programa del Agente.

Cuando por incumplimientos de un Agente o del Contratista de un Agente se originen extensiones en la fechas de Finalización de un Tramo o de las Obras establecidos en el Programa, el Agente responsable del incumplimiento recibirá una sanción consistente en el pago de un porcentaje del monto asignado en el Programa a la parte de las Obras que, como consecuencia del incumplimiento, no fue finalizada, según el siguiente detalle:

Porcentaje por día de demora:	0.5%
Porcentaje Máximo	20%

La sanción se computará por cada día entre el Plazo para la Finalización indicado en el Programa y la fecha efectiva de finalización.

Si se llegara a la sanción correspondiente al porcentaje máximo indicado para cualquier parte de las Obras, el Ingeniero podrá mediante notificación requerir al Agente la finalización de dicha parte de las Obras. Dicha notificación fijará un plazo definitivo para la finalización.

Ningún Agente podrá ser penalizado por incumplimiento en su programa de trabajo si ello está provocado por un tercer Agente responsable a su vez de la parte del proyecto que origina la demora.

Si el Agente no finalizara dicha parte de las Obras en el plazo establecido en la notificación, el Ingeniero lo informará a CAMMESA, quien elevará los antecedentes al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para su resolución.

6.2.13. Bonificaciones por adelantos en los Plazos del Programa del Agente.

Cuando por acciones del Agente o del Contratista del Agente se originen adelantos en la fechas de Finalización de un Tramo o de las Obras establecidos en el Programa, el Agente recibirá una bonificación consistente en el pago de un porcentaje del monto asignado en el Programa a la parte de las Obras que, como consecuencia de tales acciones, fue finalizada con antelación, según el siguiente detalle:

Porcentaje por día de adelanto: 0.5%

Porcentaje Máximo 20%

La bonificación se computará por cada día entre el Plazo para la Finalización indicado en el Programa y la fecha efectiva de finalización.

Ningún Agente podrá reclamar bonificaciones cuando no pueda adelantar las fechas de Finalización de un Tramo o de las Obras establecidos en el Programa debido a acciones provocadas por un tercer Agente.

6.3. TAREAS DEL INGENIERO

Para cumplir con las obligaciones y funciones indicadas en el punto 5.2, las principales tareas que ejecutará el Ingeniero serán las siguientes:

a) Realizar y/o evaluar los cronogramas y definir los procedimientos adecuados para posibilitar el cumplimiento de los mismos.

b) Analizar y evaluar las soluciones, y parámetros adoptados en el diseño presentados por los Agentes, proponiendo modificaciones orientadas a asegurar el cumplimiento de los objetivos.

c) Coordinar todas las actividades para que el proyecto cumpla con los objetivos establecidos en la Resolución S.E. Nº 258/95 en los plazos requeridos.

d) Analizar las características funcionales de los esquemas de formación de las islas de los proyectos de detalle realizando las observaciones que considere necesarias y solicitando las modificaciones que permitan el mejor cumplimiento de estos objetivos.

e) Auditar las pruebas y ensayos que el Contratista del Agente esté obligado a realizar para la habilitación y recepción de instalaciones, y para demostrar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño establecidos para el esquema.

f) Proponer y/o realizar todo lo que sea necesario para que las actividades que desarrollan los Agentes para el cumplimiento de los objetivos establecidos en la Resolución S.E. Nº 258/95, ocasionen los mínimos inconvenientes a la explotación y a la confiabilidad del SADI, y no afecte desfavorablemente la gestión de los Agentes en el MEM.

g) Proponer procedimientos para la coordinación, aprobación, y recepción del equipamiento por parte de los agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se incorporarán los equipos, que permitan el cumplimiento de los objetivos.

h) Aprobar los cronogramas de ejecución de las diferentes tareas a realizar por el Agente y el Contratista del Agente.

i) Coordinar la intervención de los Agentes del MEM, en el análisis y definición de aspectos clave del Proyecto, principalmente en relación con lo que pueda afectar la seguridad de su equipamiento, y la confiabilidad del SADI de forma de evitar demoras y costos adicionales.

j) El Ingeniero deberá presentar a CAMMESA informes quincenales de avance de las obras. También enviará copia de estos informes al Agente quien dispondrá de 10 días corridos a partir de la fecha de la recepción del mismo para hacer sus observaciones.

6.3.1. Establecimiento de las Condiciones Contractuales con el Ingeniero.

CAMMESA definirá las Condiciones Contractuales con el Ingeniero teniendo en consideración el presente Procedimiento Técnico.

7. PLAN DE CALIDAD

El Agente, el Ingeniero y el Contratista del Agente deberán diseñar y mantener un Plan de Calidad totalmente documentado para todas las obras relacionados con el presente proyecto, en un todo de acuerdo con los procedimientos y protocolos normales y habituales para este tipo de trabajos.

El Agente desarrollará el proyecto ejecutivo en base al Plan de Calidad y será auditado por el Ingeniero. A tal efecto se deberá facilitar el acceso a las plantas e instalaciones al Ingeniero o las personas que éste designare para que realicen las auditorías, inspecciones y evaluaciones del grado de avance.

8. DOCUMENTACIÓN Y PLANOS

8.1. DOCUMENTACION E INFORMACION

Toda documentación e información presentada deberá suministrar una descripción clara y completa de cada estudio, ensayo, equipo o sistema correspondiente. La documentación será clara y concisa y suficientemente detallada y bien organizada para que se pueda determinar con claridad lo siguiente:

a) Recomendaciones y conclusiones de los estudios de diseño.

b) Funcionamiento y performance.

c) Seguridad y redundancia.

d) Confiabilidad

e) Mantenimiento.

f) Facilidad de operación.

Los manuales de operación y mantenimiento comprenderán documentación estándar de los elementos comerciales, documentación especialmente desarrollada para los elementos que no son estándar y documentación descriptiva de las modificaciones. La documentación estándar se presentará en el formato del Fabricante. Toda la documentación estará preparada de acuerdo con buenas prácticas comerciales. La documentación provista será suficiente para que técnicos experimentados puedan operar y realizar el mantenimiento del equipo o sistema electrónico particular.

8.2. PLANOS, DOCUMENTOS Y MUESTRAS

El Agente presentará al Ingeniero toda la documentación estipulada en el Acuerdo, en las distintas etapas de las obras descriptas anteriormente y en las fecha indicadas en el programa de trabajos, para permitir cumplir con las tareas indicadas en el punto 6.3.

El Contratista del Agente deberá también proveer, sin cargo adicional, los planos, y/o copias de cualquier plano, y muestras de materiales, si así lo requieren oportunamente el Agente o el Ingeniero.

El Contratista del Agente no podrá apartarse de los planos, muestras y modelos presentados y aprobados por el Agente y sin un acuerdo previo de éste y del Ingeniero, impartidos por escrito.

Una vez completados las obras en el emplazamiento de la Obra, todos los planos originales serán corregidos según sea necesario para que muestren los equipos en la forma que han quedado instalados.

El Agente será responsable por cualquier discrepancia, error u omisión de los planos.

8.3. DOCUMENTACIÓN E INFORMACIÓN QUE DEBE SER PROVISTA

Los Documentos que debe proveer el Agente al Ingeniero incluirán la siguiente documentación e información:

a) Disponibilidad de recursos y personal para los estudios y para los ensayos del sistema eléctrico de potencia.

b) Detalles del software para el estudio del sistema eléctrico de potencia, pruebas de validación y experiencia previa.

c) Metodología propuesta para los estudios a fin de garantizar que los estudios de diseño y de verificación a realizar incluyan todas las condiciones necesarias.

d) Descripción general y teoría de operación de los sistemas a implementar, incluidos los diagramas de configuración, descripciones funcionales, especificaciones y catálogos con especificaciones técnicas.

e) Una lista de equipos, con los ítems de cada conjunto y las especificaciones y funciones ofrecidas en cada emplazamiento.

f) Descripciones técnicas y documentación estándar sobre los equipos de prueba recomendados, que expliquen su uso en un programa de mantenimiento preventivo y para diagnóstico / corrección de fallas. Un programa de mantenimiento preventivo recomendado.

g) Una lista de repuestos recomendados y equipos de ensayo especiales necesarios para la adecuada operación y mantenimiento del sistema, que incluirá los precios. Los repuestos serán suficientes para un período de 4 años de operación.

h) Detalle del nivel de repuestos que deberán mantenerse en el emplazamiento para satisfacer la obligación del Contratista del Agente durante el Período de Garantía.

i) Todo otro plano y documento considerados necesarios para poder revisar y aprobar las características funcionales de los esquemas de formación de las islas por el Ingeniero.

j) Se requiere un diagrama de barras (o diagrama de camino crítico) con el programa propuesto por el Contratista del Agente.

8.4. PLANOS Y DOCUMENTOS DEL CONTRATO

8.4.1. Etapa de iniciación del proyecto

Los planos e información que el Agente deberá presentar al Ingeniero, dentro del período de un mes a contar desde la fecha de comienzo del Proyecto, deberán incluir:

a) Informe de avance de las Obras del Contrato y diagrama en la forma de camino crítico (mensual).

b) Plan de calidad detallado desarrollado para los estudios de diseño del sistema eléctrico de potencia, diseño de equipos, provisión, instalación y puesta en servicio de los equipos.

c) Documentación relativa a todos los equipos y al sistema, en la forma de planos, descripciones y especificaciones técnicas.

d) Esquema de los cursos de capacitación/entrenamiento propuestos.

8.4.2. Ensayos y mediciones del Sistema Eléctrico de Potencia

En caso de ser requeridos ensayos y mediciones, durante el curso de los mismos, para validar los datos y probar la performance:

a) el Agente Coordinador deberá identificar el programa de centrales generadoras para los ensayos para validación de datos, elaborará un protocolo que describirá la finalidad de los ensayos, gama de los mismos a realizar, equipos a utilizar y puntos de ensayo requeridos y cronogramas. En el protocolo se identificarán los requerimientos específicos relacionados con el acceso y estado operativo en el que deben encontrarse los generadores en el momento de los ensayos. El Agente Coordinador enviará estos protocolos a los Agentes del MEM afectados y al Ingeniero para su aprobación.

b) El Agente elaborará un informe con los resultados y análisis de los ensayos de validación de datos realizados en las centrales generadoras una vez concluidos los mismos.

8.4.3. Diseño de equipos y etapa de fabricación

Durante la etapa de diseño del sistema, el Agente pondrá a disposición del Ingeniero para su auditoria toda la documentación y planos de diseño necesarios para posibilitar la evaluación del avance de las Obras del Contrato.

Durante la fabricación y ensayos del sistema, el Agente pondrá a disposición para su inspección, toda la documentación de los ensayos para posibilitar la evaluación del avance de las Obras del Contrato.

8.4.4. Etapa de ensayos de recepción en fábrica

El Agente deberá someter al Ingeniero la siguiente documentación y planos, como mínimo 28 corridos días antes del comienzo de los Ensayos de Recepción en Fábrica (FAT).

a) Especificación de los Ensayos de Recepción en Fábrica

b) Todos los manuales relevantes en versiones tan cercanas como sea posible a los manuales definitivos propuestos por el Contratista del Agente.

Antes de comenzar los Ensayos de Recepción en Fábrica, el Contratista del Agente deberá presentar una lista completa de todos los equipos a utilizar en ellos.

8.4.5. Etapa de ensayos de recepción en emplazamiento

Como mínimo 28 días corridos antes del comienzo de los Ensayos de Recepción en Emplazamiento (SAT), el Agente presentará al Ingeniero la especificación de dichos ensayos. Antes del comienzo de los Ensayos de Recepción en Emplazamiento, el Agente presentará una lista completa de los equipos a utilizar en ellos.

8.4.6. Documentación para la capacitación

Por lo menos 2 meses antes de comenzar cada curso de capacitación, se proveerán detalles del mismo.

8.4.7. Documentación final

En un plazo máximo de 2 meses después de completados los Ensayos de Recepción en Emplazamiento, el Agente deberá proveer al Ingeniero 3 juegos de documentación del sistema. Dicha documentación constará de lo siguiente:

a) Manuales de operación que incluirán, como mínimo pero sin limitarse a ello, lo siguiente:

I. Descripción general del sistema, incluida la filosofía del sistema, descripción general de la operación, organización física del sistema y especificaciones generales del sistema.

II. Descripción detallada de la operación del sistema, incluidos los procedimientos de puesta en marcha, parada y reiniciación y otros procedimientos recomendados para garantizar una performance satisfactoria del sistema.

b) Manuales de mantenimiento que incluirán, como mínimo pero sin limitarse a ello, lo siguiente:

I. Un índice detallado del texto y un índice separado de los planos relacionados. En los casos que se necesiten figuras para ilustrar el texto, dichas figuras estarán dentro del mismo. Se deberá, en esos casos, incluir unos índices separados de las figuras y tablas incluidos en el texto.

II. Una descripción concisa del funcionamiento general de la totalidad de los equipos, su performance, características, especificaciones, capacidades y aplicación.

III. Instrucciones para el almacenamiento, transporte, ensamblado, instalación, desmantelamiento, verificación e inspección.

IV. Descripción y manuales de los equipos de ensayo, procedimientos y circuitos de los ensayos, así como conclusiones a las que se puede arribar con dichos ensayos.

V. Diagnóstico y guías para la búsqueda de fallas, así como la resolución de problemas mediante listas de control o diagramas de flujo para localizar componentes defectuosos dentro de las tarjetas de circuitos impresos, el módulo o el equipo.

VI. Instrucciones de verificación de performance y mantenimiento preventivo para detectar y prevenir la degradación del equipamiento. Se proveerá un programa completo de mantenimiento y ensayos de rutina en servicio que incluirá instrucciones para el cuidado, inspección, limpieza y lubricación de todas las piezas, según sea necesario.

VII. Una lista de repuestos recomendados, el nivel de repuestos a mantener en el emplazamiento, las herramientas y los equipos de ensayos requeridos. La lista incluirá el número de código del fabricante, el nombre, descripción, uso y otros datos necesarios del repuesto.

VIII. Descripción de la adaptación a necesidades futuras, debidas a expansión del sistema.

8.5. Registros durante el período de garantía

Para cada falla del equipo / sistema o mal funcionamiento durante el período de garantía, el Agente deberá preparar informes en los que constará, como mínimo:

a) Localización y tipo de falla.

b) Causa supuesta de la falla.

c) Reparaciones realizadas.

A pedido de CAMMESA o del Ingeniero, y antes de la terminación del período de garantía, se proveerá copia de los registros mencionados a los fines del análisis de fallas.

El Agente deberá preparar registros de las fallas de los equipos en los casos que el mantenimiento consista en la depuración de errores y alteraciones del programa necesarias en razón de mal funcionamiento y/o performance incorrecta del sistema.

Durante el período de garantía, el Agente, preparará registros de la sumatoria del tiempo de parada de los sistemas para verificar si éste cumple o no con los requerimientos de confiabilidad especificados.

Durante todo el período de garantía, el Contratista del Agente estará disponible para comunicaciones con los Agentes del MEM, quienes suministrarán al Ingeniero copia de toda la correspondencia mantenida.

9. CONDICIONES GENERALES

9.1. PARTICULARIDADES Y GARANTÍAS

El Agente será responsable por cualquier discrepancia, error u omisión respecto a las especificaciones y garantías de todos los servicios, equipos y aparatos suministrados por el Agente y el Contratista del Agente en virtud del presente proyecto.

9.2. ACCESO A LA PLANTA DEL CONTRATISTA

Se permitirá el acceso de CAMMESA o del Ingeniero a las plantas del Contratista del Agente y de los Subcontratistas a los fines de practicar auditorias y verificación de avance.

9.3. INFORMES DE AVANCE

El Agente deberá presentar al Ingeniero informes de avance quincenales, junto con cualquier modificación del programa que se produzca y haya sido aprobada por el Ingeniero.

Las dimensiones y formatos de los informes, en todo lo que resulte aplicable, estarán de acuerdo con las normas IRAM

9.4. ENSAYOS E INSPECCIONES

El Contratista del Agente deberá llevar a cabo los ensayos establecidos de acuerdo con las condiciones aprobadas por el Ingeniero y todos aquellos ensayos adicionales que, a juicio del Ingeniero, sean necesarios para determinar que las Obras del Contrato cumple las Especificaciones tanto en condiciones de ensayo (ya sea en la planta del fabricante, en la obra o en otro lugar) como en condiciones regulares de trabajo.

Todos los materiales utilizados estarán sujetos a los ensayos de rutina que se acostumbra realizar durante la fabricación de equipos incluidos en las obras del presente Contrato y deberán aprobarlos satisfactoriamente. El Contratista del Agente deberá suministrar copia de los resultados y certificaciones de todos los ensayos de tipo y de todos los ensayos de rutina.

A menos que se acuerde lo contrario, todos los ensayos deberán realizarse en condiciones satisfactorias para el Ingeniero, en su presencia si así lo requiriera y en la oportunidad en que él lo solicite.

El Ingeniero y CAMMESA deberán recibir notificación de todos los ensayos a realizarse con un mínimo de 28 días de anticipación, de manera que pueda presenciarlos si así lo estimara conveniente. Junto con la notificación se enviarán 3 juegos de documentación detallada en la que se describirán los ensayos a realizar, los resultados esperados, el programa de ensayos, etc. Se realizarán tantos ensayos como sea posible en la misma oportunidad y se proveerá al Ingeniero 3 copias de los registros de ensayos del Contratista del Agente.

Los aparatos de medición deberán estar calibrados por un laboratorio reconocido.

El Agente será responsable por el adecuado ensayo de las obras finalizadas, o por los equipos o materiales suministrados.

Ninguna inspección, omisión de inspección o admisión por parte de CAMMESA o del Ingeniero, de obras, equipos o materiales, ya sean los realizados o provistos por el Agente, el Contratista del Agente o por un Subcontratista, liberará al Agente de su responsabilidad de completar la Obra, ni lo exonerará de cumplir con los valores garantizados.

9.5. IDIOMA Y SISTEMA DE UNIDADES

En todas las comunicaciones con el Contratista del Agente con relación a los servicios a brindar y en todos los documentos y planos provistos o preparados por el Contratista del Agente para esta obra se utilizará el idioma español. La documentación técnica estándar sobre los equipos y servicios podrá presentarse en idioma Inglés.

Las características de diseño de todo el equipamiento deberán estar basadas en el Sistema Internacional de Unidades (SI).

9.6. NORMAS

Excepto que se especifique o implique lo contrario, la Obra del Contrato deberá cumplir con la última edición de las especificaciones de las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), pero el Contratista del Agente podrá someter a aprobación equipos o materiales conformes a Normas Nacionales equivalentes del país de origen. En este caso se deberán suministrar copias de la Norma pertinente o las partes relevantes de la misma, en versión en idioma inglés.

9.7. CUMPLIMIENTO DE LAS REGLAMENTACIONES

La totalidad de los aparatos y materiales provistos y de las obras realizadas deberán cumplir en todos los aspectos con los requerimientos de las Reglamentaciones y Leyes en vigencia aplicables al Objeto del Contrato y con toda otra norma a la que CAMMESA y los Agentes del MEM estén sujetos.

9.8. SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LAS OBRAS EN OBRA

La realización de todas las Obras en obra incluidos en el Contrato estará supervisada desde su comienzo hasta su finalización, por personal calificado que, en número suficiente representará al Agente y al Contratista del Agente, y que serán auditadas por el Ingeniero.

Si en cualquier momento el Ingeniero tuviera motivos para pensar que el Contratista del Agente no estará en condiciones de concluir cualquier porción de las Obras del Contrato en el tiempo estipulado, el Contratista del Agente deberá, si así se lo indicara el Ingeniero al Agente , aumentar el número de personal o ejecutar trabajos fuera de horario sin reclamar los mayores costos incurridos por ello salvo que, en opinión del Ingeniero, la demora hubiera sido debida a causas por las cuales el Contratista del Agente debería tener derecho a una ampliación de los plazos en virtud de las Condiciones de Contratación.

Si el Ingeniero certificara que se han revelado defectos en las Obras del Contrato, el Contratista del Agente deberá, a requerimiento del Agente, a los fines del mantenimiento posterior a la conclusión de las Obras del Contrato que se estipula en las Condiciones de Contratación, enviar o mantener en la obra un equipo de supervisión integrado por las personas y durante el tiempo que el Ingeniero requiera.

9.9. DERECHO DE PROPIEDAD

Todo software y modelo matemático de equipamientos desarrollados específicamente para satisfacer los requerimientos de la presente Especificación deberá ser entregados a CAMMESA, en su versión fuente (FORTRAN, C, Base de Datos, etc.). El Agente transferirá la propiedad del mismo a CAMMESA, manteniendo una copia en la versión fuente, sobre la cual podrá efectuar modificaciones y/o actualizaciones con el acuerdo de CAMMESA.

10. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS GENERALES

10.1. ASPECTOS GENERALES

El diseño general del equipamiento deberá tomar en cuenta todos los factores ambientales relevantes, como por ejemplo, interferencia eléctrica, polvo, vibraciones, variaciones en la tensión de alimentación, radiación solar, temperatura, salinidad, nieblas, etc. Estos factores no deben reducir el rendimiento ni acortar la vida útil del equipamiento.

10.2. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

El diseño del equipo o sistema deberá estar de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería actuales. Los equipos serán de diseño estándar del fabricante. Deberá demostrarse que los equipos ofrecidos bajo el presente Contrato han funcionado en forma satisfactoria por un período mínimo de 1 año.

El equipamiento estará diseñado de manera que sea fácil su inspección, reparación y mantenimiento en los casos que sea de primordial importancia la operación ininterrumpida. Todos los aparatos deberán estar diseñados para asegurar un funcionamiento satisfactorio en las condiciones atmosféricas existentes en el lugar y bajo las variaciones repentinas de carga y tensión que puedan encontrarse en las condiciones de trabajo del sistema, incluidas aquellas debidas a sincronización fallida y cortocircuito.

Se debe prestar particular atención a la facilidad de mantenimiento y localización de fallas. Los puntos de prueba y los componentes que exigen ensayos, ajustes o reemplazo deben ser de fácil acceso. En el diseño de los equipos se tomarán las precauciones necesarias para minimizar el efecto de factores adversos sobre el funcionamiento, la performance, la confiabilidad, la vida útil y el mantenimiento de los equipos.

El diseño deberá incluir todas las precauciones razonables y medidas de seguridad personal para quienes realizan la operación y mantenimiento de los equipos y sistemas electrónicos y del equipamiento asociado a ellos.

Los proveedores y/o fabricantes del equipamiento deberán tomar todas las precauciones razonables para minimizar la susceptibilidad a interferencias electromagnéticas producidas por otros equipos y por la planta. En los casos en que sea necesario tomar medidas específicas en el lugar a los fines de lograr el grado de inmunidad necesaria (por ejemplo, puesta a tierra especial o blindajes), el Agente deberá aprobar todos los detalles de las mismas.

Donde haya probabilidad de que la interferencia generada por el mismo equipo sea significativa, el Ingeniero, deberá ser informado de esta circunstancia y se tomarán todas las medidas necesarias para reducirla.

10.3. VIDA UTIL DE LOS EQUIPOS

El Contratista del Agente deberá indicar la vida útil esperable de todo el equipamiento en el ambiente y en la aplicación especificada, teniendo en cuenta parámetros tales como régimen de trabajo, frecuencia de operación, etc. También se deberá tener en cuenta este aspecto al seleccionar los componentes y sus valores nominales, así como todo otro factor que afecte la vida útil de los equipos.

Se asume que se realizará mantenimiento de rutina y por fallas, además se admite que ciertos componentes y módulos sufrirán desgaste y que puedan necesitar reemplazos o ajustes periódicos. Sin embargo, se deberá especificar la frecuencia esperada de tales reemplazos o ajustes y la expectativa de vida útil.

En los casos que la vida útil esté limitada por la disponibilidad de los componentes de reemplazo, puede ser aceptable que para satisfacer la vida útil de diseño se utilice una sub-unidad de reemplazo con diferentes componentes pero con la misma o mejor (y totalmente compatible) performance general.

Para permitir que se realicen operaciones de mantenimiento durante la vida útil del equipamiento, el Contratista de Agente deberá indicar el período durante el cual es probable que se continúen fabricando los equipos y dar garantías respecto al tiempo durante el cual se mantendrá una existencia de repuestos.

10.4. CONFIABILIDAD

El Contratista del Agente deberá probar que el equipo ofrecido satisface las exigencias de uno o más de los siguientes modos:

a) En los casos que el equipo ofrecido sea de un modelo que tenga antecedentes en servicio, el Contratista del Agente declarará índices de falla “en servicio”. Esa información deberá estar acompañada con detalles del ambiente en el cual se usa el equipamiento y el total de horas de operación acumuladas. Se deberá incluir información completa de cómo se recogieron y procesaron esos datos “en servicio”.

b) En los casos en que el equipo ofrecido sea una versión actualizada de equipos en uso, se dará igualmente la información sobre los índices de falla “en servicio”, pero además, el Contratista de Agente brindará detalles de los cambios en el diseño y demostrará de qué manera estos cambios podrían afectar la confiabilidad.

Cuando le sean solicitados por el Agente, el Contratista del Agente proveerá datos de distribución de fallas de todos los componentes, conjuntos y unidades que en caso de desperfecto podrían provocar la parada o mal funcionamiento de un sistema particular.

El Contratista del Agente deberá analizar el efecto de las fallas en la performance del sistema y pondrá a disposición de CAMMESA y del Ingeniero los resultados de dicho análisis.

10.5. REPUESTOS

El Contratista del Agente suministrará una lista detallada de repuestos recomendados que incluirá el precio individual de cada uno de ellos. La lista de repuestos debe ser tal que permita alcanzar el grado de disponibilidad indicado en las Especificaciones Particulares del equipo electrónico o del sistema. El Agente podrá ordenar todos o cualquiera de los repuestos, con aprobación del Ingeniero. Todos los repuestos pedidos dentro de los 4 meses de adjudicado el Contrato estarán disponibles en el momento de la puesta en marcha de los equipos.

Los repuestos deberán ser los necesarios para cubrir un período de operación de 4 años a partir de la puesta en marcha, así como partes esenciales para prevenir la posibilidad de una falla que pueda afectar la disponibilidad o seguridad del equipamiento. El Contratista del Agente, y cualquiera de sus Subcontratistas, deberá dar aviso con 12 meses de anticipación cuando prevea interrumpir la producción de cualquiera de los componentes utilizados en la Obra Contratada.

Todos los aparatos, piezas o herramientas de repuesto responderán a las mismas especificaciones, pruebas y condiciones que los materiales similares provistos bajo el Contrato. Serán estrictamente intercambiables y adecuados para su uso en reemplazo de las partes correspondientes provistas con el Contrato; deberán estar marcados y numerados para su correcta identificación y bien preparados para que no se deterioren durante su almacenamiento.

11. PRUEBAS DE FINALIZACION

11.1. PROGRAMA DE PRUEBAS

El Agente notificará a CAMMESA y al Ingeniero, con 28 días corridos de antelación la fecha a partir de la cual estará en condiciones de realizar las Prueba a la Finalización (las Pruebas) y enviará el informe con los estudios y el programa con un detalle completo de las Pruebas a realizar con una antelación no menor de 15 días corridos de la realización de las Pruebas.

Deberán estudiarse las condiciones y perturbaciones que pueden producirse como consecuencia de las Pruebas considerando las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en el equipamiento se traslade al SADI o produzca desconexiones de equipos, indisponibilidades o daños en alguna parte de la instalación del Agente.

En todos los casos las pruebas de finalización estarán contenidas en el programa y tendrán una magnitud acorde a la envergadura y características del proyecto en particular.

11.2. PARTICIPACIÓN EN LOS TRABAJOS Y PRUEBAS

Los trabajos y pruebas que deban realizarse para la recepción de las Obras deberán ser previamente acordados entre el Ingeniero y el Agente y se ejecutarán bajo la inspección del Agente, y la auditoría del Ingeniero.

Las pruebas que puedan afectar la operación del SADI deberán ser coordinadas por el Centro de Operaciones de CAMMESA.

11.3. NOTIFICACIÓN DE PRUEBAS

Por lo menos 15 días antes de la realización de las Pruebas el Agente deberá enviar al Ingeniero y al Centro de Operaciones de CAMMESA el Cronograma de las Pruebas., las que deberán realizase en las fechas mencionadas, salvo inconvenientes operativos en el SADI.

Si el Agente demorara indebidamente las Pruebas, el Ingeniero podrá solicitarle que las realice en una fecha determinada por ellos. Si el Agente no efectuara las Pruebas en las fechas establecidas el Ingeniero podrá proceder a realizarlas por sí. Todas las Pruebas efectuadas en tal forma por el Ingeniero correrán por cuenta y riesgo del Agente y sus resultados se tendrán por definitivos.

Las Pruebas serán realizadas en la fecha y lugar designados, aún si alguna de las partes no estuviera presente, y los resultados de las Pruebas deberán ser aceptados como exactos por la Parte que no hubiera estado presente.

11.4. MEDIOS PARA LAS PRUEBAS A LA FINALIZACIÓN

Salvo indicación en contrario, el Agente suministrará, dentro del presupuesto acordado, la mano de obra, energía eléctrica, gas, agua, y otros servicios, que pudieran encontrarse disponibles en el emplazamiento, y que se requieran para llevar a cabo las Pruebas.

11.5. REPETICIÓN DE PRUEBAS

Si los resultados de las Pruebas de las Obras o de cualquier Tramo de las mismas, no fueran satisfactorias, el Ingeniero podrá solicitar la repetición de dichas Pruebas.

11.6. DESACUERDO ACERCA DEL RESULTADO DE LAS PRUEBAS

Si el Ingeniero, o el Agente no estuvieran de acuerdo con la interpretación de los resultados de las Pruebas, dará a las otras partes un informe acerca de sus opiniones dentro del período de 7 días siguiente a la fecha en la que surja el desacuerdo. Se adjuntarán a la declaración todas las pruebas pertinentes.

El Ingeniero evaluará los informes y las pruebas y entregará una propuesta de acuerdo. En caso de no aceptarse el acuerdo por alguna de las partes, el Ingeniero lo informara a CAMMESA quien elevará los antecedentes al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) para su resolución.

11.7. CONSECUENCIAS DE LA FALTA DE APROBACIÓN DE LAS PRUEBAS A LA FINALIZACIÓN

Si los resultados de las Pruebas de las Obras o de cualquier Tramo no fueran satisfactorios luego de que éstas hayan sido repetidas, el Ingeniero, luego de consultar debidamente al Agente, tendrá derecho a ordenar una nueva repetición de las Pruebas o rechazar las Obras o Tramo.

11.8. CERTIFICADO DE PRUEBAS

Tan pronto como las Obras o cualquier Tramo de éstas haya superado satisfactoriamente las Pruebas, el Agente emitirá un Certificado a tal efecto a favor del Contratista del Agente, el que será refrendado por el Ingeniero.

11.9. PLAZO PARA LA FINALIZACIÓN

Las Obras se completarán y deberán haber aprobado las Pruebas de Finalización dentro del Plazo para la Finalización indicado en el Programa de Trabajo.

Se aceptará una prórroga del Plazo para la Finalización si se producen demoras en la ejecución de las Obras por cualquiera de las siguientes causas:

a) trabajo adicional ordenado por escrito por el Ingeniero.

b) instrucciones del Ingeniero o del Agente, por otro motivo que no sea el incumplimiento del Agente o del Contratista del Agente.

c) el incumplimiento por parte del Ingeniero de cualquiera de sus obligaciones que afecten el normal desarrollo de los trabajos.

d) Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

El Agente notificará al Ingeniero su intención de efectuar un pedido de prórroga del plazo dentro del período de 7 días corridos contados desde que tomen conocimiento de las circunstancias que originan el retraso. El pedido incluirá toda la información respaldatoria.

El Ingeniero, luego de consultar debidamente a CAMMESA, y en caso de considerarlo procedente, otorgará, ya sea retroactivamente o para períodos futuros, la prórroga del Plazo para la Finalización que resulte justificada. El Ingeniero deberá, consecuentemente, notificar a CAMMESA, y al Agente.

12. RECEPCIÓN DE LA OBRA

12.1. RECEPCIÓN PROVISORIA

El Agente recepcionará en forma provisoria las Obras cuando las mismas hayan pasado satisfactoriamente las Pruebas a la Finalización y se haya emitido o se considere emitido, un Certificado de Recepción Provisoria.

Las Obras quedarán de propiedad del Agente, quien tendrá a su cargo la operación y mantenimiento.

El Agente será responsable de la permanencia de los ajustes de parámetros realizados en los equipos. En caso de requerirse una modificación de los mismos se deberá solicitar la autorización de CAMMESA.

12.2. CERTIFICADO DE RECEPCIÓN PROVISORIA

El Contratista del Agente podrá solicitar al Agente un Certificado de Recepción Provisoria, no antes de los 14 días previos a que, en opinión del Contratista del Agente, las Obras estén finalizadas y en condiciones para la Recepción Provisoria.

El Agente dentro de los 7 días de recibida la solicitud del Contratista del Agente lo comunicará al Ingeniero, quien a su vez contará con un plazo de 7 días para dar su conformidad o plantear objeciones. En caso de no responder el Ingeniero dentro de ese plazo, se considerará que ha dado su conformidad.

El Agente dentro de los 28 días de recibida la solicitud del Contratista del Agente, y con la conformidad del Ingeniero:

a) emitirá para el Contratista del Agente el Certificado de Recepción Provisoria con copia al Ingeniero indicando la fecha en la que las Obras estuvieron finalizadas y en condiciones para la Recepción Provisoria,

b) rechazará la solicitud indicando sus razones o las del Ingeniero y los trabajos que el Contratista del Agente debe realizar para permitir la emisión del Certificado de Recepción Provisoria.

Si el Agente no emite el Certificado de Recepción Provisoria ni rechaza la solicitud del Contratista del Agente dentro del período de 28 días se entenderá que ha emitido el Certificado de Recepción Provisoria el último día de dicho período.

Si el Contrato dividiera las Obras en Tramos, el Contratista del Agente tendrá derecho a solicitar Certificados de Recepción Provisoria separados para cada uno de dichos Tramos.

12.3. PERÍODO DE GARANTIA

El Agente definirá con la aprobación del Ingeniero, al inicio de los trabajos, el período de garantía de las mismas, que deberá relacionarse con la actuación del sistema, en lo que hace a la necesidad de eliminar en dicho período las fallas iniciales o de puesta a punto.

El Contratista del Agente será responsable de reparar cualquier defecto en cualquier parte de las Obras o daño a éstas que surja o se produzca durante el Período de Garantía y que se derive de

a) calidad de los materiales, mano de obra o diseño defectuoso, o

b) cualquier acto u omisión del Contratista del Agente durante el Período de Garantía.

El Contratista de Agente reparará el defecto o daño tan pronto como sea posible, haciéndose cargo de los gastos.

Si surgiera algún defecto o se produjera algún daño, el Agente notificará al respecto al Contratista de Agente y al Ingeniero, y este a CAMMESA en forma inmediata.

El Período de Garantía para las Obras será prorrogado por un período igual a aquél durante el cual las Obras no pueden ser utilizadas en razón de un defecto o daño.

Si el Agente no repara un defecto o daño dentro de un plazo máximo de 28 días, el Ingeniero podrá fijar una fecha final para hacerlo.

Si el Agente así no lo hiciere, el Ingeniero, con la autorización de CAMMESA, podrán realizar el trabajo por sí o por intermedio de terceros por cuenta y riesgo del Agente. Los costos debidamente incurridos por el Ingeniero al reparar el defecto o daño serán a cargo del Agente.

12.4. PRUEBAS A LA FINALIZACIÓN ADICIONALES

Si las reposiciones o renovaciones fueran de tal envergadura que pudieran afectar la ejecución de las Obras, el Ingeniero podrá solicitar que se repitan las Pruebas a la Finalización en la medida de lo necesario. El pedido deberá efectuarse mediante notificación dentro de los 14 días corridos posteriores a la reposición o renovación. Las Pruebas se realizarán de conformidad con las Pruebas a la Finalización.

12.5. CERTIFICADO DE RECEPCIÓN DEFINITIVA

Cuando haya finalizado el Período de Garantía para las Obras o cualquier Tramo y el Contratista haya cumplido con todas sus obligaciones en virtud del Contrato por los defectos en las Obras o en dicho Tramo, el Agente emitirá dentro del plazo de 28 días, de serle requerido, a favor del Contratista, un Certificado de Recepción Definitiva a tal fin. El Certificado deberá ser refrendado por el Ingeniero.

12.6. INFORME DE ACEPTACION DE LA OBRA

Concluido el período de Garantía, a conformidad del Ingeniero y del Agente, estos emitirán un informe de Aceptación de la Obra, que será enviado a CAMMESA para su aprobación.

Una vez aprobado el informe por CAMMESA, se produce automáticamente la aceptación definitiva de la Obra

12.7. OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Con carácter previo a la Recepción Provisoria de las Obras, el Contratista del Agente deberá suministrar al Agente la capacitación y los manuales de operación y mantenimiento, y los repuestos necesarios, junto con los planos de las Obras según hayan sido construidas. Estos deberán contener todos los detalles que permitan al Agente operar, mantener, ajustar y reparar todas las partes de las Obras.

Salvo indicación en contrario, los manuales y planos se confeccionarán en idioma español y en la forma y cantidades indicadas en el Contrato. Los repuestos suministrados serán los indicados en los Contratos.

No se considerará que las Obras hayan sido finalizadas a los fines de la Recepción Provisoria, hasta el momento en que dichos manuales, repuestos y planos hayan sido proporcionados al Agente y la capacitación realizada.

12.8. AUDITORIA DE LOS EQUIPOS INSTALADOS

Por ningún motivo el Agente podrá modificar los ajustes de estos equipos sin la autorización de CAMMESA.

CAMMESA podrá, cuando lo considere conveniente en su función de supervisor y validador de los ajustes propuestos para las protecciones y sistemas de control del SADI, auditar el funcionamiento y los ajustes de parámetros de los equipos instalados, posteriormente a su entrada en servicio.

Los mismos no podrán presentar modificaciones a los ajustes, que no hayan sido autorizados por CAMMESA. En caso de ser detectadas modificaciones, el Agente deberá corregirlos y realizar los ensayos correspondientes a su cargo.

El Agente deberá realizar los trabajos de mantenimiento o reparación de los equipos cuidando que, como resultado de las intervenciones, no se modifique el desempeño requerido de los mismos. Para ello deberán hacer las verificaciones necesarias antes de reponer los equipos en servicio.

13. RIESGOS Y RESPONSABILIDADES

13.1. RESPONSABILIDAD POR DAÑOS Y PERJUICIOS

Salvo dolo o negligencia comprobados de parte del Ingeniero y/o CAMMESA y/o un Agente del MEM, ni el Ingeniero, ni CAMMESA ni el Agente del MEM serán responsables frente al Agente por los daños que sean consecuencia del hecho en que se origina el reclamo, como por ejemplo, -sin que implique limitación-, lucro cesante, pérdida de uso, pérdida de producción y pérdida de contratos.

13.2. AGRAVAMIENTO DE PÉRDIDA O DAÑO

La parte que invoque haber sufrido un perjuicio, deberá probar haber tomado todas las medidas necesarias para evitarlo, así como aquellas medidas necesarias para impedir el agravamiento del perjuicio ocasionado.

14. SEGUROS

14.1. SEGUROS DE OBRAS

a) El Contratista del Agente deberá asegurar las Obras a nombre del Contratista del Agente, de CAMMESA, y los Agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se realizan los Trabajos, en forma conjunta, hasta su valor de reposición total desde la Fecha de Inicio hasta la Fecha de Recepción Provisoria de la Obra contra cualquier pérdida o daño causado por cualquiera de los Riesgos del Contratista y cualquier otro riesgo determinado en el Contrato.

b) El Contratista del Agente deberá asegurar las Obras a nombre del Contratista del Agente, de CAMMESA, y los Agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se realizan los Trabajos, en forma conjunta, hasta su valor de reposición total durante el Período de Garantía, contra cualquier pérdida o daño que fuera causado por:

- El Contratista del Agente al completar cualquier trabajo pendiente o al reparar cualquier defecto en cualquier parte de las Obras o daño a éstas que surja o se produzca durante el Período de Garantía.
- Cualquiera de los Riesgos del Contratista que se hubiera producido con anterioridad a la Fecha de Transmisión del Riesgo.

14.2. RESPONSABILIDAD CIVIL FRENTE A TERCEROS

El Contratista del Agente deberá contratar un seguro de responsabilidad civil frente a terceros a nombre de del Contratista del Agente, CAMMESA, y los Agentes del MEM propietarios de las instalaciones donde se realizan los Trabajos, en forma conjunta, a fin de cubrir cualquier muerte o lesión corporal y pérdida de cualquier bien físico o daño a éste que surja de la ejecución de las Obras y que tenga lugar con anterioridad a la emisión del último Certificado de Recepción Definitiva.

El seguro debe incluir la cobertura de Responsabilidad Civil Cruzada entre los co-asegurados, por el límite total de la póliza. Asimismo, las sumas aseguradas y los límites de las indemnizaciones serán aprobadas por CAMMESA en cada caso.

Dicho seguro deberá ser contratado con anterioridad al momento en que el Contratista comience cualquiera de los trabajos en el Emplazamiento.

14.3. SEGUROS DEL PERSONAL

El Contratista del Agente, el Ingeniero y el Agente deberán mantener seguros por su responsabilidad por toda pérdida, gasto o reclamo que surja con respecto a la muerte o lesión ocasionada a cualquier persona empleada por los mismos a los fines de las Obras.

14.4. OTRAS OBLIGACIONES RELATIVAS A LOS SEGUROS

El Contratista deberá:

a) cada vez que lo requiera CAMMESA, presentar las pólizas o certificados de cualquier seguro que deba contratar en virtud del Contrato junto con los recibos por las primas;

b) contratar todos los seguros por los que sea responsable con un asegurador y en condiciones, ambos aprobadas por CAMMESA.

c) abstenerse de efectuar cualquier modificación a las condiciones de cualquier seguro sin la aprobación de CAMMESA. Si un asegurador realiza cualquier cambio en las condiciones, el tomador del seguro deberá notificar de inmediato a CAMMESA.

d) cumplir en todo sentido con cualesquiera condiciones estipuladas en las pólizas de seguro.

e) todas las pólizas deberá contener una estipulación según la cual, no podrán ser canceladas sin previo aviso por un plazo no inferior a 15 días a CAMMESA.

14.5. RECURSOS EN CASO DE FALTA DE CONTRATACIÓN DE SEGUROS

Si los Contratistas, el Ingeniero o el Agente no presentaran pruebas de la cobertura de seguros en la forma indicada, CAMMESA podrá contratar y mantener vigente dichos seguros, a cargo de quien fuera responsable de su contratación.

P.T. 11: ANÁLISIS DE PERTURBACIONES

1. OBJETO y ALCANCE

Establecer una metodología de registro de información y de análisis de las perturbaciones que ocurran en el SADI con el objetivo de que queden determinadas sus causas, consecuencias y las medidas adoptadas para evitar la repetición de la perturbación.

Explicitar los derechos y obligaciones de las partes con referencia a la transferencia de información y confección de informes y establecer las responsabilidades correspondientes.

El presente procedimiento técnico es de aplicación a todas las perturbaciones que se produzcan en o afecten a instalaciones del Transportista en Alta Tensión, de los Transportistas por Distribución Troncal, de los Generadores y a instalaciones superiores de las PAFTT.

2. INTRODUCCIÓN

Cuando se produce una perturbación en el SADI o en una o más áreas, que provoca ya sea cambios topológicos en la red y/o variaciones de frecuencia y/o tensiones fuera de los rangos admisibles, se deben determinar sus causas y evaluar sus consecuencias con el propósito de analizar la normalización del sistema, asignar responsabilidades, determinar indisponibilidades de equipos, informar a los agentes del M.E.M., recabar datos para fines estadísticos y analizar las actuaciones de los equipamientos y el personal involucrado con el fin primordial de mejorar su funcionamiento en el futuro y, en consecuencia, la calidad de servicio del suministro.

Además es necesario realizar estas tareas en tiempos mínimos ya que es un requerimiento de los Agentes del MEM, ser informados de lo ocurrido luego de una falla para, principalmente, conocer las posibles limitaciones que pudiesen surgir como consecuencia de la misma (de los Generadores, si tendrán limitaciones a su despacho, los Distribuidores si habrá restricciones al suministro y los Grandes Usuarios si tendrán limitaciones al consumo para su producción).

Para todo ello es imprescindible contar, en tiempo y forma, para cada perturbación producida, con todos los datos, secuencia de operaciones, actuación de protecciones y equipos de maniobra, equipamiento de control, etc.

Con todos estos elementos de juicio disponibles, el Transportista (Distribuidor y/o Generador cuando la perturbación no involucre al sistema de transporte) deberá realizar un análisis exhaustivo de cada perturbación y confeccionar INFORMES DE PERTURBACIÓN con los criterios e instrucciones indicados en el presente Procedimiento Técnico.

3. RESPONSABILIDADES DE LOS CENTROS DE OPERACIONES

IDENTIFICACIÓN DE ABREVIATURAS:

CO: Centros de Control de Operaciones de los Agentes

COD: Centros de Control de Operaciones de Distribuidores

COG: Centros de Control de Operaciones de Generadores

COT: Centros de Control de Operaciones de TRANSENER

COTDT: Centros de Control de Operaciones de Transportistas por Distribución Troncal o Distribuidores que prestan la Función Técnica de Transporte (FTT)

COC: Centro de Operaciones de CAMMESA

Los COT y COTDT de las áreas afectadas por la perturbación son los únicos responsables ante CAMMESA respecto del total esclarecimiento de los motivos que originaron la situación de contingencia, salvo que la misma se haya originado y producido efectos sólo en el área de un Distribuidor y/o un Generador, en cuyo caso la responsabilidad será del COD o COG correspondiente.

Pertenecen al área afectada por una perturbación, todos los subsistemas donde la contingencia produzca al menos algunos de los siguientes efectos:

- Cambio de configuración del Sistema de Transporte.
- Imposibilidad de abastecer parte o la totalidad de una demanda.

- Restricciones y/o reprogramación de generación.
- Señalización y/o actuación de protecciones.

Como consecuencia de toda perturbación, los COT, COTDT, COG y COD deberán emitir informes de acuerdo a lo indicado en el punto 5 del presente procedimiento. Si la perturbación involucra a más de una Transportista, deberá ser realizado un único informe coordinado por una de ellas, sin que por ello dejen de valer las responsabilidades particulares.

Será responsabilidad de CAMMESA analizar, aprobar y difundir los INFORMES FINALES DE PERTURBACIONES elaborar los informes de perturbación que serán publicados en MEMNet y enviados al ENRE y mantener actualizadas las Bases de Datos de Estadísticas de Perturbaciones sobre la base de la información recibida y de acuerdo a los informes aprobados, poniendo a disposición de todos los agentes la información almacenada.

Los COD, COG, COT y COTDT deben poner a disposición del agente responsable de realizar el INFORME FINAL de PERTURBACIÓN, antes del cuarto día hábil, la información de lo ocurrido en su sistema, enviándole todo lo necesario para su correcta interpretación, así como también una copia de los Protocolizadores de Eventos y Osciloperturbógrafos que hubiesen actuado, con las debidas aclaraciones de qué significa cada señalización y una interpretación de las alarmas y actuaciones ocurridas.

4. INFORMACIÓN A REGISTRAR

Producida una perturbación se deberá registrar como mínimo la siguiente información, la que será utilizada para los análisis, elaboración de informes y suministro de información en cada etapa definida en el punto 5 del presente procedimiento:

- Causa probable de la perturbación.
- Secuencia cronológica de actuaciones (alarmas y disparos).
- Equipamiento desconectado (líneas, transformadores, equipos de compensación, etc.) y sus posibles daños.
- Desconexión eventual de generadores, indicando el estado de prefalla del mismo (P, Q y V) y sus posibles daños.
- Equipos de maniobra operados.
- Variables fuera de límites (evolución de la frecuencia y las tensiones).
- Operación de protecciones.
  - Tipo de protección.
  - Fase fallada
  - Tiempo de actuación (en milisegundos).
  - Etapa operada.
  - Recierres operados
  - Bloqueo por Penduleo
- Actuación incorrecta de Automatismos
- Actuación de automatismos de alivio de carga o de desconexión de generadores
- Registros oscilográficos sincronizados.
- Registros Cronológicos de Eventos sincronizados.
- Registros de comunicaciones operativas.
- Condiciones del SADI pre y post falla
- Y toda aquella información que se estime necesaria para el análisis y esclarecimiento de la perturbación.

Los COD, COG, COTDT y COT deberán elevar dentro de los 30 días de aprobado este Procedimiento Técnico un listado de los equipos disponibles al efecto, por estación transformadora y por salida, indicando si son suficientes para cumplir en tiempo y forma con los requerimientos de información solicitados en este punto. En caso contrario, indicar los equipos adicionales necesarios o las modificaciones requeridas para ello.

Los Centros de Operaciones deberán mantener actualizado este listado.

5. ANÁLISIS DE PERTURBACIONES

Se definen cuatro etapas para el análisis de una perturbación y la emisión de su informe, el que deberá ser enviado a CAMMESA dentro de los plazos estipulados a continuación:

I) Análisis en tiempo real: inmediatamente luego de sucedida la perturbación.

II) Análisis preliminar:

Si la perturbación se produce		**El informe se debe presentar**
Despues de las:	**y Antes de las:**	**Antes de las:**
0:00 hs. de un día hábil	8:00 del mismo día hábil	8:00 hs. del primer día hábil siguiente
8:00 hs. de un día hábil	16:00 del mismo día hábil	11:00 hs. del primer día hábil siguiente
16:00 hs. de un día hábil	24:00 del mismo día hábil	14:00 hs. del primer día hábil siguiente
Si la perturbación se produce en un día no hábil		**El informe se debe presentar antes de las** 11.00 hs. del primer día hábil siguiente

III) Análisis final, dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.

IV) Auditorías de perturbaciones de CAMMESA.

En cada una de estas etapas se establece un flujo de información jerárquico entre los Centros de Control de Operaciones empresarios tal que permita una rápida identificación de la perturbación y sus medidas correctivas para lograr una operación aceptable post falla, y para efectivizar las medidas que permitan evitar, en lo posible, situaciones semejantes en el futuro.

Si la perturbación analizada provoca cambios topológicos en la red, cortes de demanda, actuación de DAG (Desconexión Automática de Generación) o DAD (Desconexión Automática de Demanda), falsas actuaciones de protecciones, normalización dificultosa y/o prolongada del sistema, su análisis abarca, por lo menos, hasta la etapa III inclusive.

En caso de que la perturbación sea simple, se pueda definir en forma clara las causas de la perturbación y no haya dudas sobre lo acontecido, sobre la actuación de las protecciones ni sobre la reposición del sistema, el análisis concluirá en la Etapa II.

En todos los casos CAMMESA indicará al responsable hasta que etapa debe alcanzar el análisis.

5.1. Etapa I: Análisis en tiempo real

Inmediatamente luego de sucedida la perturbación, el operador del Centro de Control involucrado debe informar al COC lo ocurrido a los fines de su conocimiento e intervención de acuerdo al Anexo N° 25 de LOS PROCEDIMIENTOS. En especial, se deben informar los equipos que quedaron indisponibles debido a la perturbación y sus motivos.

El COC solicitará, de ser necesario, información adicional entre las etapas l y II para confeccionar sus Partes de Novedades.

5.2. Etapa II: Análisis preliminar

El responsable deberá enviar al COC, un PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN respetando el modelo que se indica en ANEXO I, y en los plazos indicados anteriormente. Así mismo cada COD del área afectada deberá enviar al COC, en los mismos tiempos, la información de los cortes de carga producidos en su área.

Con la información disponible, CAMMESA efectuará el análisis de la perturbación y comunicará vía MEMNet el INFORME PRELIMINAR dentro del primer día hábil posterior al de la ocurrencia de la misma.

La responsabilidad de la realización del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN se determinará de acuerdo a las instalaciones afectadas por la perturbación, siguiendo el orden jerárquico, a saber:

COG: si la perturbación se origina en un **Generador** y no se propaga a otras instalaciones

COD: si la perturbación se origina en las instalaciones del **Distribuidor** o en un **Generador** afectando las redes del primero y no se propaga a las redes de Transporte por Distribución Troncal ni a la red de transporte en alta tensión. En el caso de que el área afectada involucre a más de un Distribuidor CAMMESA determinará el responsable.

COTDT: si la perturbación se origina en las instalaciones de un **Transportista por Distribución Troncal** o en las de un **Distribuidor** o en un **Generador** afectando las redes del primero y no se propaga a la red de transporte en alta tensión. En el caso de que el área afectada involucre a más de un Transportista por Distribución Troncal CAMMESA determinará el responsable.

COT: si la perturbación se origina en las instalaciones del **Transportista en Alta Tensión** o en las redes del **Transportista por Distribución Troncal** o en las de un **Distribuidor** o en un **Generador** afectando las redes del primero.

En los casos particulares en que por las características o evolución de la perturbación no quede claramente establecido el responsable de la realización del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN, el mismo será designado por el COC.

5.3. Etapa III: Análisis final

Dentro de los 12 días hábiles posteriores a la ocurrencia de la perturbación, el responsable deberá elaborar y enviar al COC, un INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN respetando el modelo que se indica en ANEXO II.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN será analizado y aprobado por CAMMESA, luego de lo cual será publicado en MEMNet, archivado y la información relevante pasará a conformar las "Bases de Datos de Estadísticas de Perturbaciones" dentro de los 10 días hábiles de recibido el informe, con las observaciones que se considere necesario agregar.

En caso de no ser aprobado por CAMMESA se le informará al responsable las observaciones al mismo, quien deberá presentar un nuevo informe dentro de los 7 días hábiles siguientes al rechazo.

Cuando existieran dudas sobre el comportamiento de algunos Centros de Operaciones durante la perturbación o su reposición, CAMMESA o el Centro de Operaciones responsable de la elaboración del Informe podrá solicitar copia de la desgrabación de las comunicaciones operativas que se registraron durante la misma y de los protocolizadores de cada Estación Transformadora involucrada.

De no contarse con las mismas, la prueba de las divergencias quedará a cargo del Centro de Control correspondiente, por lo cual se considera necesario que los mismos cuenten con sistema de grabación de comunicaciones con otros Centros de Control.

Si como conclusión de esta etapa se desprende que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control, el CO respectivo deberá incluir un cronograma de las acciones correctivas a tomar. Dentro de los 10 días hábiles posteriores a los plazos indicados en el cronograma se deberá enviar a CAMMESA un informe detallando los trabajos realizados.

CAMMESA evaluará todos los antecedentes existentes sobre cada perturbación y los INFORMES FINALES realizados por los COT y COTDT con el objeto de aprobar estos últimos.

En caso de que la gravedad de la perturbación o las discrepancias entre las informaciones recibidas lo aconseje, CAMMESA podrá citar a los Agentes involucrados a una reunión para analizar la perturbación, resolver las discrepancias suscitadas y cerrar el informe final.

Toda la información utilizada para el análisis de fallas, incluyendo la trascripción de las grabaciones, estará disponible para los Agentes cuando el informe final esté elaborado.

5.4. Etapa IV: Auditorias de perturbaciones.

CAMMESA, podrá realizar auditorias en las instalaciones de los Agentes con el objeto de:

- Obtener información para dejar debidamente aclaradas las causas y consecuencias de todas las perturbaciones ocurridas en el SADI.
- Observar las medidas correctivas utilizadas para normalizar el Sistema.
- Analizar las características y flujo de la información suministrada.
- Evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección.
- Evaluar las responsabilidades de los Agentes en las perturbaciones registradas.
- Evaluar las acciones tomadas o a tomar por los Agentes responsables de las perturbaciones para evitar su repetición.
- Analizar el cumplimiento de las instrucciones de operación impartidas por el OED.
- Auditar el cumplimiento de las Ordenes de Servicio del COC y de los CO, aprobadas por el OED.
- Verificar que los procedimientos internos para situaciones de emergencia para el personal de los CO y de las EE TT estén actualizados, disponibles y con conocimiento de su contenido por parte del personal involucrado.

6. ACCIONES

Concluídas las etapas definidas en el punto 5, CAMMESA, sobre la base de la información obtenida, elaborará un informe de la perturbación que será publicado en MEMNet y enviado al ENRE, y contendrá:

- El Informe Final de Perturbación elaborado por el Centro de Operaciones correspondiente.
- Causas de la Perturbación.
- Comportamientos y responsabilidades de CAMMESA y de los Agentes.
- Acciones a tomar por CAMMESA y requerimientos de acciones a los Agentes.

En caso de haber existido incumplimiento de algún Centro de Operaciones de las instrucciones de operación impartidas por el OED, o que alguna parte de la red no presenta óptimas condiciones de confiabilidad en algunas circunstancias, se elevará además este informe a la Secretaría de Energía, con el reclamo correspondiente.

En el caso que el responsable de la realización de los informes no cumpliera en los plazos establecidos para su presentación y/o cualquiera de los requerimientos previstos en el punto 5, CAMMESA informará al ENRE a los fines que este decida sobre las eventuales medidas que pudieran corresponder.

6.1. Acciones a tomar.

Las acciones que deban tomar CAMMESA y los Agentes pueden ser preventivas o correctivas:

6.1.1. Acciones preventivas.

Las acciones preventivas que adopte CAMMESA deberán ser fundamentadas y dicha fundamentación informada a los Agentes.

Las acciones preventivas podrán ser, entre otras:

- CAMMESA podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones operativas transitorias a la capacidad de transporte, al despacho o a las operaciones de los CO con el objeto de preservar la seguridad del sistema.
- CAMMESA podrá solicitar información al ENRE sobre las normas de diseño de instalaciones y equipos de los sistemas de los Agentes (estándares de calidad).
- CAMMESA podrá requerir a los Agentes:

- La realización de estudios para evaluar el comportamiento del sistema ante las perturbaciones analizadas, incluyendo análisis de confiabilidad.
- Información sobre los ensayos realizados sobre los equipamientos de control y protección de su sistema, y la realización de un programa de ensayos sobre los equipamientos que los requieran.
- Información sobre los procedimientos e instrucciones internas de operación de los CO y EE TT de los Agentes
- Información sobre mantenimiento de equipos.

6.1.2. Acciones correctivas.

- Si CAMMESA considera que existen instalaciones de la red del Agente que no cumple con las normas de diseño y calidad respectivas informadas por el ENRE, advertirá a este Organismo.para que eventualmente instruya al Agente para que ejecute, entre otras, las siguientes acciones:
  - Su pronta solución.
  - Realización de mantenimientos preventivos y correctivos.
  - Reparación, modificación, cambio o instalación de equipamientos de control y protección.
  - Modificación de sistemas de supervisión, registro de información y alarmas.
  - Revisión y modificación de las Ordenes de Servicio e Instrucciones Internas de Operación.

7. ANEXO I - MODELO DEL PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

El PARTE de NOVEDADES de PERTURBACIONES será un documento en el cual se informarán los hechos sucedidos, las actuaciones de las protecciones durante la perturbación y las cargas que se hubieren cortado. También incluirá las maniobras de reposición del sistema.

Este parte contendrá la cronología de eventos, las señalizaciones de las protecciones que hayan actuado en la perturbación, indicando claramente cuáles emitieron disparo a su interruptor asociado. Contendrá, además, el listado de las Estaciones Transformadoras involucradas, la carga cortada en cada una de ellas, la causa del corte y la hora de reposición de la misma ya sea parcial o total según corresponda.

El Parte de Novedades de Perturbación debe seguir el siguiente modelo:

7.1. Referencias.

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título de la perturbación.

7.2. Configuración Pre-falla.

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

7.3. Descripción de los sucesos en orden cronológico

En este punto se debe indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las señalizaciones de las protecciones, causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos.

7.4. Configuración Post-falla

Debe Incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

7.5. Maniobras realizadas para normalizar el servicio.

En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se pudiesen presentar en la

normalización del sistema que hayan ocasionado retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento.

7.6. Energía no suministrada

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Estación Transformadora.

7.7. Medidas adoptadas.

Si dentro del tiempo requerido para realizar el Parte surgen medidas correctivas a adoptar como consecuencia inmediata de la perturbación, deben ser incluidas en este ítem. De implementarse estas medidas luego de confeccionado el mismo y antes del INFORME FINAL DE PERTURBACIONES, deberán ser comunicadas a CAMMESA mediante nota.

7.8. NOTAS.

1. La Empresa redactora del informe podrá subtitular los puntos indicados.
2. Todos los puntos indicados deberán constar en el informe. En caso de no disponerse información para alguno de ellos, se lo hará constar.
3. Este informe se enviará a CAMMESA vía MEMNet a la Casilla de Correos "INFORMES DE FALLAS", utilizando como base el utilitario WORD 6.0 o inferior o con extensión PRN en su defecto.

8. ANEXO II - MODELO DE INFORME FINAL DE PERTURBACIONES

El INFORME FINAL de PERTURBACIONES será un documento en el cual se tendrá una explicación clara de la perturbación, es decir, sus causas y consecuencias. También deberá contener las acciones tomadas o a tomar en los casos en que se registren incorrectos desempeños de los sistemas de protección, control y maniobra con el objeto de mejorar la calidad de servicio. Deberá estar disponible en CAMMESA dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.

En este informe deberá incluirse toda la información registrada entre las indicadas en el punto 4, debidamente procesada para su utilización en el análisis y estadística de la perturbación.

Se deberá realizar una descripción pormenorizada de la perturbación, el equipamiento afectado, cronología de eventos, causas de cada uno de los eventos, los mecanismos de normalización utilizados, tiempos de ocurrencia de todos los eventos y estimación de energía no suministrada.

También el informe contendrá un ítem relativo a las medidas correctivas implementadas o a implementar, si corresponden, para evitar en el futuro situaciones semejantes.

Quedan comprendidos en este aspecto casos donde se requieran estudios del Sistema Eléctrico para determinar el origen de la perturbación y las medidas correctivas a adoptar. En algunos casos particulares en que sean necesarios estudios adicionales, el INFORME será considerado como informe final provisorio, debiendo el Transportista presentar el informe final definitivo dentro de los 7 días hábiles posteriores a la presentación provisoria.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN debe seguir el siguiente modelo:

8.1. Referencias.

Debe indicarse fecha (dd/mm/aa), hora(hh:mm) y título de la perturbación.

8.2. Síntesis.

Es el resumen del informe en el cual se debe indicar:

a) Presentación del evento.

b) Conclusiones

c) Acciones tomadas o a tomar.

8.3. Configuración Pre-falla.

Debe hacerse una descripción de la condición de operación prefalla incluyendo la conformación topológica de la red y los flujos de cargas reales previa a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

8.4. Descripción de los sucesos en orden cronológico

En este punto se deben indicar, en forma detallada, todos los eventos producidos debido a la perturbación y sus consecuencias, indicando claramente las causas de cada desconexión de equipos, en orden cronológico (aun cuando las diferencias de tiempos entre eventos sean del orden de milisegundos), e indicando horario de ocurrencia de cada uno de ellos. Se adjunta planilla: DESCRIPCIÓN DE EVENTOS, que es complementaria a la descripción incluída en este ítem.

Cuando la perturbación involucre equipamientos de distintas empresas, la empresa responsable de la confección del INFORME FINAL deberá detallar en una única cronología, todos los eventos producidos en la perturbación. En la misma se deberán destacar las modificaciones respecto a lo informado en el punto 4 del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIONES

8.5. Configuración Post-falla

Debe Incluir la conformación topológica de la red inmediatamente posterior a la perturbación, adjuntando un esquema unifilar simplificado de la configuración de la red afectada.

8.6. Maniobras realizadas para normalizar el servicio.

En este punto se debe indicar las principales maniobras realizadas en las redes de Alta Tensión y las principales en las de tensiones menores para llegar a la configuración normal, en orden cronológico e indicando horario de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron en la normalización del sistema y que ocasionaron retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones o de falla de algún equipamiento. Se adjunta planilla: NORMALIZACIÓN DEL SERVICIO, que es complementaria a la descripción incluida en este ítem.

8.7. Análisis de las actuaciones de protecciones.

Se debe realizar un análisis de los eventos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, consecuencias de la perturbación en las protecciones si las hubiera, incluyendo una estimación de Energía No Suministrada a los usuarios del MEM por efecto de la mala actuación de los mismos.

8.8. Energía no suministrada

Se deberá realizar una estimación de la potencia cortada (en MW) y la energía no suministrada (en MWh) por causas asociadas a la perturbación o por las maniobras de reposición, individualizada por Agente y por Estación Transformadora. Se adjunta planilla: CORTES PRODUCIDOS.

8.9. Medidas adoptadas.

Medidas correctivas adoptadas como consecuencia inmediata de la perturbación.

8.10. Conclusiones y acciones tomadas o a tomar.

Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el incorrecto funcionamiento de equipos, de elementos de protección, de maniobra o automatismos, para evitar su repetición y lograr así una mejora en la calidad de servicio. Además se indicará todas las medidas a adoptar para obtener la información faltante o soluciones a los problemas de comunicaciones.

8.11. Anexos.

Deberán adjuntarse al informe registros, oscilogramas y documentos de las perturbaciones.

8.12. NOTAS.

1. La Empresa redactora del informe podrá subtitular los puntos indicados.
2. Todos los puntos indicados deberán constar en el informe. En caso de no disponerse información para alguno de ellos, se lo hará constar.
3. El informe deberá ser remitido a CAMMESA vía MEMNet (a la Casilla de Correos **"INFORMES DE FALLAS"** o a la que CAMMESA indique en el futuro), utilizando como base el utilitario WORD 6.0 o inferior o con la extensión PRN en su defecto. Los anexos (oscilogramas, registros de frecuencia, etc.), podrán ser enviados vía Fax o Correo.

El informe será publicado en MEMNet, para conocimiento de todos los usuarios con las observaciones que realice CAMMESA sobre el mismo en la Base de Documentos “Análisis de Perturbaciones”.

9. ANEXO III - PLANILLAS

9.1. DESCRIPCION DE LOS EVENTOS

Falla:

Fecha:

Hora:

Hora				Equipo		Protección		Dispara	Observaciones
hr.	min.	seg.	ms.	Nombre	ID	Tipo	Señaliza		

9.2. CORTES PRODUCIDOS

Falla:
Fecha:
Hora:

Estación	P cortada [MW]	Tiempo [min.]	ENS [MWh]	Causa (*)	Observaciones

(*) Sin tensión (V=0)
Sub. tensión (v<)
Sub. frecuencia (f<)
Desconexión Automática de Demanda (DAD)

9.3. NORMALIZACION DEL SERVICIO

Falla:

Fecha:

Hora:

Equipo		Energización			Carga			Observaciones
Nombre	ID	hr.	min.	seg.	hr.	min.	seg.	

P.T. 12: GUÍAS DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSIÓN Y POR DISTRIBUCION TRONCAL

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente Procedimiento Técnico es detallar los contenidos mínimos de las Guías de Referencia del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal conforme a lo establecido por el Anexo 20 de Los Procedimientos.

Todas las empresas concesionarias del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica deben publicar anualmente una Guía de Referencia de sus respectivos Sistemas de Transporte, entendiendo como tales las instalaciones dispuestas en su ámbito de concesión, independientemente de su titularidad. Dicha Guía debe contener información de utilidad para los Usuarios presentes y futuros para el análisis de su vinculación con los Sistemas de Transporte.

El propósito de la Guía de Referencia es presentar las estadísticas de calidad del Sistema de Transporte, los estudios que den las indicaciones sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo, OCHO (8) años posteriores al de la fecha de su publicación, y las recomendaciones de los nuevos requerimientos de inversión en equipamiento de la red.

2. ESTUDIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Los Transportistas deber realizar, con periodicidad anual, los estudios a corto y mediano plazo de la red a fin de producir la información requerida e identificar las ampliaciones que puedan necesitarse en el Sistema de Transporte.

Los Estudios del Sistema de Transporte deberán tener en cuenta y serán complementarios de:

- los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, a preparar por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065;
- la Programación Estacional de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, a preparar por el OED a partir de las bases de datos del sistema con un horizonte de TRES (3) años;
- las proyecciones de la demanda, abastecimiento de combustibles y tendencias de precios de la energía eléctrica a largo plazo, que elaborare el OED.

Los Estudios del Sistema de Transporte serán realizados:

- para el corto plazo con un horizonte de TRES (3) años;
- para el mediano plazo con un horizonte de OCHO (8) años.

Los Estudios estarán orientados a identificar las restricciones del Sistema de Transporte y los refuerzos requeridos.

3. INFORMACIÓN DEL SISTEMA EMPLEADA PARA LOS ESTUDIOS:

En este punto se describen las fuentes de la información necesaria para los estudios requeridos por las Guías de Referencia y las fechas en que las debe contar el Transportista a efectos de cumplir con los plazos estipulados en el Anexo 20. Las fechas asociadas a los datos de diferente índole y origen se considerarán como fechas de cierre para la recepción de los mismos.

Respecto a datos que deba recabar de otras fuentes, en el caso que los Transportistas no contaran con toda la información dentro de los plazos indicados, deberán utilizar la última información pública disponible al momento de la confección de la Guía, o en su defecto, la mejor proyección de que dispongan o que sea dable realizar con la información disponible.

En tal caso deberán indicar explícitamente el conjunto de valores definido por el Transportista.

3.1. DATOS SUMINISTRADOS POR LA SECRETARÍA DE ENERGÍA:

- Los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, preparadas por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065, serán

tenidos en cuenta en los estudios si se encuentran disponibles el 31 de marzo, en caso contrario se considerarán los correspondientes al año anterior.

3.2. DATOS A SUMINISTRAR POR LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS A LOS TRANSPORTISTAS Y AL OED ANTES DEL 31 DE MARZO:

- Datos técnicos de su sistema y de las futuras ampliaciones a incorporarse en el mismo dentro de los siguientes ocho años. Se incluirán fechas aproximadas de ingreso y las características principales del equipamiento.
- Demandas previstas de potencia activa y reactiva por barra, para cada uno de los estados definidos en el punto 4.d.1. Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.
- Esquemas de desconexión de carga por mínima frecuencia y mínima tensión previstos por los distribuidores y/o grandes usuarios con un horizonte de 3 años. Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.

3.3. DATOS A SUMINISTRAR POR LOS GENERADORES:

- Mantendrán permanentemente actualizado el Banco Nacional de Parámetros del OED (incluyendo además de los parámetros de los modelos del equipamiento de su propiedad, datos y ajustes de protecciones de sobre y subfrecuencia, DAG, etc.). Serán tenidos en cuenta en los estudios los datos que se encuentren disponibles al 1 de marzo en el Banco Nacional de Parámetros del OED.

3.4. DATOS A SUMINISTRAR POR EL OED A LOS TRANSPORTISTAS CON PLAZO 31 DE MARZO:

- Nómina de parámetros de equipamiento de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios (Banco Nacional de Parámetros).
- Flujos de carga del SADI para el sistema de Alta Tensión registrados el año anterior al de la elaboración de la Guía (en medio magnético) para los siguientes estados:

  típicos de carga estacionales por banda horaria;

  máximas estacionales;

  mínimas estacionales.

  Deberá identificarse en cada caso la generación forzada por limitaciones o restricciones de las redes.
- Datos globales de demandas de energía para los primeros 3 años incluidos en la Programación Estacional.
- Previsiones de despachos de potencia activa para el primer año.

4. MODELO DE GUÍA DE REFERENCIA

Con el fin de cumplir con el objetivo mencionado en la Introducción, la Guía de Referencia deberá responder a los siguientes puntos:

4.1. Índice

Debe respetar el orden detallado a continuación, con el correspondiente paginado.

4.2. Introducción

Describir el contenido de la Guía, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del Sistema de Transporte y los criterios generales aplicados para su confección.

4.3. Descripción del Sistema de Transporte

4.3.1. Corrientes admisibles en líneas y cables.

Presentar las corrientes máximas térmicas nominales y sobrecargas admisibles por línea y equipos asociados, por ejemplo TI, OP, etc., destacando cuál se aplica. (con copia en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 3 Elementos Limitantes).

4.3.2. Tabla resumen de límites.

Se consignarán en la misma (con copia en soporte magnético en el formato adjunto-Tabla resumen de límites) por tramo o corredor una síntesis de los límites en condiciones N que resulten aplicables para el período de estudio, en base a la descripción y los estudios contenidos en los Puntos b) y c), haciendo referencia al origen de los mismos. Para los casos de redes anilladas o con circuitos alternativos se deberán adicionar los correspondientes a condiciones N-1, de los tres primeros años. Deben citarse todos los límites que afectan al área aunque las perturbaciónes que los definan se originen fuera de dicho área.

4.3.3. Control de Emergencia.

Describir cada esquema de control de emergencia, con los equipos y automatismos que lo componen, incluyendo:

- Cortes de demanda por relés de mínima frecuencia. (en soporte magnético en el formato adjunto-cortes por relés de mínima frecuencia)
- Desconexión de generadores por relés de sobre y subfrecuencia.
- Sistemas existentes de respaldo ante “contingencias múltiples” y cortes adicionales de carga.
- Formación de islas: Secuencia lógica y fronteras.

4.3.4. Normas Operativas.

Citar normas operativas del MEM que establezcan límites a la transmisión (Por ejemplo, límites de importación de áreas).

4.3.5. Carga de transformadores.

Presentar las transferencias máximas de transformadores en condiciones N con un horizonte de ocho años y su capacidad nominal, con el fin de detectar necesidades de ampliación. Además debe detallarse si existe alguna restricción por sobrecarga en cada Estación Transformadora (Con copia en soporte magnético en el formato adjunto-Tabla-Carga de Transformadores).

4.3.6. Niveles de Cortocircuito.

Presentar en forma tabulada (con copia en soporte magnético en el formato adjunto-Tabla Niveles de Cortocircuito) por barra los valores de potencias de cortocircuitos trifásico y monofásico pronosticados para el período en estudio, comparándolos con los admisibles para el equipamiento, y destacando cuando se superan estos últimos. Para el primer año, en caso de superarse los niveles admisibles por el equipamiento, deben adjuntarse las respectivas propuestas de solución.

Para las barras de vinculación del Sistema de Transporte en Alta Tensión con las Empresas de Transporte por Distribución Troncal, la Empresa de Transporte en Alta Tensión deberá publicar las potencias de cortocircuito y las impedancias equivalentes de Thévenin para distintos estados de generación y para todos los años.

4.3.7. Detalle de las inversiones necesarias para minimizar las restricciones del transporte.

Proponer las ampliaciones requeridas para lograr un adecuado comportamiento y desempeño de la red indicando las mejoras que producen en la calidad y seguridad de dicho servicio a los usuarios.

Identificar las restricciones que se minimizan o eliminan con las ampliaciones propuestas, estimando para cada una las inversiones requeridas y destacando cuales de ellas, según su criterio, son imprescindibles.

Presentar, además, para cada ampliación propuesta, un resumen conteniendo la siguiente información:

- Ubicación.
- Equipos involucrados.
- Fecha oportuna de puesta en servicio.
- Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.
- Inversiones necesarias, indicando si la ampliación se encuadra dentro de la caracterización de ampliaciones menores, según lo establecido en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte.
- Plazos de obra.
- Destacar si es, a su criterio, imprescindible.

4.3.8. Esquemas geográficos y unifilares.

Presentar esquemas geográficos y diagramas unifilares del sistema actual y del futuro. Destacar longitudes de líneas, potencias de generadores, transformadores y equipos de compensación de reactivo, así como también los límites físicos de las instalaciones del Transportista.

Incluir los esquemas unifilares detallados de cada estación transformadora, especificando los puntos frontera de conexión con otras empresas. En las Guías de DISTRO, se deberá indicar los agentes del MEM usuarios de cada conexión.

4.4. Estudios del Sistema de Transporte para el corto y mediano plazo

4.4.1. Flujos de potencia típicos.

Presentar datos (en soporte magnético en el formato PSS/E ó IEEE) y gráficamente los resultados mediante esquemas de flujos de potencia considerando los escenarios de demandas del Punto d.1, detallando toda la red de transporte y demás instalaciones que afecten su comportamiento.

Los esquemas deberán contener un recuadro o “ventana” que caracterice y distinga el caso, con las observaciones más importantes; por ejemplo, diferencias topológicas con el caso anterior, nuevos generadores, demanda total del Sistema y/o zonas, generación total (térmica e hidráulica), etc.

4.4.2. Estudios de Cortocircuito.

Presentar datos (en soporte magnético en el formato PSS/E ó IEEE) y resultados de Estudios de cortocircuitos trifásico y monofásico con un horizonte de ocho años, pudiendo hacerlo solo para años de corte cuando cambios estructurales modifiquen significativamente las potencias de cortocircuito (por ejemplo, ingreso de nueva generación y ampliaciones de la red de transporte).

En el caso de utilizar equivalentes para representar zonas alejadas al área en estudio, explicitar los mismos. Los niveles de cortocircuitos alcanzados se resumirán en forma tabulada según lo solicitado en el Punto b.6.

4.4.3. Estudios de límites y restricciones al transporte.

Respecto de la determinación de límites y restricciones al transporte asociados a la potencia, el control de la frecuencia, la tensión y la estabilidad del Sistema en condiciones normales y ante perturbaciones, se presentarán datos y resultados de estudios estacionarios (flujo de carga y/o estabilidad estacionaria dependiendo del sistema de que se trate) y de estabilidad transitoria para el sistema en condiciones de configuración completa (N), orientados a identificar restricciones del sistema de transporte y refuerzos requeridos, con un horizonte de 8 años.

Además de determinarse límites y restricciones de transporte propios de cada corredor, deberán determinarse los posibles límites combinados entre corredores cuando éstos se encuentren en condiciones críticas de transmisión.

En particular, para los tres primeros años, se deberán presentar estudios estacionarios para los casos más críticos ante la indisponibilidad de un equipo (N-1) y se verificarán las condiciones de estabilidad transitoria en caso de corredores con circuitos alternativos.

En el caso de requerirse ampliaciones, estudiar cuales resultan imprescindibles e indicarlas en el Punto b.7.

En cuanto a Estudios de Estabilidad Transitoria, además de los datos y resultados gráficos, deben presentarse los flujos pre y post falla y la secuencia de falla aplicada. Respecto de Estudios de Estabilidad Estacionaria, además de presentarse los datos y resultados, debe anexarse el flujo previo.

4.5. Información del Sistema empleada para los estudios

4.5.1. Pronósticos de Demandas.

- Describir la metodología aplicada, las fuentes de información utilizadas y los valores globales de energía involucrados. (en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 1 Datos de Demanda)
- Presentar fechas y diagramas típicos de máxima y mínima carga. (en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 2 Datos de Demanda)
- Presentar en tablas (en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 3 Datos de Demanda), las demandas de potencia activa y reactiva por barra, para los siguientes cinco estados de los primeros tres años:

1. máxima de verano
2. máxima de invierno
3. mínima verano
4. mínima invierno
5. resto verano

Del cuarto hasta el octavo año, presentar demandas por pico anual y mínima del Sistema evaluado.

4.5.2. Características técnicas del equipamiento del Sistema.

Presentar las características técnicas de los equipos relevantes componentes del Sistema de Transporte, que permitan actualizar las Planillas del Banco Nacional de Parámetros del OED, destacando las diferencias de valores respecto a los presentados en la Guía del año anterior.

Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.

4.5.3. Datos de protecciones

Detallar características de protecciones de líneas y cables tales como tipo, marca y modelo de relé, con su calibración actual. También indicar tiempo muerto de recierre y bloqueo antipenduleo. (en soporte magnético en el formato adjunto).

4.5.4. Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte.

Presentar las características técnicas de equipos de terceros que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte, destacando las diferencias de valores respecto a los presentados en la Guía del año anterior.

Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.

4.5.5. Ampliaciones previstas

Describir sus características técnicas principales de los equipos y las fechas probables de puesta en servicio.

4.6. Calidad de Servicio del Sistema de Transporte.

Presentar los datos históricos que se detallan en el punto e.1 para líneas, transformadores, puntos de conexión y equipos de compensación de reactivo, como mínimo de los últimos 5 años, aclarando desde cuando son responsabilidad del Transportista (con copia en soporte magnético).

Definiciones: Con el único objeto de que los Transportistas sigan pautas uniformes para clasificar la información relativa a indisponibilidades que se presentarán en las Guías de Referencia, se deberán considerar las siguientes definiciones:

Circuito: Se denominan así a aquellos componentes del sistema de transporte que no podrían transferir o tomar carga después de una falla simple o doble. La definición incluye líneas, cables subterráneos,

transformadores, capacitores serie, elementos de compensación shunt (reactores de barra, capacitores shunt, SVCs, compensadores sincrónicos, reactores de línea con interruptor) y salidas a puntos de conexión con interruptores.

Interrupción del servicio: Un circuito de la red de transmisión provoca una interrupción del servicio cuando por cualquier motivo se ve impedido de transferir o tomar potencia. En este caso se dirá que se ha registrado una salida de servicio del circuito.
Tipos de interrupciones del servicio: Las salidas de servicio de un circuito pueden clasificarse por su naturaleza de la siguiente forma:

- salida forzada
- salida programada

Salida forzada no autorizada: se denomina así a la salida de servicio de un circuito, debida a una falla en el mismo, o en su equipamiento asociado, o a un error humano, o cuando es provocada premeditadamente por personal de operaciones sin autorización del OED, o por fallas de protecciones, comunicaciones, automatismos o a la ausencia de automatismos adecuados. No se computarán como salida forzada las interrupciones las de los circuitos no fallados de sistemas radiales, los cuales por esta característica no tienen posibilidad de quedar alimentados.

El transportista clasificará las salidas forzadas no autorizadas de equipos entre las siguientes causas:

- falla interna en el equipo de potencia (incluyendo interruptor, seccionador, descargador, etc.)
- tormenta eléctrica
- incendio de campos
- animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación
- error humano/maniobra
- meteoro (tornado, inundación, terremoto)
- atentado
- actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones
- falla en barras
- actuación de protecciones en zona de respaldo remoto
- protecciones de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia
- sobrecarga
- oscilaciones de potencia
- actuación correcta de automatismos del SADI
- actuación incorrecta de automatismos del SADI
- desconocidas
- otras

Se indica posteriormente la identificación de las mismas, expresadas en formato numérico.

Salida forzada autorizada: (Si es aplicable para el Transportista): es la salida de un equipo efectuada por personal de operaciones, previamente autorizada por el OED, con el objeto de realizar un mantenimiento correctivo de urgencia, el que de no realizarse podría dar lugar a una salida forzada de mayor duración.

Salida programada:

Es la convenida por el Transportista con el OED para una determinada fecha, con el objeto de realizar mantenimiento preventivo o correctivo (en este último caso se entiende que no se trata de una urgencia).

Coeficientes globales de disponibilidad:

- Líneas de transmisión:

$$D_{glin[\%]} = \left(1 - \frac{\sum_i t_i \times l_i}{8760 \times \sum_i l_i}\right) \chi 100$$

siendo:

D_{glin} : Disponibilidad global de líneas de transmisión,

t_i : Horas de indisponibilidad de la i-ésima línea,

l_i : longitud de la i-ésima línea.

Observación: las sumatorias comprenden a la totalidad de las líneas consideradas.

- Transformadores:

$$D_{gt[\%]} = \left(1 - \frac{\sum_i t_i \times S_i}{8760 \times \sum_i S_i}\right) \chi 100$$

siendo:

D_{gt} : Disponibilidad global de transformadores,

t_i : Horas de indisponibilidad del i-ésimo transformador,

S_i : Potencia aparente nominal del i-ésimo transformador.

Observación: las sumatorias comprenden a la totalidad de los transformadores considerados.

- Puntos de conexión:

$$D_{pc[\%]} = \left(1 - \frac{\sum_i t_i}{8760 \times N_{pc}}\right) \chi 100$$

siendo:

D_{pc} : Disponibilidad global de los puntos de conexión,

t_i : Horas de indisponibilidad del punto de conexión i-ésimo,

N_{pc} : Número total de puntos de conexión.

- Equipos de compensación de reactivo:

$$D_{gx}[\%] = \left(1 - \frac{\sum_i t_i \times S_i}{8760 \times \sum_i S_i}\right) \chi 100$$

siendo:

$\mathbf{D_{gx}}$: Disponibilidad global de equipos de compensación de reactivo,

$\mathbf{t_i}$: Horas de indisponibilidad del i-ésimo equipo,

$\mathbf{S_i}$: Potencia reactiva nominal del i-ésimo equipo.

Observación: las sumatorias comprenden a la totalidad de los equipos considerados.

- Tasa de falla de líneas:

  λ = c/100 km-año

  c: Nro de salidas forzadas autorizadas y no autorizadas anuales

En caso de disponer de líneas de distintos niveles de tensión se indicará la tasa de falla del conjunto, pudiendo hacer además una distinción por nivel de tensión. En caso de existir transportistas independientes en su ámbito de concesión la salida forzada de líneas de los mismos deben estar incluidos en el total arriba mencionado.

Potencia cortada: es el valor de la demanda previa al momento en que se produce la salida forzada de uno o más circuitos del sistema de transporte y que deja de suministrarse por efecto de las mismas.

Energía no suministrada: es la energía no suministrada a los usuarios del sistema de transporte por salidas forzadas de circuitos del mismo. En ausencia de mejores datos, podrá estimarse a partir de mediciones de transferencias en los puntos de vinculación, como la demanda media prevista que dejó de alimentarse durante el tiempo de duración de la interrupción.

Falta: Es todo incidente caracterizado por la pérdida de la aislación media del componente o del sistema de potencia, estando normalmente asociada a una condición de cortocircuito.

Disturbio mayor: es un evento que ocurre en el sistema de transporte y que origina un corte de suministro de energía a los usuarios, que excede un valor equivalente a la energía resultante de considerar la potencia demandada de pico anual del Sistema que involucra la red del transportista, durante un minuto. La potencia de pico anual es la demanda máxima anual de media hora de duración.

4.6.1. Presentación

Toda la Información a presentar sobre indisponibilidades por salidas forzadas o por salidas programadas y sobre coeficientes de disponibilidad, se entregará en forma impresa y en medio magnético.

Para éste último caso la forma de presentación se hará en una base de datos Fox o en una planilla de cálculo Excel, y cuya estructura es la siguiente:

Líneas (global):

Tabla I

Tensión (Kv)	Long (Km)	Forzadas N.A.		Forzadas autorizadas		Programadas		Tasa de salida forzada	Índice de Dispon. Global	P cortada
	L	Nro sa	T (h) I	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	N/100-año	D (%)	
									D_{glin}	

El transportista podrá calcular la tasa de salidas forzadas por nivel de tensión si quisiera pero deberá indicar igualmente la tasa de salida forzada total del sistema.

Las salidas forzadas que involucren circuitos en paralelo se individualizarán además en forma separada, indicando el corredor fallado, y la tensión del mismo. Se individualizará la potencia cortada y la tasa de salida forzada del mismo. A los efectos del cálculo de la tasa de falla de circuitos dobles se considerarán su longitud como los kilómetros totales del corredor, en el cual las líneas van en paralelo.

Se presentará de la siguiente manera:

Tabla 2

Corredor fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión (kV)	Long.	Salidas forzadas		Sal forzadas	P cortada
			kV	Km	Nro	T (Hs)	Nsf/100km-año	MW

Causas de salidas forzadas de líneas (global):

Tabla 3

Descripción	Ident.(*)	Cantidad de salidas		Energía no suministrada		Potencia cortada	
		N°	% de particip.	MWh	% de particip.	MW	% de particip.
Falla interna en el equipo de potencia	1						
tormenta eléctrica	2						
incendio de campos	3						
animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4						
error humano/maniobra	5						
meteoro	6						
atentado	7						
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8						
falla en barras	9						
actuación de protecciones en zona de respaldo remoto	10						
protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia	11						
Sobrecarga	12						
oscilaciones de potencia	13						
actuación correcta de automatismos del SADI	14						
actuación incorrecta de automatismos del SADI	15						
desconocidas	16						
otras	17						
Total			100 %		100 %		100 %

(*) La columna ident se completará con los números que se correspondan a la causa que dio origen a la falla

Para cada línea:

Tabla 4

Codigo Ident.	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tens	Long	Forzadas no Autorizadas		Forzadas autorizadas		Programadas		Indice de Disponib	Pcorte
Nombre o Nº			Nº	kV	Km	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)	Nº sal	T(h)		MW

El Transportista podrá agregar toda otra información que considere de interés, como por ejemplo las salidas forzadas de líneas individualizadas por fecha, causa de salida, potencia cortada. Esta información será incorporada únicamente en medio magnético.
En el caso de tratarse de circuitos dobles (líneas en paralelo) susceptibles de salir de servicio en forma simultánea, el transportista deberá distinguir dichas salidas individualizando los tramos fallados, fecha de falla, tiempo de interrupción del servicio por salida doble y la potencia cortada.

Tabla 5

Fecha	Corredor fallado	E.T. Origen	E.T. Destino	Tensión	Ident	Tiempo reest serv	Pcorte
				KV		Hs	MW

Se clasificarán las faltas ocurridas en el Sistema de Transporte de acuerdo a las fases afectadas y por nivel de tensión. La clasificación se hará de la siguiente manera:

Tabla 6

	Cantidad						
Tensión (KV)	**Faltas Permanentes**				**Faltas Transitorias**		**Totales**
	Monofásica a Tierra	**Bifásica**	**Bifásica a Tierra**	**Trifásica**	**Monofásica c/recierre exitoso**	**Trifásica c/recierre exitoso (1)**	
	A	B	C	D	E	F	A+B+C+D+E+F

(1) si existiese.

Equipos de compensación: Se diferenciarán los equipos de compensación en serie y paralelo. (global)

Tabla 7

Identific.	**Cantidad de equipos**	**Forzadas N.A.**		**Forzadas autorizadas**		**Programadas**		**Potencia total**	**Índice de Disponibil. Global**
		Nro sal	**T(h)**	**Nro sal**	**T(h)**	**Nro sal**	**T(h)**	**MVA**	**Dgx**
Serie									
Paralelo									

Puntos de conexión (por estación):

Tabla 8

Estación	**Cantidad de puntos de conexión**	**Forzadas N.A.**		**Forzadas autorizadas**		**Programadas**		**Potencia cortada**	**Índice de Disponibil. Global**
		Nro sal	**T(h)**	**Nro sal**	**T(h)**	**Nro sal**	**T(h)**	**MW**	**Dpc (%)**

Para cada transformador:

Tabla 9

Identificación Transformador	**Estación**	**Potencia (MVA)**	**Forzadas N.A**		**Forzadas autorizadas**		**Programadas**		**Índice de Disponibilidad**	**Potencia cortada**
			Nro sal	**T(h)**	**Nro sal**	**T(h)**	**Nro sal**	**T(h)**		**MW**
Salida por falla propia				A		B		C	(8760-A-B-C) * 100 / 8760	
Sal por falla de prot de Alim/transf				D		E		F	(8760-D-E-F) * 100 / 8760	

Total				A+D		B+E		C+F	(8760-A-B-C-D-E-F) * 100 / 8760	

Consecuencias de las indisponibilidades.

Se presentarán los siguientes indicadores técnicos:

IT1 Energía no suministrada en "Minutos del Sistema"

Es la energía no suministrada, expresada como el número equivalente de minutos al año en que se cortó la potencia pico anual de demanda del sistema que involucra a la red del Transportista. Este indicador es una medida del nivel de servicio de la red de transmisión desde la óptica de los usuarios de la misma.

También se deberán indicar los valores de las dos cantidades que intervienen en su cálculo.

IT2 Número de disturbios mayores originados en la red de transmisión

Es el número de disturbios mayores causados por salidas forzadas en la red de transmisión. Constituye un indicador para el diseño de los sistemas de transmisión o para detectar deficiencias de operación. Se individualizarán cuales han sido los disturbios mayores que se han producido en el año, indicando las fechas de los mismos, circuitos afectados y la potencia cortada.

4.6.2. Forma de onda de la tensión.

Identificar los puntos críticos del Sistema donde la forma de onda de la tensión se encuentre fuera de los límites recomendados por la Norma IEEE Std 519.

4.6.3. Niveles de tensión.

Nodos con niveles de tensión fuera de los valores permitidos y valores límites alcanzados.

Tabla 10

Tensión (kV)	Estación	Desviación Maxima (%)	Desviación Media (%)	Tiempo total	
				(Hs.)	(%)

4.7. Conclusiones de la presente Guía

En las conclusiones se deberá hacer referencia al comportamiento del sistema actual y futuro, destacando las restricciones más significativas y las posibles soluciones, teniendo en cuenta las incorporaciones previstas y/o sugeridas de equipos.

5. PROCESO DE EJECUCION Y PUBLICACION DE LAS GUIAS DE REFERENCIA

A efectos de cumplir con los plazos estipulados en el punto 2.3 del Anexo 20 de Los Procedimientos se deberán respetar los siguientes plazos y programa de ejecución:

Plazo	Compromiso y entidad responsable	Fecha
1	Fecha de cierre del suministro de los datos indicados en el punto 3 del Procedimiento Técnico	31-03
2	Los Transportistas presentan al OED los casos base de flujos de carga establecidos en el punto 4 c.1 del Procedimiento Técnico	15-05
3	El OED informa al transportista sus comentarios a las presentaciones previstas en el plazo 2.	15-06
4	El Transportista presenta al OED el borrador de la Guía de Referencia completa.	15-08

5	El OED informa al transportista sus comentarios a las presentaciones previstas en el plazo 4.	29-09
6	El Transportista presenta una revisión del borrador de la Guía de Referencia acorde a los comentarios y requerimientos del OED,	29-10
7	El OED emite el informe definitivo con los comentarios y aprobaciones de los límites y estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte respectivo	30-11
8	El Transportista, una vez recepcionado dicho informe deberá publicar la Guía de Referencia con las observaciones del OED y presentar la misma al ENRE.	30-12

6. SE ADJUNTA ARCHIVO: PLANPT12.ZIP – PLANILLAS TIPO

P.T. 13: GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL PAFTT

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente Procedimiento Técnico es detallar los contenidos mínimos de las Guías de Referencia del Sistema de Transporte de PAFTT conforme a lo establecido por el Anexo 20 de Los Procedimientos.

Las Empresas Distribuidoras y Grandes Usuarios Cooperativas que sean Prestadoras Adicionales de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT) deben publicar anualmente una Guía de Referencia de sus respectivos Sistemas de Transporte, entendiendo como tales las instalaciones dispuestas en su ámbito de concesión, independientemente de su titularidad. Dicha Guía debe contener información de utilidad para los Usuarios presentes y futuros de toda la red de tensión 132 kV y superior para el análisis de su vinculación con los Sistemas de Transporte.

El propósito de la Guía de Referencia es presentar los estudios sobre el desempeño del Sistema en cuanto a sus instalaciones Superiores de vinculación eléctrica (132 kV y superiores), incluyendo estaciones transformadoras de rebaje a media tensión, y la capacidad remanente en el mediano plazo (CINCO (5) años), de acuerdo a los criterios operativos de cada PAFTT.

2. ESTUDIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Los Estudios del Sistema de Transporte deberán tener en cuenta y serán complementarios de:

- los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, a preparar por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065;
- la Programación Estacional de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, a preparar por el OED a partir de las bases de datos del sistema con un horizonte de TRES (3) años;
- las proyecciones de la demanda y tendencias de precios de la energía eléctrica a largo plazo, que elaborare el OED;
- las Guías de Referencia vigentes de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal;

Los Estudios del Sistema de Transporte del PAFTT serán realizados con un horizonte de CINCO (5) años.

3. INFORMACIÓN DEL SISTEMA EMPLEADA PARA LOS ESTUDIOS:

En este punto se describen las fuentes de la información necesaria para los estudios requeridos por las Guías de Referencia y las fechas en que las debe contar el PAFTT a efectos de cumplir con los plazos estipulados en el Anexo 20. Las fechas asociadas a los datos de diferente índole y origen se considerarán como fechas de cierre para la recepción de los mismos.

Respecto a datos que deba recabar de otras fuentes, en el caso que los PAFTT no contaran con toda la información dentro de los plazos indicados, deberán utilizar la última información pública disponible al momento de la confección de la Guía, o en su defecto, la mejor proyección de que dispongan o que sea dable realizar con la información disponible.

En tal caso deberán indicar explícitamente el conjunto de valores definido por el PAFTT.

3.1. Datos suministrados por la Secretaría de Energía:

- Los Pronósticos de Mediano y Largo Plazo orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del Sistema, preparadas por la Secretaría de Energía conforme al Artículo 38 de la Ley 24.065, serán tenidos en cuenta en los estudios si se encuentran disponibles el 31 de marzo, en caso contrario se considerarán los correspondientes al año anterior.

3.2. Datos a suministrar por los Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al PAFTT , al Prestador y al OED antes del 31 de marzo:

- Datos técnicos de su sistema y de las futuras ampliaciones a incorporarse en el mismo dentro de los siguientes cinco años. Se incluirán fechas aproximadas de ingreso y las características principales del equipamiento.

- Demandas previstas de potencia activa y reactiva por barra, para cada uno de los estados definidos en el punto 4.d.1. Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.
- Esquemas de desconexión de carga por mínima frecuencia y mínima tensión previstos por los distribuidores y/o grandes usuarios con un horizonte de 3 años. Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.

3.3. Datos a suministrar por los Generadores:

- Mantendrán permanentemente actualizado el Banco Nacional de Parámetros del OED (incluyendo además de los parámetros de los modelos del equipamiento de su propiedad, datos y ajustes de protecciones de sobre y subfrecuencia, DAG, etc.). Serán tenidos en cuenta en los estudios los datos que se encuentren disponibles al 1 de marzo en el Banco Nacional de Parámetros del OED.

3.4. Datos a suministrar por el OED a los PAFTT con plazo 31 de marzo:

- Nómina de parámetros de equipamiento de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios (Banco Nacional de Parámetros).
- Flujos de carga del SADI para el sistema de Alta Tensión registrados el año anterior al de la elaboración de la Guía (en medio magnético) para los siguientes estados:
    - típicos de carga estacionales por banda horaria;
    - máximas estacionales;
    - mínimas estacionales.

  Deberá identificarse en cada caso la generación forzada por limitaciones o restricciones de las redes.
- Datos globales de demandas de energía para los primeros 3 años incluidos en la Programación Estacional.
- Previsiones de despachos típicos de potencia para el primer año.

3.5. Datos a suministrar por los Transportistas y otros PAFTT:

A solicitud del PAFTT, los Transportistas y otros PAFTT a los que se encuentre vinculado deberán suministrar para las barras fronteras las potencias de cortocircuito y las impedancias equivalentes de Thévenin para distintos estados de generación y para todos los años solicitados en la Guía.

4. MODELO DE GUÍA DE REFERENCIA

Con el fin de cumplir con el objetivo mencionado en la Introducción, la Guía de Referencia deberá responder a los siguientes puntos:

4.1. Indice

Debe respetar el orden detallado a continuación, con el correspondiente paginado.

4.2. Introducción

Describir el contenido de la Guía, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del Sistema de Transporte del PAFTT y los criterios generales aplicados para su confección.

4.3. Descripción del Sistema de Transporte

- Corrientes admisibles en líneas y cables.

Presentar las corrientes máximas térmicas nominales y sobrecargas admisibles por línea o cable, y equipos asociados, por ejemplo TI, OP, etc., destacando cuál se aplica. (Con copia en soporte magnético en formato adjunto – TABLA 3 Elementos Limitantes).

- Tabla resumen de capacidad remanente.

Se consignarán en la misma la capacidad remanente por tramo (entiéndase líneas, cables y/o transformadores) en condiciones de red completa.N y topología de red típica, que resulte aplicable para el período de estudio. (en formato adjunto - Tabla: Resumen de Capacidad Remanente).

Se entiende por Capacidad Remanente de Transmisión como la mínima diferencia (en MVA) entre la potencia máxima admisible por las instalaciones del PAFTT (1) y la necesaria para atender su demanda (incluyendo a Grandes Usuarios) junto con la demanda firme de los UFTT (2).

1. La potencia máxima se determinará en base a sus criterios operativos aprobados por el ENRE y a la descripción y los estudios contenidos en los Puntos b) y c).
2. La demanda a considerar para los UFTT será la total, excepto cuando el ENRE hubiera fijado un valor de firme mínimo.

Los despachos típicos de generación a utilizar para el primer año serán los suministrados por el OED en el punto 3.4.4.

- Control de Emergencia.

Describir cada esquema de control de emergencia, con los equipos y automatismos que lo componen, incluyendo:

- Cortes de demanda por relés de mínima frecuencia (En soporte magnético en formato adjunto – TABLA: Relés de mínima frecuencia)
- Desconexión de generadores por relés de sobre y subfrecuencia.
- Sistemas existentes de respaldo ante “contingencias múltiples” y cortes adicionales de carga.
- Formación de islas: Secuencia lógica y fronteras.
- Normas Operativas.

Detallar los criterios operativos aprobados por el ENRE, destacando las normas operativas del área involucrada que establezcan límites a la transmisión y a la operación.

- Carga de transformadores.

Presentar las cargas máximas de transformadores en condiciones de red completa, incluyendo los de rebaje a media tensión, con un horizonte de cinco años y su capacidad nominal. Además debe detallarse si existe alguna restricción por sobrecarga en cada Estación Transformadora. (con copia en soporte magnético en el formato adjunto – TABLA: Carga de transformadores)

- Niveles de Cortocircuito.

Presentar en forma tabulada (con copia en soporte magnético en formato adjunto – TABLA: Niveles de Cortocircuito) por barra los valores de potencias de cortocircuitos trifásico y monofásico pronosticados para el período en estudio, comparándolos con los admisibles para el equipamiento, y destacando cuando se superan estos últimos. Para el primer año, en caso de superarse los niveles admisibles por el equipamiento, deben adjuntarse las respectivas propuestas de solución.

- Detalle de las ampliaciones necesarias para minimizar las restricciones del transporte y/o mejorar la calidad de servicio.

  Para usuarios de transporte firme:

  Indicar las ampliaciones que proyecta realizar para mantener o lograr un adecuado comportamiento y desempeño de la red, mediante un resumen que contenga la siguiente información:

  - Ubicación.
  - Equipos involucrados.
  - Fecha de puesta en servicio.
  - Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, o su afectación a la calidad y seguridad del servicio.
  - Plazos de obra.

  Para usuarios de transporte no firme:

  Recomendar las ampliaciones requeridas para lograr un adecuado comportamiento y desempeño de la red y para mantener y/o mejorar la calidad y seguridad de dicho servicio a los usuarios.

Breve descripción las ampliaciones recomendadas y de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Destacar si son, a su criterio, imprescindibles.

- Esquemas geográficos y unifilares.

Destacar longitudes de líneas, potencias de generadores, transformadores y equipos de compensación de reactivo, así como también los límites físicos de las instalaciones del PAFTT de toda la red de tensión 132 kV y superior

Incluir los esquemas unifilares detallados de cada estación transformadora, incluyendo hasta las de rebaje a media tensión, especificando los puntos frontera de conexión con otras empresas. Además se deberá indicar los agentes del MEM usuarios de cada conexión.

4.4. Estudios del Sistema de Transporte para el corto y mediano plazo

- Flujos de potencia típicos.

Presentar datos (en soporte magnético en formato PSS/E ó IEEE) y gráficamente los resultados mediante esquemas de flujos de potencia considerando los escenarios de demandas del Punto d.1, detallando todas las instalaciones superiores de vinculación eléctrica y demás instalaciones que afecten su comportamiento.

Los esquemas deberán contener un recuadro o “ventana” que caracterice y distinga el caso, con las observaciones más importantes; por ejemplo, diferencias topológicas con el caso anterior, nuevos generadores, demanda total del Sistema y/o zonas, generación total (térmica e hidráulica), etc.

- Estudios de Cortocircuito.

Presentar datos (en soporte magnético en formato PSS/E ó IEEE) y resultados de Estudios de cortocircuitos trifásico, y monofásico con un horizonte de cinco años de toda la red de tensión 132 kV y superior, pudiendo hacerlo solo para años de corte cuando cambios estructurales modifiquen significativamente las potencias de cortocircuito (por ejemplo, ingreso de nueva generación y ampliaciones de la red de transporte).

En el caso de utilizar equivalentes para representar zonas alejadas al área en estudio, explicitar los mismos. Los niveles de cortocircuitos alcanzados se resumirán en forma tabulada según lo solicitado en el Punto b.6.

- Estudios de capacidad remanente.

Presentar datos (en soporte magnético en el formato PSS/E ó IEEE) y gráficamente los resultados mediante esquemas de flujos de potencia para cada escenario analizado.

4.5. Información del Sistema empleada para los estudios

- Pronósticos de Demandas.
- Describir la metodología aplicada, las fuentes de información utilizadas y los valores globales de energía involucrados. (en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 1 Datos de Demanda)
- Presentar fechas y diagramas típicos de máxima y mínima carga. (en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 2 Datos de Demanda)
- Presentar en tablas (en soporte magnético en el formato adjunto – Tabla 3 Datos de Demanda), las demandas de potencia activa y reactiva por barra, para los siguientes estados de los próximos cinco años:

  1 - máxima anual

  2 - mínima anual

- Características técnicas del equipamiento del Sistema.

Presentar las características técnicas de los equipos relevantes componentes del Sistema de Transporte, que permitan actualizar las Planillas del Banco Nacional de Parámetros del OED, destacando las diferencias de valores respecto a los presentados en la Guía del año anterior.

Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.

- Datos de protecciones

Detallar características de protecciones de las instalaciones de conexión con Generadores y con el SADI tales como tipo, marca y modelo de relé, con su calibración actual. También indicar tiempo muerto de recierre y bloqueo antipenduleo en los casos que corresponda (en soporte magnético en formato adjunto TABLAS 4 y 5 de datos de líneas y cables).

- Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte.

Presentar las características técnicas de equipos de terceros que afectan el comportamiento del Sistema de Transporte del PAFTT, destacando las diferencias de valores respecto a los presentados en la Guía del año anterior.

Debe presentarse en el formato magnético definido por el OED.

- Ampliaciones previstas

Describir sus características técnicas principales de los equipos y las fechas probables de puesta en servicio.

4.6. Calidad de Servicio del Sistema de Transporte del PAFTT

Presentar los datos históricos que se detallan en el punto e.1 para líneas, transformadores,y puntos de conexión de los últimos 5 años, o desde que son responsabilidad del PAFTT, el que sea menor. (*)

Definiciones:

Con el único objeto de que los PAFTT sigan pautas uniformes para clasificar la información relativa a indisponibilidades que se presentarán en las Guías de Referencia, se deberán considerar las siguientes definiciones:

Circuito: se denominan así a aquellos componentes del sistema de transporte que no podrían transferir o tomar carga después de una falla simple o doble. La definición incluye líneas, cables subterráneos, transformadores, capacitores serie, elementos de compensación shunt (reactores de barra, capacitores shunt, SVCs, compensadores sincrónicos, reactores de línea con interruptor) de las Instalaciones Superiores de vinculación eléctrica y salidas a puntos de conexión con interruptores.

Interrupción del servicio: un circuito de la red de transmisión provoca una interrupción del servicio cuando por cualquier motivo se ve impedido de transferir o tomar potencia. En este caso se dirá que se ha registrado una salida de servicio del circuito.

Tipos de interrupciones del servicio:

Las salidas de servicio de un circuito pueden clasificarse por su naturaleza de la siguiente forma:

- salida forzada
- salida programada

Salida forzada: se denomina así a la salida de servicio de un circuito, debida a una falla en el mismo, o en su equipamiento asociado, o a un error humano, o cuando es provocada premeditadamente por personal de operaciones sin autorización del OED, o por fallas de protecciones, comunicaciones, automatismos o a la ausencia de automatismos adecuados. No se incluirán en esta distinción los circuitos de sistemas radiales, los cuales no tienen posibilidad de quedar alimentados.

El PAFTT clasificará las salidas forzadas de equipos entre las siguientes causas:

- falla interna en el equipo de potencia (incluyendo interruptor, seccionador, descargador, etc.)
- tormenta eléctrica
- incendio de campos
- animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación
- error humano/maniobra
- meteoro (tornado, inundación, terremoto)
- atentado

- actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones
- falla en barras
- actuación de protecciones en zona de respaldo remoto
- protecciones de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia
- Sobrecarga
- oscilaciones de potencia
- mantenimiento correctivo de urgencia
- automatismos del PAFTT
- desconocidas
- otras

Salida programada: es la realizada por el PAFTT en una fecha predeterminada, con el objeto de realizar mantenimiento preventivo o correctivo no urgente.

Coeficientes globales de disponibilidad:

- Líneas y cables:

$$D_{glin}[\%] = \left(1 - \frac{\sum_i t_i \times l_i}{8760 \times \sum_i l_i}\right) \chi 100$$

siendo:

Dglin disponibilidad global de líneas de transmisión,

ti horas de indisponibilidad de la i-ésima línea,

li longitud de la i-ésima línea.

Observación: las sumatorias comprenden a la totalidad de las líneas consideradas.

- Transformadores:

$$D_{gt}[\%] = \left(1 - \frac{\sum_i t_i \times S_i}{8760 \times \sum_i S_i}\right) \chi 100$$

siendo:

Dgt disponibilidad global de transformadores,

ti horas de indisponibilidad del i-ésimo transformador,

Si potencia aparente nominal del i-ésimo transformador.

Observación: las sumatorias comprenden a la totalidad de los transformadores considerados.

- Puntos de conexión:

$$D_{pc}[\%] = \left(1 - \frac{\sum_i t_i}{8760 \times N_{pc}}\right) \chi 100$$

siendo:

Dpc disponibilidad global de los puntos de conexión,

ti horas de indisponibilidad del punto de conexión i-ésimo,

Npc número total de puntos de conexión.

*Tasa de falla de líneas y cables:

$$\lambda = {}^{c}\!/_{100}\ \textbf{km – año}$$

c: Nro de salidas forzadas anuales

En caso de disponer de líneas y cables de distintos niveles de tensión se indicará la tasa de falla del conjunto, pudiendo hacer además una distinción por nivel de tensión.

En caso de existir transmisiones mixtas formadas por tramos de cables y lineas en serie, se deberán indicar las tasas correspondientes a cada tramo por separado.

Potencia cortada: es el valor de la demanda previa al momento en que se produce la salida forzada de uno o más circuitos del sistema de transporte y que deja de suministrarse por efecto de las mismas.

Energía no suministrada: es la energía no suministrada a los usuarios del sistema de transporte por salidas forzadas de circuitos del mismo. En ausencia de mejores datos, podrá estimarse a partir de mediciones de transferencias en los puntos de vinculación, como la demanda media prevista que dejó de alimentarse durante el tiempo de duración de la interrupción.

Frecuencia de interrupciones: cantidad de veces anuales que se interrumpe el circuito a un usuario por causas atribuibles al sistema de transporte del PAFTT.

Duración de la interrupción: tiempo total sin suministro por causas atribuibles al sistema de transporte del PAFTT.

Disturbio mayor: es un evento que ocurre en el sistema de transporte y que origina un corte de suministro de energía a los usuarios, que excede un valor equivalente a la energía resultante de considerar la potencia demandada pico anual del Sistema que involucra la red propia del PAFTT, durante un minuto. La potencia de pico anual es la demanda máxima anual de media hora de duración.

- Presentación

Toda la Información a presentar sobre indisponibilidades por salidas forzadas o por salidas programadas y sobre coeficientes de disponibilidad, se entregará en forma impresa y en medio magnético.

Para éste último caso la forma de presentación se hará en una base de datos Fox o en una planilla de cálculo Excel, y cuya estructura es la siguiente:

Líneas y cables (global):

Tabla 1

Longitud (Km)	Forzadas		Programadas		Tasa de salida forzada	Índice de Disponibil. Global
L	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)	N/100 km-año	D(%)
						Dglin

Se deberá indicar la tasa de salida forzada global de todo el sistema, la tasa de salida forzada correspondiente a salidas de circuitos en paralelo por nivel de tensión y las que corresponden a circuitos simples.

Para el cálculo de la tasa de falla de circuitos dobles se considerará a los kilómetros totales del corredor, en el cual las líneas van en paralelo.

Causas de salidas forzadas de líneas y cables (global):

Tabla 2

DESCRIPCIÓN	Ident(*)	Cantidad de salidas	
		N°	% de particip.
Falla interna en el equipo de potencia	1		
tormenta eléctrica	2		
incendio de campos	3		
animales, plantaciones y otros objetos que afecten la aislación	4		
error humano/maniobra	5		
meteoro	6		
atentado	7		
Actuación incorrecta de los sistemas de protecciones y comunicaciones	8		
falla en barras	9		
actuación de protecciones en zona de respaldo remoto	10		
protección de sobretensión, subfrecuencia, sobrefrecuencia	11		
Sobrecarga	12		
Oscilaciones de potencia	13		
Mantenimiento correctivo de urgencia	14		
Automatismos del PAFTT	15		
Desconocidas	16		
Otras	17		
Total			100 %

(*) La columna ident se completará con los números que se correspondan a la causa que dio origen a la falla

Para cada línea y cable:

Tabla 3

Código	E.T. Origen	E.T. Destino	Terna	Tensión	Long.	Forzadas.		Programadas		Índice de Dispon(%)	Estaciones Afectadas			
Nombre o Nro			No	Kv	Km	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		Estación	MVA intalados	Nº veces	Nº veces * MVA inst
							A		B	(8760-A-B) * 100/8760		C	D	C* D

En el caso de tratarse de circuitos dobles (líneas en paralelo) susceptibles de salir de servicio en forma simultánea, el PAFTT deberá distinguir dichas salidas individualizando los tramos fallados y los mva de transformación AT/MT afectados, imputando dicho valor al tramo doble fallado.

El PAFTT podrá agregar toda otra información que considere de interés, como por ejemplo las salidas forzadas de líneas individualizadas por fecha, causa, MVA instalados de AT/MT cortados. Estos datos se presentarán exclusivamente en forma magnética.

Para cada transformador:

Tabla 4

Identificación transformador	Estación	Potencia	Forzadas.		Programadas		Índice de Disp	Estaciones Afectadas	
		MVA G	Nro sal	T(h)	Nro sal	T(h)		Nro veces	Nº veces * MVA inst
Salida por falla propia				A		C	(8760-A-C)*100/8760		G *N1
Sal por falla de prot. de alimentadores /transformadores.				D		F	(8760-D-F)*100/8760		G*N2
Total				A+D		C+F	(8760-A-C-D-F)*100/8760		G*(N1+N2)

- Consecuencias de las indisponibilidades.

Se presentarán los siguientes indicadores técnicos:

IT1 Energía no suministrada en "Minutos del Sistema"

Es la energía no suministrada, expresada como el número equivalente de minutos al año en que se cortó la potencia pico anual de demanda del sistema que involucra a la red del PAFTT debido a fallas en instalaciones propias. Este indicador es una medida del nivel de servicio de la red de transporte desde la óptica de los usuarios de la misma.

También se deberán indicar los valores de las dos cantidades que intervienen en su cálculo.

IT2 Número de disturbios mayores originados en la red de transporte

Es el número de disturbios mayores causados por salidas forzadas en la red de transmisión propia que produjeron cortes de demanda. Constituye un indicador para el diseño de los sistemas propios de transmisión o para detectar deficiencias de operación. Se individualizarán cuales han sido los disturbios mayores que se han producido en el año, indicando las fechas de los mismos, circuitos afectados las estaciones afectadas, los MVA instalados y el número de veces.

Frecuencia de interrupciones: cantidad de veces anuales que se interrumpe el circuito a un usuario por causas atribuibles al sistema de transporte del PAFTT.

Duración de la interrupción: tiempo total sin suministro por causas atribuibles al sistema de transporte del PAFTT

- Cortes de demanda provocados por fallas externas a la red del PAFTT.

Se listarán:

- Cortes de demanda producidos por salidas de servicio de lineas de otros PAFTT y Transportistas.
- Actuaciones de relés de subfrecuencia provocados por fallas en generadores que afectaron todo el SADI y/o a la propia área.

- Actuaciones de relés de frecuencia provocados por fallas en las redes del SADI.

La actuación de los relés de frecuencia se deberá tabular de la siguiente manera:

Tabla 5

Fecha	Causa	Estación afectada	Escalón 1	Escalón 2	Escalón 3	Escalón 4	Escalón 5	Escalón 6	Escalón 7
			MW cortados	MW cortados	MW cortados	MW cortados	MW cortados	MW cortados	MW cortados
		____							

Se indicará además el número de veces que actuó cada escalón en cada una de las estaciones.

- Forma de onda de la tensión.

Identificar los puntos críticos del Sistema donde la forma de onda de la tensión se encuentre fuera de los límites recomendados por la Norma IEEE Std 519.

- Niveles de tensión.

Nodos con niveles de tensión fuera de los valores permitidos y valores límites alcanzados.

4.7. Conclusiones de la presente Guía

En las conclusiones se deberá hacer referencia al comportamiento del sistema actual y futuro, destacando las restricciones más significativas y las posibles soluciones, teniendo en cuenta las incorporaciones previstas y/o sugeridas de equipos.

5. PROCESO DE EJECUCION Y PUBLICACION DE LAS GUIAS DE REFERENCIA

A efectos de cumplir con los plazos estipulados en el punto 3.3 del Anexo 20 de Los Procedimientos se deberán respetar los siguientes plazos y programa de ejecución:

Plazo	Compromiso y entidad responsable	Fecha
1	Fecha de cierre del suministro de los datos indicados en el punto 3 del Procedimiento Técnico	31-03
2	Los PAFTT presentan al OED los casos base de flujos de carga establecidos en el punto 4 c.1 del Procedimiento Técnico	15-05
3	El OED informa al PAFTT sus comentarios a las presentaciones previstas en el plazo 2.	15-06
4	El PAFTT presenta al OED el borrador de la Guía de Referencia completa.	15-08
5	El OED informa al PAFTT sus comentarios a las presentaciones previstas en el plazo 4.	29-09
6	El PAFTT presenta una revisión del borrador de la Guía de Referencia acorde a los comentarios y requerimientos del OED,	29-10
7	El OED emite el informe definitivo con los comentarios y aprobaciones de los estudios y estadísticas de desempeño del Sistema de Transporte respectivo	30-11
8	El PAFTT, una vez recepcionado dicho informe deberá publicar la Guía de Referencia con las observaciones del OED y presentar la misma al ENRE.	30-12

6. SE ADJUNTA ARCHIVO: PLADPT13.ZIP – PLANILLAS TIPO

P.T. 14: AUDITORÍA EXTERNA DEL SMEC

1. OBJETO

CAMMESA, en su carácter de responsable de la certidumbre de los datos utilizados en las transacciones económicas entre Agentes del MEM y de supervisar la exactitud de los datos generados en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), debe realizar los ensayos y verificaciones de equipos e instalaciones afectadas a éste, por sí o a través de la contratación total o parcial del servicio a terceros.

El presente Procedimiento Técnico tiene la función de regular los alcances de la Auditoría contratada por CAMMESA y las interrelaciones entre los Agentes MEM, los prestadores de El Servicio de Auditoría Externa del SMEC y CAMMESA, en este proceso.

2. ALCANCE

Se aplica a los procesos y mecánicas definidas para la gestión de Auditoría Externa del SMEC, funciones y responsabilidades de los Agentes del MEM, CAMMESA y Contratistas del Servicio, abarcando el acceso a las instalaciones, verificaciones y contrastes del instrumental e instalación afectada al SMEC.

Considera los aspectos involucrados en el proceso:

1. Notificación a los Agentes Interesados, cuando corresponda.
2. Ingreso a las Instalaciones motivo de Auditoría.
3. Tareas incorporadas al proceso de Auditoría:
4. Habilitación / rehabilitación de Instalaciones del SMEC.
5. Verificación de Instrumental e Instalaciones en servicio, con carácter de Auditoría Técnica muestral, en cuanto a certidumbre de la medición y mantenimiento de los parámetros originales de sus componentes y circuitos.
6. Sincronización horaria de medidores/registradores.
7. Lectura en Campo.
8. Documentación generada a partir del desarrollo del proceso.

Las mecánicas específicas a desarrollar por los Contratistas del Servicio de Auditoría Ex-terna del SMEC, para el cumplimiento de las tareas, forman parte del Procedimiento Técnico y se incorporan al mismo como Anexos en el capítulo 8.

3. DEFINICIONES

Sistema de Medición Comercial: Instalaciones de medición de energía dispuestas por los Agentes del MEM, de acuerdo a las responsabilidades y condiciones técnicas definidas en el Anexo 24 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS), Centros Recolecto-res Regionales, Centro Recolector CAMMESA y vinculaciones telefónicas involucradas entre los componentes del sistema.

Auditoría Externa del SMEC: Acciones a cargo de CAMMESA o contratadas por ésta a terceros, tendientes a asegurar la exactitud de los valores medidos, su recepción en el Centro Recolector CAMMESA en tiempo y forma, como así también la funcionalidad y seguridad del sistema en su conjunto, dentro de los parámetros dispuestos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Servicio de Auditoría Externa del SMEC: Empresas contratadas por CAMMESA para el desarrollo de la Auditoría Externa del SMEC. La estructura definida al efecto se constituye de 5 (cinco) empresas. A continuación se incorporan definiciones relacionadas con las actividades desarrolladas por las mismas y terminología utilizada en el Procedimiento:

1. **Actividades contratadas**

   Calidad de Medición: Conjunto de tareas dirigidas al control de la certidumbre de las mediciones y adecuación a los requerimientos normativos de las instalaciones SMEC.

Tareas Complementarias: Conjunto de Tareas Complementarias a las de Calidad de Medición, constituidas en las siguientes actividades:

- Habilitación Comercial: Conjunto de verificaciones a realizar sobre el equipa-miento de acuerdo a lo previsto en el Procedimiento Técnico Nº2, HABILITACIÓN PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICION EN NODOS DEL MEM.
- Sincronización Horaria: Acciones necesarias para mantener el equipamiento de registro en sincronismo con la hora oficial argentina.
- Lectura en Campo: Actividad prevista en el Procedimiento Técnico Nº 3, SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL – PROCEDIMIENTO DE RECOLECCION DE DATOS EN EMERGENCIA, parágrafo V.

Auditoría: Actividad de control de la documentación, de los procedimientos aplica-dos y de las acciones desarrolladas por los Contratistas de Calidad de Medición y Tareas Complementarias.

2. **Zona**: Delimitación territorial Norte y Sur en que CAMMESA divide la asignación de instrumental perteneciente al SMEC, a los fines del desarrollo de las actividades de verificaciones y operaciones contratadas a sendos Operadores Técnicos.
3. **Operador Técnico de Calidad de Medición zona Norte:** Desarrolla la tarea técnica de campo, correspondiente a verificación de Calidad de Medición de instalaciones SMEC, en la zona Norte.
4. **Operador Técnico de Calidad de Medición zona Sur:** Desarrolla la tarea técnica de campo, correspondiente a verificación de Calidad de Medición de instalaciones SMEC, en la zona Sur.
5. **Contratista de Calidad de Medición:** Nombre genérico dado a los Operadores Técnicos contratados por CAMMESA, que realizan las tareas homónimas en cada una de las zonas.
6. **Operador Técnico de Tareas Complementarias zona Norte:** Contratista de CAMMESA que desarrolla las tareas técnicas de campo, correspondiente a Habilitación/Rehabilitación comercial, Sincronización horaria y Lectura en Campo, en la zona Norte.
7. **Operador Técnico de Tareas Complementarias zona Sur:** Contratista de CAMMESA que desarrolla las tareas técnicas de campo, correspondiente a Habilitación/Rehabilitación comercial, Sincronización horaria y Lectura en Campo, en la zona Sur.
8. **Contratista de Tareas Complementarias:** Nombre Genérico dado a los Operadores Técnicos contratados por CAMMESA, que realizan las tareas incorporadas bajo esta denominación en cada una de las zonas.
9. **Auditor:** Empresa Auditora de la gestión procedimental y técnica de los anteriores Operadores Técnicos, referidas a las actividades Verificación de Calidad de Medición y Habilitación Comercial de instalaciones SMEC.
10. **Contratista/s:** Nombre genérico que, en singular, incorpora a cualquiera de los Contratistas de CAMMESA afectados al proceso de Auditoría Externa del SMEC, definidos en puntos anteriores y en plural a todos ellos.
11. **Agente o Agente Responsable:** Agente del MEM que conforme a la regulación vigente, es responsable por el instrumental afectado al SMEC en un nodo.
12. **Agente Interesado:** Agente o Agentes del MEM que está/n conectado/s a un nodo del Agente Responsable. También con el mismo nombre se lo identifica al Generador que tiene un contrato de abastecimiento con el Agente Responsable en el Nodo en proceso de Auditoría Externa del SMEC.
13. **Plan de Acción:** Conjunto de tareas anuales de verificación de una muestra de medido-res-registradores y circuitos de medición que realizan los Contratistas de Calidad de Medición.
14. **Emplazamiento:** Estación Transformadora, Central, instalación del GUMA, etc. donde actúan los Contratistas.
15. **Tareas de Mantenimiento:** Aquellas tareas que realiza el Agente Responsable sobre el equipamiento a su cargo y que no incluyan las del punto 16. Rehabilitación Comercial.
16. **Rehabilitación Comercial:** Tareas que desarrolla el Contratista de Tareas Complementarias, cumpliendo el Procedimiento Técnico Nº 2, cuando se hayan realizado las siguientes tareas:

- Trasladado o reinstalación el equipamiento SMEC a otro lugar dentro del Emplaza-miento o a otro Emplazamiento, debido a fallas o ampliaciones y que obliguen al Agente a la presentación de un nuevo proyecto de medición.
- Cambio de los transformadores de medición.
- Cambio del/los medidores/registradores del nodo por otro distinto al instalado.

4. PROCEDIMIENTO

4.1. AUTORIZACIÓN DE ACCESO Y TRABAJO EN LAS INSTALACIONES DEL SMEC

AGENTE RESPONSABLE

4.1.1. Notifica a CAMMESA la nómina de Representantes del Agente por Nodo de Medición SMEC. Debe designar como mínimo un Representante Titular y uno Alterno, los cuales deberán:

a) Recibir las notificaciones referidas a las Tareas de Auditoría del SMEC.

b) Recibir a CAMMESA y/o al Contratista, autorizando el acceso y trabajo en las instalaciones afectadas al SMEC.

c) Responder a solicitudes para los trabajos que requieran una autorización especial debido a que pueden afectar la disponiblidad, confiabilidad y seguridad de los equipos del Agente,

d) Responder a consultas que haga el Contratista.

e) Verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad, de manera de garantizar con su presencia que los trabajos a realizar por el contratista no comprometan la seguridad de las personas y de las instalaciones. Si es necesario demarcará el área de trabajo, fijando los límites físicos de intervención del contratista sobre las instalaciones. En el caso extremo de que no pueda garantizar las condiciones mínimas de seguridad, podrá suspender las tareas y señalar el momento de la reanudación de las mismas. Los mayores costos motivados por este hecho serán a su cargo.

f) Hacer observaciones si correspondiere, y firmar el Acta.

4.1.2. Permite el acceso inmediato a la localización de la instalación donde se instrumentó el SMEC a todos los Contratistas afectados a todas las tareas que se señalan en el presente Procedimiento Técnico, para desarrollar las mismas sobre las instalaciones, gestionando ante quien corresponda los permisos, licencias, etc., sobre los equipos que se requieran al efecto.

Si el Representante del Agente para el Nodo de Medición y su Alterno no estuvieran presentes al momento de la Auditoría, deberán arbitrar los medios para que el Contratista sea atendido, autorizando su ingreso y trabajo.

4.1.3. Demoras en la autorización de efectivo ingreso a las instalaciones, que superen los 60 minutos le provocarán, por cada hora adicional en un costo de 3 veces los precios de los contratistas para las tareas asignados al nodo.

Demoras que superen los 60 minutos en la autorización de comienzo de tareas le provocarán, por cada hora adicional en un costo de 3 veces los precios de los contratistas para las tareas asignados al nodo.

En caso de que la auditoría se realice bajo la presunción de alteración provocada de las instalaciones las demoras en el acceso y/o comienzo de tareas se penalizará de acuerdo a lo estipulado en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS por Indisponibilidad del Instrumental del SMEC.

La ausencia del Representante del Agente para el Nodo de Medición y su Alterno, no son causal justificada para la denegación de acceso a las instalaciones.

4.1.4. En caso de instalaciones no atendidas, a requerimiento del Contratista, el Agente debe otorgar el permiso de trabajo y acompañarlo no debiendo demorar el comienzo de las tareas más de dos horas. Excedido el mismo, comenzarán a correr los plazos estipulados en el punto 4.1.3. del presente PROCEDIMIENTO TECNICO.

4.1.5. Firma el protocolo y/o acta una vez terminada la tarea.

4.1.6. Provee alimentación auxiliar para los equipos de verificación 3x380 Voltios con neutro, con capacidad para 10 A.

4.1.7. Permite al Contratista a fotografiar/filmar la instalación SMEC y sus componentes solo cuando se detecten alteraciones en las instalaciones (ver 4.2.10.).

4.1.8. Asiste al contratista. Dispone personal técnico propio para el conexionado del instrumental del Contratista, dentro de los 30 minutos de requerido por el Contratista, De no hacerlo permite a éste a realizarlo bajo responsabilidad del Agente.

4.1.9. Envía al Centro de Operaciones de CAMMESA, con 7 días de anticipación de la realización de las tareas, el programa de tra-bajos de Auditoría que impliquen la necesidad de retirar de servicio equipos primarios remunerados. Las tareas deberán realizarse en las fechas mencionadas en el programa, salvo in-convenientes operativos en el SADI.

En el caso de los Agentes GUMAS informarán al Transportista o Distribuidor al cual estén conectados, con la anticipación fija-da por esos prestadores, los cortes de servicio a sus instalaciones.

CONTRATISTA

4.1.10. Presenta autorización de CAMMESA, comprobantes de ART, seguros etc. y detalle del instrumental que ingresa al predio para realizar la tarea.

4.1.11. Entrega al Agente un ejemplar del presente Procedimiento, señalando en él los alcances de las tareas a desarrollar.

4.1.12. Coordina con el agente las verificaciones y tareas a desarrollar que no impliquen corte de servicio con 72 hs. hábiles de anticipación.

Demoras en arribar al nodo que superen los 60 minutos del horario acordado lo harán pasible de una multa equivalente al 30% del costo total de la tarea programada por hora o fracción de espera.

CAMMESA

4.1.13. Notifica a los Agentes la nómina del personal habilitado por las contratistas para realizar las Tareas de Auditoría.

4.1.14. Requiere de los Agentes el envío de la nómina de Representantes del Agente por Nodo de medición según lo estipulado en el punto 4.1.1. del presente Procedimiento Técnico.

RIESGOS Y RESPONSABILIDADES

4.1.15. El Contratista será responsable frente al Agente Responsable por los daños directos que sufran los equipos del SMEC del nodo en proceso de verificación, provocados por el dolo o negligencia del Contratista.

Los equipos del SMEC del nodo son: los equipos afectados exclusivamente al SMEC del nodo en proceso de verificación es decir: los transformadores de medición (las tres fases del TV y las tres fases del TI) el o los medidores/registradores, el detector de anormalidades (DCA) y los gabinetes donde están instalados los nombrados equipos.

Ni el Contratista ni CAMMESA serán responsables frente al Agente por los daños y perjuicios que sean consecuencia mediata del hecho en que se origina el reclamo, como por ejemplo lucro cesante, pérdida de uso, pérdida de producción y pérdida de contratos.

4.1.16. Recursos Exclusivos: Lo dispuesto en este Procedimiento Técnico y en el Contrato, constituirá el acuerdo total entre CAMMESA, el Agente y el Contratista, quedando establecido que los derechos, obligaciones y recursos de los mismos son los que resulten de los documentos antes mencionados.

4.1.17. La Parte que invoque haber sufrido un perjuicio, deberá haber tomado todas las medidas necesarias para evitarlo, así como aquellas necesarias para impedir el agravamiento del perjuicio ocasionado.

4.2. VERIFICACIÓN DE CALIDAD DE MEDICIÓN DE INSTALACIONES SMEC.

CAMMESA

4.2.1. Define en el Plan de Acción contratado el alcance, la frecuencia y forma de verificación de las instalaciones.

4.2.2. Encarga al Contratista como tareas adicionales a las del Plan de Acción, los casos a auditar, por iniciativa propia o por solicitud de Agentes Interesados en el nodo (ver 4.2.4.).

4.2.3. Administra los Contratos de servicio referidos a la actividad.

4.2.4. Las tareas de verificación adicionales al Plan de Acción, realizadas a pedido de alguno de los Agentes Interesados, CAMMESA los facturará al:

- Agente solicitante si no se detecta defecto alguno.
- Agente responsable, si se detecta desvío o defecto.

Dicho pedido será fehaciente y con alcance determinado. La valorización responderá a los precios fijados en el contrato más los gastos administrativos que incurra CAMMESA.

4.2.5. En caso de recibir un informe de un Contratista sobre irregularidades en una instalación, luego de analizar el caso realiza-rá las siguientes acciones:

- Notificará al Agente responsable de la situación.
- Informará: al ENRE y Secretaría de Energía sobre el evento.
- Dispondrá las acciones administrativas y/o legales que pudieren corresponder.

4.2.6. Define los Nodos SMEC a verificar previsto en el Plan de Acción en el marco impuesto por el contrato celebrado con CAMMESA

4.2.7. Realiza las actuaciones sobre las instalaciones cumpliendo lo expresado en los Procedimientos y Metodologías señaladas en los anexos del presente PROCEDIMIENTO TECNICO.

4.2.8. Notifica a los Agentes Responsables e invita a los Agentes Interesados en el nodo, con 72 hs. hábiles de anticipación, cuando se realicen verificaciones a pedido de alguno de ellos o de CAMMESA.

4.2.9. Cuando la verificación implique el corte de suministro, coordinará con el Agente Responsable la fecha de realización dentro de los 7 días de notificado éste último. La verificación se realizará en la fecha dispuesta por el Agente Responsable, dentro de los 60 días de dicha notificación.

En el caso particular de los GUMAS, se coordinará el corte teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad desarrollada por el Agente responsable. De todas formas el plazo para la realización de las tareas no puede exceder los 365 días corridos en los casos de auditoría de rutina. En el caso de que la auditoría se genere a pedido de una de las partes ante presunción de irregularidades el plazo máximo no superará los 120 días a partir de la solicitud

CONTRATISTA DE VERIFICACIÓN DE CALIDAD DE MEDICIÓN

4.2.10. Cuando detecte irregularidades en una instalación, presumiblemente atribuibles a dolo, documentará la situación fotográficamente y con la presencia de escribano público.

4.2.11. Provee copia del Acta y protocolos de la verificación a los Agentes Interesados en el nodo.

4.2.12. Utiliza equipamiento de verificación de medidores provisto por CAMMESA. (medidor patrón y valija de inyección de corrientes y tensiones). Dichos equipos los deberá hacer controlar por el INTI al menos una vez al año, para verificar su exactitud en los mismos puntos que fija la norma IEC 687 para los medidores estáticos.

Si un agente objeta el resultado de la auditoría a su equipa-miento SMEC, y solicita que se controle nuevamente en el INTI al equipamiento de verificación de medidores, y al hacer-lo se observa que el mismo está en clase, el agente solicitan-te pagará los costos correspondientes.

4.2.13. Con los mismos Procedimientos considerados en el punto 4.2.7. realiza la verificación de aquellos nodos que CAMMESA le solicite, adicionalmente a los previstos en el Plan de Acción.

4.2.14. Si habiendo detectado un desvío en el medidor SMEC del no-do, el responsable de la instalación dispone de un instrumento sustituto, controla el retiro e instalación del equipo de reemplazo, luego verifica el nuevo equipo instalado.

4.2.15. Informa a CAMMESA las acciones pendientes no realizadas según punto 4.2.14. para adecuar la instalación y la reposición de instrumental original y plazo de su realización acordado.

4.2.16. Precinta los equipos sobre los que actuó y además repone todos los precintos rotos o faltantes de todo el equipamiento SMEC localizado en el mismo Emplazamiento (Central, ET. GUMA etc.).

4.2.17. Provee a los Agentes presentes en la verificación los archivos leídos del medidor, en caso de haberlo hecho.

4.2.18. Informa fehacientemente al Contratista de Tareas Complementarias, los números de precintos y su ubicación.

CONTRATISTA DE TAREAS COMPLEMENTARIAS

4.2.19. Prepara la documentación técnica de cada nodo SMEC a partir de la del proyecto y la actualiza toda vez que se modifica la instalación.

4.2.20. Entrega a los Contratistas de Calidad de Medición y al Auditor la documentación para que puedan actuar como tales.

4.2.21. Recibe de los restantes Contratistas las novedades sobre rotura y reinstalación de precintos para mantener actualizada la base de datos sobre el tema.

AUDITOR

4.2.28. Verifica lo actuado por los Contratistas de Calidad de Medición mediante la repetición de los trabajos de campo en un (1) nodo de los verificados en el mes precedente por los Contratistas de Calidad de Medición.

4.2.29. Informa a los Agente Responsables y Agentes Interesados con una antelación de 72 horas hábiles a la fecha de realización, su intención de realizar las tareas de campo de verificación señaladas en punto 4.2.28.

4.2.30. Define los Nodos SMEC a verificar.

4.2.31. Realiza la verificación según lo indicado en las Procedimientos y Metodologías incorporados como Anexos del presente PROCEDIMIENTO TECNICO.

4.2.32. Confecciona un Informe Mensual a partir de la documentación provista por los Operadores Técnicos de Verificación de Cali-dad de medición y sus propias tareas previstas en 4.2.28.

4.2.33. El Informe Mensual validará o no las acciones desarrolladas por el Operador Técnico

4.2.34. Toda la información relacionada con el desarrollo de las tareas de la contratación, en poder del CONTRATISTA, es estricta-mente confidencial.

La misma será devuelta a CAMMESA a la finalización del CONTRATO, dentro de las 48 horas. De producida la finalización, en el domicilio de CAMMESA. A partir de dicho momento caducará el derecho a su utilización por parte del AUDITOR.

4.2.35. Precinta los equipos sobre los que actuó y los faltantes en todo otro equipamiento afectado al SMEC, localizado en el mismo emplazamiento.

4.2.36. Informa al Contratista de Tareas Complementarias, los números de precintos instalados y faltantes y su ubicación.

AGENTE INTERESADO

4.2.37. Paga el costo de los ensayos cuando corresponda teniendo en cuenta lo considerado en 4.2.4.

4.3. HABILITACIÓN/REHABILITACIÓN COMERCIAL DE INSTALACIONES SMEC.

CAMMESA

4.3.1. Define el alcance, tiempo y forma de verificación de las instalaciones,

4.3.2. Analiza la solicitud de habilitación/rehabilitación dentro de los 15 días de recibida.

4.3.3. Encarga a los Contratistas la realización de las tareas de habilitación y/o rehabilitación comercial.

4.3.4. Administra los Contratos de servicio referidos a la actividad.

CONTRATISTA DE TAREAS COMPLEMENTARIAS

4.3.5. Realiza todas aquellas tareas necesarias para habilitar para uso comercial las instalaciones afectadas al SMEC

4.3.6. Realiza las tareas dentro de los 15 días de recibida la solicitud de habilitación y /o rehabilitación por parte de CAMMESA. Dicho plazo comienza a contarse a partir de la disponibilidad de la información completa del nodo.

4.3.7. Las tareas las desarrolla de acuerdo a lo expresado en el Procedimiento Técnico Nº 2 y las Recomendaciones y Metodologías incorporadas en Anexos del presente PROCEDIMIENTO TECNICO.

4.3.8. Utiliza equipamiento de verificación provisto por CAMMESA. (ver punto 4.2.12).

4.3.9. Realiza la Rehabilitación Comercial cuando los Agentes hayan realizado sobre sus equipos las actuaciones señaladas en el parágrafo 16 del punto 3.- Definiciones.

Comprueba en este caso la permanencia de las condiciones de habilitación originales de la instalación.

4.3.10.Mantiene actualizado el registro de instalaciones habilitadas, archivos de programación de los equipos, claves de seguridad, carpetas de proyectos, planos conforme a obra y fichas técnicas de los equipos donde conste el desarrollo histórico de actuación sobre los mismos.

4.3.11.Analiza la documentación provista por los Agentes de las nuevas instalaciones, previo a la Habilitación Comercial, señalan-do al Agente y a CAMMESA las diferencias que existan sobre lo normado.

4.3.12. Presenta a CAMMESA informes mensuales de su actuación, como máximo a los 15 días de comienzo del mes siguiente.

4.3.13. Toda la información relacionada con el desarrollo de las tareas motivo de la contratación, en poder del CONTRATISTA será devuelta a CAMMESA a la finalización de cada tarea o contrato según acuerdo con ésta.

CONTRATISTA DE TAREAS COMPLEMENTARIAS

4.3.14. Coordina con los Agentes involucrados en los Nodos MEM, en acuerdo con CAMMESA de todas las tareas de campo a realizarse relacionadas al CONTRATO.

4.3.15. Precinta los equipos sobre los que actuó, y los faltantes en todo otro equipamiento afectado al SMEC, localizado en el mismo emplazamiento.

Instala las claves de acceso en los registradores sobre los que haya actuado y en aquellos del emplazamiento que les faltasen.

4.3.16. Provee a los Agentes presentes en la verificación los archivos leídos del medidor, en caso de haberlo hecho.

AGENTE

4.3.17. Permite la presencia en la verificación de los Agentes Interesados en el nodo.

4.3.18. Envía a CAMMESA el Proyecto de Medición SMEC, cumpliendo con todo lo expresado en el Anexo 2 del presente PROCEDIMIENTO TECNICO.

4.3.19. Solicita la habilitación comercial, una vez realizada la instalación. Acompaña la solicitud con la información conforme a obra.

4.3.20. Precinta, (en caso de romper los precintos instalados en la Habilitación o Rehabilitación Comercial) luego de actuar sobre su equipamiento por tareas no incluidas en causales de rehabilitación, fijadas en parágrafo 16 del punto 3.- Definiciones. Es-te precintado debe ser realizado con acuerdo del Agente Interesado en el nodo. En caso que no haya acuerdo de las partes sobre el precintado, el mismo lo efectuará el Contratista de Tareas Complementarias.

4.3.21. Firma el Acta de habilitación / rehabilitación, una vez realizada la verificación.

AGENTE INTERESADO

4.3.22. Puede presenciar las verificaciones y en caso de hacerlo, firma el Acta respectiva.

4.3.23. Presta acuerdo, en caso que lo crea conveniente, al Agente Responsable, para que éste aplique precintos en los casos señalados en punto 4.3.20.

AUDITOR

4.3.24. Verifica lo actuado por los Contratistas de Tareas Complementarias, mediante la repetición de los trabajos de campo en 1 (uno) nodo de los habilitados en cada semestre. Dicha verificación es realizada según lo indicado en los Procedimientos y Mecánicas incorporados como Anexo 3 del presente PROCEDIMIENTO TECNICO.

4.3.25. Coordina con los Agentes involucrados en los Nodos MEM, en acuerdo con CAMMESA, todas las tareas de campo a realizarse relacionadas al CONTRATO.

4.3.26. Precinta los equipos sobre los que actuó, y los faltantes en todo otro equipamiento afectado al SMEC, localizado en el mismo emplazamiento.

4.3.27. Presenta a CAMMESA Informe Semestral correspondiente a la Habilitación Comercial, a partir de la documentación provista por los Contratistas de Tareas Complementarias y su propia actuación de verificación.

4.4. SINCRONIZACIÓN HORARIA DE MEDIDORES/REGISTRADORES SMEC.

CAMMESA

4.4.1. Define el alcance, frecuencia y forma de verificación / efectivización de la sincronización horaria de los registradores.

4.4.2. Administra los Contratos de servicio referidos a la actividad.

4.4.3. Encarga a los Contratistas la realización de las tareas.

CONTRATISTA DE TAREAS COMPLEMENTARIAS

4.4.4. Realiza las tareas necesarias para asegurar la permanencia en hora de los registradores del SMEC

4.4.5. Verifica que la puesta en hora del equipamiento realizada por el responsable del mismo haya sido cumplida en la forma señalada en el “Metodología de puesta en hora de equipamiento SMEC”.(Anexo 4).

4.4.6. Verifica la programación residente en el medidor con respecto a la original y en consideración con los elementos constitutivos de la cadena de medición.

4.4.7. Verifica el envío a CAMMESA por parte del Agente responsable de la información señalada en 4.4.15.

4.4.8. En aquellos casos de Agentes no consustanciados con la actividad eléctrica, en oportunidad de su visita para realizar la sincronización horaria:

1. Realiza la sincronización horaria según la metodología expresada en el Anexo 4 del presente PROCEDIMIENTO TÉCNICO.
2. Realiza una verificación de funcionamiento del equipamiento siempre y cuando haya transcurrido más de un año de la última verificación. A tal fin se procederá como se señala en el Anexo 5 punto IV del presente PROCEDIMIENTO TÉCNICO.
3. Hace las recomendaciones que correspondan al Agente sobre los resultados obtenidos según las tareas del párrafo anterior.

4.4.9. Precinta (en caso de haberse roto precintos) los equipos sobre los que actuó, y los faltantes en todo otro equipamiento afectado al SMEC, localizado en el mismo emplazamiento.

Instala las claves de acceso en los registradores sobre los que haya actuado y en aquellos del emplazamiento que les faltasen.

4.4.10. Coordina con los Agentes involucrados en los Nodos MEM, en acuerdo con CAMMESA de todas las tareas de campo a realizarse relacionadas al CONTRATO.

4.4.11. Realiza un cronograma en el cual determina un plan de actuación en dos semestres. Las tareas en cada semestre deben durar como máximo tres meses, con una duración en cada región (Cuyo, NEA, NOA etc.) de como máximo un mes. Con ese fin se hará presente en los Centros Recolectores y realizará las tareas señaladas en el Anexo 4. del presente Procedimiento.

4.4.12. En caso que CAMMESA le solicite Puestas en hora fuera del plan semestral deberá realizarlas dentro de los 10 días de so-licitadas.

4.4.13. Entrega las claves de acceso a los medidores cuando los Agentes Responsables lo solicitan.

AGENTE RESPONSABLE

4.4.14. Efectúa la puesta en hora del instrumental, informando a CAMMESA el evento. En caso de no hacerlo, lo hace el Contratista por pedido de CAMMESA, bajo responsabilidad del Agente responsable.

4.4.15. Antes de proceder a la puesta en hora, lee los datos almacenados, y los envía a CAMMESA según Procedimiento Técnico N° 3, completando los períodos en que el instrumento no haya registrado por la operación de puesta en hora.

Si las tareas las realiza el Contratista, suministrará los medios para el cumplimiento de la tarea del presente punto.

TRANSPORTISTA RESPONSABLE CR

4.4.16. Informa mensualmente a CAMMESA los desvíos horarios de todos los medidores del Centro Recolector a su cargo.

4.4.17. Realiza en conjunto con el Contratista de Tareas Complementarias las tareas en el Centro Recolector, señaladas en el Anexo 4.

4.5. LECTURA EN CAMPO DE EQUIPAMIENTO SMEC

CAMMESA

4.5.1. Define el alcance, frecuencia y forma de verificación de las instalaciones.

4.5.2. Encarga al Contratista la realización de los trabajos.

4.5.3. Administra los Contratos de servicio referidos a la actividad,

CONTRATISTA DE TAREAS COMPLEMENTARIAS

4.5.4. Realiza la lectura en campo de instrumental SMEC cuando CAMMESA se lo requiera conforme lo dispone el Procedimiento Técnico Nº 3 en su punto V.

4.5.5. Cumple los tiempos y frecuencias para realizar las tareas de acuerdo a lo señalado en el Procedimiento Técnico Nº 3.

4.5.6. Precinta (en caso de haberse roto precintos) los equipos sobre los que actuó, y los faltantes en todo otro equipamiento afecta-do al SMEC, localizado en el mismo emplazamiento.

Instala las claves de acceso en los registradores sobre los que haya actuado y en aquellos del emplazamiento que les faltasen.

4.5.7. Coordina las tareas con los Agentes, según lo señalado en el Procedimiento Técnico N°3.

AGENTE RESPONSABLE

4.5.8. Firma el Acta de lectura.

4.6. ACCIONES DE CORRECCIÓN CONSECUENCIA DEL PROCESO DE AUDITORÍA.

CAMMESA

4.6.1. En el caso de detectarse errores en el equipamiento de medición del Agente o defectos en la instalación, CAMMESA ajustará las mediciones con los procedimientos y normativas vigentes y utilizando la mejor información disponible.

AGENTE RESPONSABLE

4.6.2. El Agente Responsable proveerá datos de reemplazo, cuando hubiere lugar para ser usados en el ajuste a criterio de CAMMESA.

5. RESPONSABILIDADES.

CAMMESA: Responsable de la supervisión de las instalaciones afectadas al SMEC, en cuanto a su instrumentación, mantenimiento y funcionalidad. A este fin implanta el proceso de Auditoría sobre instalaciones de los Agentes del MEM, utilizadas para el Sistema de Medición Comercial, según lo dispuesto en la normativa vigente.

AGENTE DEL MEM: Responsable del equipamiento utilizado para el SMEC, en cuanto a su instalación, operación y mantenimiento, conforme a lo dispuesto en la normativa vigente.

Permite la actuación de CAMMESA o quien actúe en su nombre, en el proceso de Audito-ría Externa facilitando el acceso a las instalaciones, permisos de trabajo, etc., requeridos para el desarrollo de la misma.

CONTRATISTAS: Responsables del cumplimiento de las tareas contratadas por CAMMESA, con motivo del proceso de Auditoría, con el alcance y obligaciones emergentes de dichos contratos

6. REFERENCIAS.

6.1.- Resolución de la Secretaría de Energía Nº 164/92 472/98 y complementarias.

6.2.- Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

- Anexo 24 – Sistema de Medición Comercial.
- Procedimiento Técnico Nº 2 – HABILITACIÓN PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICION EN NODOS DEL MEM.
- Procedimiento Técnico Nº 3 – SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL – PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS EN EMERGENCIA.

7. REGISTROS.

CAMMESA: Registra y archiva la documentación de proyecto presentada por los Agentes y la emergente del desarrollo de las actividades contratadas.

Registro fotográfico y notarial original, provisto por los Operadores Técnicos, cuando haya presunción de fraude. (Registra cuando se presenta el evento junto al protocolo de actuación. Mantiene hasta 3 años posteriores a la decisión del caso).

OPERADORES TÉCNICOS DE CALIDAD DE MEDICIÓN: Registra los protocolos y actas de actuación y actualiza las novedades de las instalaciones verificadas para su seguimiento en el tiempo.

Registra y comunica al Operador Técnico de Tareas Complementarias de la región, los cambios de precintos en instalaciones SMEC, diferencias detectadas respecto a la documentación generada y actualizada por éste.

Registra documentación técnica de instalaciones SMEC, proporcionada por el Operador Técnico de Tareas Complementarias de la región.

Registro fotográfico de las instalaciones y sus componentes, cuando lo considere necesario.

Registro fotográfico y notarial, cuando haya presunción de fraude. (Registra cuando se presenta el evento junto al protocolo de actuación, conserva copia y envía originales a CAMMESA. Mantiene hasta la decisión del caso).

Entrega la totalidad de los registros a CAMMESA, cuando se rescinda el contrato, dentro de las 48 horas de dispuesta la rescisión.

OPERADORES TÉCNICOS DE TAREAS COMPLEMENTARIAS: Elabora y actualiza la documentación técnica de las Instalaciones SMEC a partir de los proyectos presentados por los Agentes.

Registro de Claves de Acceso colocadas al instrumental y Registro de Precintos colocados por CAMMESA y los Contratistas afectados al proceso de Auditoría. (Registro permanente – actualizado).

Registro fotográfico de las instalaciones y sus componentes, en habilitaciones y cuando lo considere necesario en rehabilitaciones. (Registro permanente, junto a documentación técnica del nodo – actualizado).

Entrega la totalidad de los registros a CAMMESA, cuando se rescinda el contrato, dentro de las 48 horas de dispuesta la rescisión.

AUDITOR: Registra y mantiene en archivo la documentación referida al contrato y gestión de los Operadores Técnicos, mientras dure la relación contractual.

Entrega la totalidad de los registros a CAMMESA, cuando se rescinda el contrato, dentro de las 48 horas de dispuesta la rescisión.

8. ANEXOS.

ANEXO 1 - METODOLOGÍA DE ACTUACIÓN SOBRE LAS INSTALACIONES SMEC

La resolución de Secretaría de Energía Nº 472/98 asigna a los Agentes del MEM la responsabilidad sobre el funcionamiento del equipamiento afectado al Sistema de Medición Comercial (SMEC). En consideración a las obligaciones emergentes de ella, se propone la instrumentación del presente procedimiento a utilizar en las intervenciones sobre el mismo, por parte del Agente responsable.

El equipamiento SMEC, una vez habilitado comercialmente, se encuentra normalmente precintado por CAMMESA y/o por los Agentes involucrados en el nodo y con bloqueos software (claves) y/o hardware (llaves o puentes) que inhiben la posibilidad de programación, las primeras de conocimiento exclusivo de CAMMESA en su carácter de responsable de la Auditoría del sistema.

En caso de que el Agente deba acceder al equipamiento pues el mismo funciona deficientemente o por razones de mantenimiento periódicas, se deberá proceder de la siguiente forma:

METODOLOGÍA

I) Información a CAMMESA:

Se informará mediante fax, dirigido a la Gerencia de Producción de CAMMESA, de la necesidad de actuación sobre el equipamiento, sus causas y posibles acciones sobre el mismo. En caso de que razones de urgencia impidan la información previa, se informará con posterioridad pero dentro de las 24 hs, indicando las causas de lo actuado, y las acciones realizadas sobre el equipamiento

También, si fuera necesario, se indicará la necesidad de contar con las claves de programación.

II) Información los Agentes Interesados en el nodo:

El Agente Responsable del equipamiento informará, también mediante fax, a los otros Agentes Interesados en el nodo y que figuren en el acta de habilitación, de la necesidad de actuación sobre el equipamiento, sus causas y posibles acciones sobre el mismo, en los mismos tiempos fijados en I)

III) Precintos:

En la necesidad de violar precintos se procederá de la siguiente forma:

1) Se tomará el número y ubicación del precinto a romper.

2) Se guardarán los precintos abiertos.

3) Se actuará sobre el equipo en cuestión.

4) En caso de que el Agente Responsable actuante sobre el equipo, posea precintos de su empresa, los instalará tomando el número correspondiente, si estos fueran numerados.

5) Enviará un fax a CAMMESA indicando:

- Causas de su actuación,
- Acciones realizadas (cambio de equipos, reemplazo de partes. reemplazo de placas electrónicas, etc.)
- Listado del número de precintos retirados
- Listado de los números de los instalados (en caso de que se posean precintos numera-dos).

IV) Claves de acceso para programación (passwords):

En función de que CAMMESA administra las claves de programación de los equipos SMEC, es posible que sea necesario a los Agentes responsables del equipamiento poseer dichas claves a los fines de desarrollar tareas de reparación. En ese caso, CAMMESA proveerá de las mismas a aquellos Agentes responsables que las soliciten con el procedimiento que se indica en el punto I).

En caso de que la urgencia de la intervención no permita resolver en tiempo y forma el requerimiento y provisión de la clave de programación, se podrá proceder a realizar una reinicialización completa del equipo en falla para su posterior reprogramación con los parámetros originales tendiente a su normalización.

V) Reposición de precintos y cambio de claves de acceso:

Posteriormente a la actuación del Agente, CAMMESA procederá a la Rehabilitación Comercial, en los casos señalados en parágrafo 16 del punto 3.- Definiciones, sobre las partes intervenidas del punto de medición y en ese caso repondrá los precintos destruidos como así también de las claves de programación, conforme al Procedimiento Técnico Nº2.

En los casos no señalados en el parágrafo 16 del punto 3.- Definiciones, en los cuales los agentes actúen sobre los equipos SMEC, el Agente Responsable del equipo, podrá acordar el precintado de los equipos sin requerirse la presencia de CAMMESA, o de quien ésta de-legue la tarea. De no llegarse al acuerdo, el Agente Responsable deberá solicitar la presencia de CAMMESA para hacerlo o de quien ésta delegue la tarea.

VI) Participación de CAMMESA y otros Agentes Interesados en el Nodo:

Cuando los trabajos requeridos permitan la planificación de las tareas con tiempo suficiente para coordinar la participación de CAMMESA y otros Agentes Interesados en el nodo a intervenir, se realizarán las comunicaciones previstas en I) y II) con tiempo suficiente para posibilitar la presencia de los representantes de dichas empresas, quienes podrán presen-ciar el desarrollo de la intervención y proceder a la rehabilitación comercial una vez concluida, incluyendo la adición de sus propios precintos, a los instalados por CAMMESA si así lo consideraran pertinente.

VII) Tratamiento de la información registrada:

Cuando se requiera una reprogramación del equipo que pueda alterar el contenido del registro histórico de datos de medición, se deberá efectuar, siempre que sea posible, una lectura de la memoria (mínimo 30 días) cuyos datos serán enviados a CAMMESA y Agentes Interesados en el Nodo, en el formato y modalidad prevista en el Procedimiento Técnico Nº 3. Estos datos serán soportados en un disco durante 4 meses, para que queden a disposición de quien lo requiera.

De igual manera se procederá con los datos correspondientes a los periodos no registrados como resultado de la falla y/o tiempo que dure la intervención, conformados a partir del esquema de respaldo, a fin de completar la base de datos del SMEC en CAMMESA y para los Agentes Interesados.

ANEXO 2 - REQUISITOS PARA EL PROYECTO Y HABILITACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

I.- PROYECTO DE MEDICIÓN:

El Agente MEM deberá presentar un proyecto de medición, a fin de ser aprobado por CAMMESA. La información se presentará en 2 copias impresas encarpetadas (cada una por separado) y en un medio magnético, como se especifica más abajo en “Notas”. La información presentada en papel deberá ser en tamaño A4 o a lo sumo A3. Incluirá al me-nos lo siguiente:

1. Diagrama unifilar que incluya como mínimo:
   - Estación Transformadora (66, 132, 220, ó 500 kV) donde proviene la alimentación del punto de suministro.
   - Transformadores de medición, con indicación de: Clase, relaciones de transformación, relación de transformación usada, factor de seguridad, potencia de exactitud.
   - Medidores, registradores/instalados
   - Interruptores y seccionadores
   - Tensiones de las barras y acometidas
2. Diagrama trifilar de cada nodo SMEC que incluya como mínimo:
   - Borneras existentes (de contraste, de paso, etc.), con su numeración.
   - Numeración de los cableados. Longitudes de los cableados de los circuitos de medición de tensión y corriente.
   - Numeración de los bornes de los equipos dibujados
   - Transformadores de medición con la identificación que los relacione con la in-dicada en el/los diagramas unifilares.
   - Interruptores y seccionadores y sus contactos auxiliares, en caso de haberlos, y ser utilizados en los circuitos SMEC
   - Diagrama esquemático de los equipos (medidores, instrumentos, etc.)
3. Esquema de comunicaciones, con indicación de la línea externa utilizada, las ex-tensiones internas y las eventuales líneas alternativas. En caso de que se adopte telefonía celular, el agente deberá contratarla de tal forma que él se haga cargo, en las llamadas entrantes, de los costos “de aire” de las mismas.
4. El ordenamiento de las cadenas maestro-esclavos en caso de haberlas.

5. Diagrama de la planta del emplazamiento, con indicación de la ubicación del ingre-so/egreso de la alimentación, el recorrido de los cables/líneas de alta/media tensión, y la ubicación del equipamiento SMEC y de respaldo. Indicación de longitudes de las acometidas, a fin de ser usado en 6.
6. El punto de medición deberá estar en el punto de frontera eléctrica de intercambio. En caso que no pueda instalarse en la frontera, se deberá acordar con la contra-parte del nodo dicho corrimiento como así también el cálculo del algoritmo para la compensación de pérdidas en líneas y/o transformadores, previamente al envío a CAMMESA del proyecto. Ej. Nodo GUMA: consensuar con Distribuidor ó Transpor-ista ó Generador correspondiente al cual está directamente conectado. Se adjuntará al proyecto el acuerdo alcanzado.
7. Cálculo de las caídas de tensión del circuito voltimétrico.
8. Cálculo de las cargas a los que quedarán sometidos los secundarios de los transformadores de medición de tensión y corriente.
9. Cálculo de las compensaciones en los circuitos de medición, es decir resistencias adicionales a agregar, en caso de necesitarse, a los transformadores de medición, para adecuar la carga a la potencia de exactitud. Se recomienda que este cálculo se realice de tal forma que los valores obtenidos minimicen los errores de dichos transformadores para lo cual se tendrá en cuenta la información emanada de sus protocolos de ensayos en la elección de las cargas.
10. Protocolos de ensayo de los transformadores de corriente y tensión. Los laboratorios donde se hayan realizado los ensayos presentados, cuando CAMMESA lo re-quiera, deberán poder demostrar su trazabilidad con los laboratorios nacionales de certificación correspondientes.
11. Protocolos de ensayo de los medidores y/o registradores. Dichos protocolos deben incluir, como mínimo, el ensayo de influencia de la variación de la corriente en el error del medidor. Para seguridad del comprador del equipo, CAMMESA podrá so-licitar que este ensayo se realice para los estados de carga señalados en la tabla IX de la norma IEC 687 (Publicación 1992).
12. Disquete con la programación del/los registrador/es, para ser insertada en el Centro Recolector correspondiente, donde se deberán respetar las funciones y número de canales indicados en el Procedimiento Técnico Nº 3.
13. Esquema de respaldo de la medición, independiente del SMEC, a utilizar para caso de ausencia de la medición SMEC. La misma puede ser resuelta a través de mediciones de energía en niveles de tensión diferentes al de la acometida principal. Este esquema de respaldo deberá permitir obtener un registro de acumulación de ene-gía cada 15 minutos del nodo en cuestión y con mantenimiento de dicha información no menos de 60 días. Es necesario informar que instrumentos serán utilizados a tal fin, pudiendo ser propios o de la contraparte del nodo SMEC. Este esquema de respaldo puede ser resuelto a través del SOTR.
14. Es necesario que el equipamiento de medición (excluyendo a los transformadores de medición), sea instalado en un gabinete metálico, cerrado, precintable, pintado de color crema realizado con chapa DD de al menos 2 mm de espesor, con la/s puerta/s de acceso calada/s de tal forma que sea solamente visible el frente del medidor (permitiendo la lectura del mismo mediante puerto óptico) y la bornera de contraste. (no las borneras del medidor, ni cableado alguno).

    A solicitud de la contraparte del nodo a CAMMESA, se admitirá que la bornera de contraste quede en el interior del tablero. Dicha solicitud se hará a CAMMESA en el momento en que el agente informe a la contraparte la intención de acceder al MEM, o al presentar el proyecto de medición antes de realizar el gabinete. En ese caso, de aprobarlo CAMMESA, la bornera se instalará de tal forma que se puedan insertar con facilidad los cables de prueba para realizar la habilitación comercial ó auditorías.

    Será un gabinete por punto de medición, por lo que en caso de aquellos nodos que posean 2 medidores (principal y control) habrá un gabinete para el par.

    Se identificará con carteles de acrílico, en el frente del gabinete, exteriormente, el nombre del nodo y del medidor con las siglas de 8 caracteres correspondientes, suministradas por CAMMESA.

    En caso de ser instalación para intemperie o en ambiente de elevada polución, deberá tener la correspondiente protección, cumpliendo las normas correspondientes, en particular ser como mínimo IP40 e IP54 en instalaciones a la intemperie o con polvo.

    En esos casos, así como en los que el lugar de instalación pueda estar sujeto a vibraciones, no pueden ser instalados medidores montados sobre chasis, para embutir en panel (switch-mounted), por no

cumplir los medidores de esas características con los ensayos mecánicos exigidos por la Norma IEC Nº 687 (punto 6).

Las borneras fronteras deberán poder ser precintables (por ej. aplicando tapa de acrílico). También deberán ser precintables las restantes partes que intervienen en la cadena de medición en caso de no poseerse otro tipo de protección que impida la actuación sobre las mismas.

Deberán instalarse borneras de contraste tipo ABB o similar.

La protección de los circuitos de tensión deberá ser realizada con fusibles tipo Diazed.

Es conveniente la instalación de detectores de falta de tensión de fase de medición.

Para el caso de medidores con alimentación auxiliar diferente de la tensión de medición, (externa a la misma) deberán contar con alimentación auxiliar desde otra fuente diferente al transformador de tensión (pero no UPS) a través de un Supervisor de Tensión (DCA).

Sólo podrán ser conectados a los circuitos de medición del SMEC los medidores de energía eléctrica (principal y/o control), el Sistema de Tiempo Real (SOTR), la Desconexión Automática de Generación (DAG), el instrumental estático permanente para medir calidad de servicio homologado por el ENRE, las cargas para compensar la prestación, y el DCA no aceptándose ningún otro tipo de equipo adicional (interruptores, llaves conmutadoras, etc).

15. Los conductores para el cableado interno de los tableros o paneles, deben ser como mínimo: Norma IRAM 2183. De 2,5 mm2 para los circuitos de tensión y 4 mm2 para los de corriente, todos de color rojo (o por lo menos los de distintas fases de color diferente y con identificación adecuada por anillos). Los cables de puesta a tierra internos serán de 4 mm2 vaina bicolor verde y amarilla. Los cables de conexión a tierra del gabinete a la malla de puesta a tierra deberán ser como mínimo de 10 mm2. de cobre desnudo. Se deberán respetar las normas del fabricante en lo referente a la puesta a tierra del equipamiento.

    Para cruzadas telefónicas, 0,5 mm.

    Para cableado externo se usarán cables multipolares con conductores de cobre flexibles, con protección externa antillama y de secciones iguales al del cableado in-terno.

    Los cableados externos telefónicos deberán estar blindados de a pares con cinta helicoidal y para estaciones transformadoras de AT y EAT los pares en su conjunto con cinta de cobre longitudinalmente corrugada. Los blindajes deben estar conectados a tierra en un extremo.

16. Indicación de la potencia máxima contratada.

    Cálculo de la relación de transformación de los transformadores de corriente a partir de la potencia máxima contratada indicada en 15., teniendo en cuenta el factor de potencia promedio de la instalación. No se deberá sobredimensionar la corriente nominal. En caso de preverse ampliaciones que impliquen aumento de corriente, o futuras disminuciones de la potencia contratada, será necesaria la utilización de transformadores de doble relación, lo que siempre es recomendable.

    Según la normativa vigente, los transformadores de corriente con secundario de 5 A deben ser siempre de clase 0,5s y/o 0,2s, (según corresponda a su ubicación ó uso). Lo indicado es de cumplimiento estricto en Media Tensión. En el caso de mediciones en A.T. y E.A.T., donde se suelen usar secundarios de 1 A se podrá aceptar la utilización de transformadores clase 0,2. El uso de estos secundarios deberá estar justificado y las excepciones deben ser presentadas para su análisis y aprobación a CAMMESA.

17. Indicación de la razón social, dirección, teléfono y fax de la planta y nombre(s) de la(s) persona(s) directamente responsables(s) ante CAMMESA en el tema SMEC. (El cual no siempre es el responsable ante CAMMESA por todos los temas referentes al MEM).

II. HABILITACIÓN COMERCIAL

Una vez aprobado el proyecto y ejecutada la instalación, se deberá solicitar formal-mente la Habilitación Comercial del nodo, la que se lleva a cabo según el Procedimiento Técnico Nº 2.

Notas:

1. Solamente los requerimientos de los puntos 9, 10 y 11 pueden ser presentados con solicitud de habilitación.

2. Las presentaciones impresas deberán estar firmadas en todas sus hojas (textos, planos, etc.) por personal del Agente MEM.
3. La documentación en archivo magnético será:
    a. Diagramas y dibujos en Autocad
    b. Textos en Microsoft Word
    c. Toda otra documentación no generada por el proyectista (por ejemplo protocolos, documentos de terceros, etc.) deberá ser incorporada al medio magnético mediante un scanner.
    d. Los archivos deberán ser enviados en disquete 3 ½" o en CD claramente identificados

ANEXO 3 - PROCEDIMIENTOS, MECÁNICAS Y RECOMENDACIONES GENERALES PARA LOS CONTRATISTAS DE TAREAS COMPLEMENTARIAS

I.- Introducción y alcances del Procedimiento:

En función de la experiencia alcanzada en habilitaciones, rehabilitaciones y puesta en hora del sistema SMEC, se considera necesario realizar el presente documento. El mismo es complementario de los Procedimientos Técnicos vigentes. No pretende sustituirlos, sino solamente aclarar posibles dudas que puedan presentarse al realizar las tareas.

Por lo tanto, se deberán cumplir las prescripciones de dichos Procedimientos.

II.- Recomendaciones y obligaciones de los Contratistas para las habilitaciones comerciales:

a) Se deberán hacer cumplir las recomendaciones de Instalación de los equipos SMEC que se adjuntan, en un todo de acuerdo con las resoluciones y los Procedimientos Técnicos correspondientes. A tal fin se realizará un plano tipo a aplicarse a todos los nodos a habilitar.

b) Se deberá hacer un corte de servicio para verificar:

- Relación de transformación, realizando inyección primaria (Ver Procedimiento Técnico Nº2)
- Conexionado de los circuitos
- Carga de los circuitos de medición
- Caídas de tensión en el circuito de medición de tensión.
- Se deberán precintar las instalaciones luego de las verificaciones.

c) No se realizarán habilitaciones parciales ni se Habilitarán nodos con Observaciones.

d) Se recuerda a continuación los motivos para no habilitar un nodo.

Falta de:

- Documentación (total ó parcial) (protocolos de ensayos de transformadores de medición y medidores, planos unifilares y trifilares conformes a obra, cálculos de caídas de tensión, de corrección de pérdidas, dimensionamiento del TI en función de la carga etc.).
- Resistencias de carga de circuitos de medición cuando éstas sean necesarias.
- Carteles indicadores del/los nodo/s y medidor/es
- Protección mecánica y contra polución del equipamiento de medición.
- Precintabilidad de la cadena: incluyendo:
    - Caja de conjunción o formadora
    - borneras intermedias (agregar si es necesario tapa de acrílico)
    - borneras de transformadores de medición
    - Fusibles.

Y además por:

- Imposibilidad de lectura desde el CR (aún cuando tenga línea telefónica instalada). Por lo tanto, es necesario realizar una prueba local con una línea externa adicional provista por el responsable del nodo, y comunicarse con el medidor con una microcomputadora. Si luego de instalado el archivo en el CR, desde éste no es posible leer al medidor, caerá la Habilitación Comercial. El Contratista informará de lo señalado al responsable de la medición.
- Inexistencia de esquema de medición de respaldo, o de no haberla es necesario acuerdo con el/los otro/s Agente/s intervinientes en el nodo a fin de determinar el mecanismo de reconstitución de la medición ante falla ó indisponibilidad de la del SMEC.
- Existencia en el circuito de equipos y cableados no previstos claramente en el proyecto, como así también inexistencia de numeración en cableados, que impidan el seguimiento correcto de los mismos.
- Elección incorrecta de transformadores de medición, es decir:
  - Clase no adecuada según normativa
  - Transformadores sobredimensionados

En caso que el Agente solicite habilitación y el Contratista al concurrir al nodo observe que la instalación no cumpla con lo señalado, se labrará el acta correspondiente donde se indique los faltantes y se dará plazo para cumplirlo. Este plazo sin embargo no lo inhibe de la aplicación de las penalizaciones que hubieren lugar por falta de equipamiento SMEC. El Contratista informará al Agente de esta situación.

Si bien la suspensión de la penalización se produce con la solicitud de habilitación, en caso de que dicha habilitación no se produzca, la penalización se hace efectiva en forma retrospectiva al momento en que se debiera haber aplicado.

e) Verificaciones a realizar:

Serán las señaladas en el Procedimiento Técnico Nº 2, con las precisiones enumeradas en el Procedimiento de Auditoría de los Lazos de Medición que se adjunta.

Los listados de tareas no son excluyentes por lo que el Contratista aplicará su conocimiento a fin de llevar a cabo con éxito la Habilitación Comercial del Nodo.

f) Una vez habilitado el nodo, el Contratista debe hacer llegar al CR correspondiente el archivo de lectura del punto habilitado, si existiese, (en su defecto el número telefónico, clave de lectura etc.), como máximo a las 48 hs. hábiles de realizada. Se adjuntará toda la información que el CR necesite para la correcta lectura del nuevo equipo.

g) Debe informar a CAMMESA, por facsímil, dentro de las 24 hs. hábiles las constantes necesarias para que sean introducidas en la base SMEC. Posteriormente y dentro de los 15 días remitirá las actas y actuaciones correspondientes.

III.- Verificaciones por Rehabilitación Comercial

Frente a la solicitud de CAMMESA de Rehabilitación Comercial de nodos SMEC, se deberán realizar las verificaciones de las instalaciones para asegurar que el nodo funcione y esté en las condiciones de operatividad en un todo de acuerdo con la normativa vigente. Por lo tanto el listado de acciones a realizar dependerá del motivo de la rehabilitación.

IV.- Lectura en campo:

Esta tarea esta regulada por el Procedimiento Técnico Nº 3.

ANEXO 4 - METODOLOGÍA DE PUESTA EN HORA DEL EQUIPAMIENTO DE MEDICIÓN SMEC.

INTRODUCCIÓN:

Durante la vigencia del presente sistema de medición SMEC, se ha observado que las unidades de registro del equipamiento de medición presenta, luego de un período de funcionamiento, un desplazamiento con respecto a la hora oficial argentina, que debe ser solucionado, en función de mantener un grado de sincronización aceptable.

Además la normativa vigente indica que el Agente responsable del equipamiento debe prever que el mismo funcione en las condiciones normales, dentro de cotas de error de medición prefijadas y límites de desplazamiento horario razonable.

En consecuencia se prevé la necesidad de efectuar la puesta en hora, ya sea en forma in-mediata, superado el desvío máximo previsto o estacional en forma programada cuando el mismo exceda el mínimo, contemplando para este último caso un periodo de 6 meses.

Considerando condiciones tales como la necesidad de disponer de las claves de acceso y/o deshabilitar bloqueos por hardware para la reprogramación de los equipos, la posibilidad de programación remota o in-situ, y la necesidad eventual de violar precintos colocados por CAMMESA y Agentes Interesados en la medición, y atendiendo a que normalmente la puesta en hora requiere la reconfiguración de la memoria con pérdida de los datos almacenados, se elaboró la siguiente mecánica, para la puesta en hora, (PEH) que complementa el Anexo 1.

METODOLOGÍA:

a) Pasos a seguir:

1) El Agente responsable del equipamiento, informará a CAMMESA y al Agente interesa-do en el nodo (que figura en el acta de habilitación) su intención de proceder a la PEH, indicando el corrimiento horario que presenta su equipamiento. Esta notificación se realizará en la forma explicitada en el Anexo 1 (en este caso no se aplicarán las razones de urgencia). En caso de que los valores del corrimiento sean los indicados en el punto b) I) del presente Anexo 4, procederá a la PEH, una vez realizada la notificación indicada.

2) Se conectará con el registrador y recolectará los datos almacenados en la memoria, que se perderán en el proceso de PEH. Dicha información deberá ser procesada como se indica en el punto VII) del Anexo 1. La conexión con el registrador se realizará en forma remota siempre que el sistema Módem del CR – Línea de comunicación – módem del registrador – placa de comunicación del registrador lo permita.

3) En caso de que exista la inhabilitación por hardware, romperá los precintos de las tapas, para lo cual deberá cumplir con los requisitos enunciados en el Anexo 1 y procederá a levantar la inhabilitación por hardware.

4) Si el equipo no está inhibido por hardware, el Agente responsable no tendrá necesidad de romper los precintos y deberá en consecuencia proceder ya sea en modo remoto o in-situ, a realizar la PEH.

5) Una vez concluida la tarea de PEH, el Agente responsable repondrá la inhabilitación por hardware si existía previamente, salvo que por consenso de las partes interesadas se disponga eliminar el bloqueo para facilitar la PEH remota en siguientes intervenciones. Esta eliminación es conveniente a fin de minimizar los costos del reprecintado.

6) CAMMESA procederá posteriormente, previa coordinación con los Agentes Interesados en el nodo, a reponer los precintos y palabras claves, según lo señalado en el punto V) del Anexo 1.

7) Para el caso de los GUMAS, la PEH será realizada por CAMMESA por sí o por medio de Contratistas. La PEH se hará inicialmente en forma local en coincidencia con las tareas señaladas en el Anexo 5, punto IV. De necesitarse otro ajuste se hará a distancia siempre que el sistema Módem del CR – Línea de comunicación – módem del registrador – placa de comunicación del registrador lo permita.

8) En función de la observación del comportamiento del sistema, CAMMESA señalará la utilización de sincronización por reloj interno o por frecuencia de la red.

b) Regiones y cronograma:

Para el desarrollo de la tarea de PEH periódica semestral programada, se plantea la necesidad de realizarla en forma regional. En cambio cuando se superen límites máximos determinados, se deberá concurrir fuera de esas recorridas, a la mayor brevedad posible. En ese sentido se consideran dos situaciones y límites admisibles:

I) Se realizará la corrección periódica semestral por región cuando el corrimiento sea:

- Para registradores afectados a la generación: mayor que 2 y menor que 5 minutos.
- Para registradores afectados a la medición de demandas: mayor que 10 y menor que 15 minutos. En aquellos casos en que el cierre de la demanda lo requiera, CAMMESA podrá proceder a la PEH ante desvíos inferiores.

II) Se concurrirá al punto de medición (sin esperar la recorrida zonal) cuando el corrimiento sea superior a los valores indicados como máximos en el punto I).

Las zonas a considerar serán:

Zona NOA.

Zona NEA.

Zona GBA.

Zona COMAHUE. Zona PATAGONIA.

Zona LITORAL.

Zona CENTRO.

Zona CUYO

Tentativamente se considera que las fechas de desarrollo de las tareas de PEH periódicas programadas, serían en la primavera y el otoño de cada año.

En las fechas que se programen, CAMMESA o quien ésta delegue la tarea, concurrirá a cada CR y en conjunto con el responsable del mismo observará las diferencias y confeccionará un acta con los estados horarios de todos los medidores.

Luego, en conjunto con el responsable del CR, pondrá en hora los medidores que puedan sincronizarse a distancia, aplicando luego las claves.

Con la información recopilada, se trazará el plan de recorridas de reposición de claves y precintos de aquellos medidores que el Agente deba ajustarlos localmente. Se informará a los mismo las fechas a realizarse la recorrida.

Si en un medidor se produce una deriva horaria superior a la señalada por el fabricante, se procederá a su retiro para verificación. Los tiempos de reposición del mismo son los especificados en el Anexo 24 de “Los Procedimientos...”

ANEXO 5 - PROCEDIMIENTOS Y MECÁNICAS PARA EL DESARROLLO DE LAS TAREAS DE VERIFICACIÓN DE CALIDAD DE MEDICIÓN

PROCEDIMIENTO DE AUDITORIA DE LAZOS DE MEDICIÓN SMEC

I) Introducción y alcances del Procedimiento:

Este procedimiento tiene como fin indicar las tareas mínimas a desarrollar por el Operador Técnico contratado a los fines de auditar el funcionamiento del lazo de medición SMEC en sus verificaciones rutinarias o a pedido de CAMMESA.

El listado de tareas siguiente es el mínimo a ejecutar. No es limitativo, es decir el Operador Técnico podrá ampliarlo si su conocimiento o las circunstancias de la Auditoría hace que lo considere necesario.

La cadena de medición del sistema SMEC está compuesto de:

- Transformadores de medida.
- Medidores y registradores.
- Resistencias de compensación de cargas de los circuitos de medición.
- Detectores de anormalidades (DCA).
- Cableados y fusibles.
- Borneras de paso y de contraste.

Las verificaciones que se analizan a continuación, incluyen a todos los equipos nombrados, con la excepción de los transformadores de medida, cuyos ensayos se analizan en otro Procedimiento.

II) Tareas a desarrollar:

Las tareas a desarrollar serán como mínimo las siguientes:

a) Verificación visual:

Poseyendo el Operador Técnico la documentación y datos obrantes en CAMMESA, se realizará una observación visual de la instalación a fin de detectar diferencias entre esa documentación y:

- el esquema eléctrico real de la instalación.
- los datos de placa de los componentes de la cadena de medición.
- la existencia y numeración de precintos de toda la cadena de medición, (Transformado-res de medición, borneras medidores, etc.)
- la existencia y/o recambio de los medidores y registradores, y demás componentes de la cadena de medición.

Respecto a los transformadores de medición se comparará lo observado en su chapa característica con lo indicado en los respectivos protocolos dejando constancia de toda anormalidad que se detecte o mencionado que no se ha observado ninguna.

Se verificará si la relación de transformación del transformador de corriente es la adecuada a la potencia declarada en la programación estacional, indicando el porcentaje de sobredimensionamiento o sobrecarga correspondiente, para el factor de potencia promedio del Agente.

En los casos en que se detecte una sobrecarga superior al 120 % de la corriente nominal o sobredimensionamiento tal que la corriente debida a su potencia máxima sea menor al 55% 30% de la corriente nominal, el auditor solicitará la adecuación de la correspondiente relación de transformación, o cambio del TI.

En el acta debe quedar fijada la fecha de cambio de relación, en caso que esta sea posible. Si hay que sustituirlo, el Agente Responsable debe hacerlo en el mínimo plazo acorde con los tiempos de mercado de suministro de transformadores.

b) Verificación de las impedancias de los circuitos de corriente:

Se medirán corrientes y tensiones de cada una de las tres fases del circuito de medición de corriente.

Las tensiones se medirán en la bornera de la caja de conjunción de los TI, o en la bornera más cercana a los TI, donde no haya riesgo físico para el Operador Técnico, para poder abarcar en la medición a todos los componentes del lazo.

Para calcular el valor total de la impedancia conectada al TI, se deberá evaluar la impedancia del cableado no incluido en la medición, y agregarla al valor medido.

c) Verificación de las impedancias de los circuitos de tensión:

Se medirán corrientes y tensiones de cada una de las tres fases del circuito de medición de tensión.

Las tensiones se medirán en la bornera de la caja de conjunción de los TV, o en la bornera más cercana a los TV, donde no haya riesgo físico para el Operador Técnico.

En el caso de los TV en los cuales el núcleo es compartido es decir es usado para medición y para otros equipos (protecciones, sincronización etc.) esta medición debe incluir todas las salidas correspondientes a ese núcleo, aún cuando sobre el mismo haya un arrollamiento exclusivo para el SMEC.

Solo si el TV tuviera núcleo exclusivo para la medición comercial, se medirá únicamente las salidas de éste.

Para calcular el valor total de la impedancia conectada al TV, se deberá evaluar la impedancia del cableado no incluido en la medición, y agregarla al valor medido.

d) Verificación de las caídas de tensión de los circuitos de medición de tensión:

Si las resistencias de carga están conectadas a los bornes de los TV se procederá de la siguiente forma:

- Desconexión de los cables de las tres fases de los bornes de la caja de conjunción del TV o en la bornera más cercana al mismo.
- Cortocircuitado de los bornes de tensión de los últimos medidores de la cadena conecta-dos al circuito en análisis.
- Inyección con una fuente trifásica adecuada de una tensión tal que haga circular como máximo 100 mA. por el lazo de medición.

- Medición de la tensión y corriente de cada fase a fin de determinar la impedancia.
- Evaluación de la longitud, sección y material del cableado no medido.
- Con las mediciones anteriores y la corriente obtenida en b) determinar la caída de tensión del circuito, y referirla a la tensión nominal.
- De haberlos, verificar caídas parciales en fusibles

Si las resistencias de carga adicionales no están conectadas en bornes del transformador, (y si la distancia no es excesiva que sea impráctico realizarlo) la caída se medirá mediante un milivoltímetro conectado entre los bornes del transformador o los más cercanos a dichos bornes y los del medidor, con cálculo de las caídas en el cableado no medido y verificando caídas parciales en los fusibles.

En caso que la distancia sea excesiva y las resistencias estén instaladas cerca del medidor se evaluarán caídas parciales, y tensión en el medidor con y sin las resistencias conectadas

e) Verificación del funcionamiento de los medidores y registradores.

1.- Verificaciones utilizando patrones:

Se realizará un control de funcionamiento de los medidores utilizando el equipo provisto a tal fin por CAMMESA. Los contratistas deberán estar munidos de los ensayos de los medidores patrones realizados en INTI al momento de concurrir a las instalaciones.

Para este caso habrá dos tipos de verificaciones:

1. En el punto de carga en que se encuentre trabajando el medidor, cuando la misma se encuentre entre el 20 y el 80 % de la carga promedio mensual del nodo, no sea inferior al 20 % de la corriente nominal del medidor. El ensayo se realizará con 3 pruebas de 30 minutos cada una, y promediando los 3 errores obtenidos. Además se compararán las energías totales acumuladas en toda la verificación en el patrón y en el medidor.

2. Con inyección de carga “fantasma” haciéndose una verificación de la variación del error con respecto a la corriente para los siguientes puntos de carga, ya sea para medidores Cl = 0,2s como para los 0,5s

Luego:

Con cos □ = 1: 100% In., 5 % In. y 1 % In.

Con cos □ = 0,5i y 0,8 c: 100% In, 10 % In y 2 % In

Además se verificará la corriente de arranque y el no funcionamiento del medidor sin carga.

Como esta segunda modalidad implica la pérdida de medición en el caso que el medidor esté bajo carga, se considerarán los valores no medidos utilizando el medidor de control, en caso de haberlo, la medición de respaldo ó instalando medición sustitutiva durante las pruebas.

Esta información deberá ser enviada a CAMMESA por medio del BBS, el mismo día de realización de las verificaciones.

La oportunidad de la realización de una y/u otra de las verificaciones será determinada para cada punto en particular, entre CAMMESA y el Contratista.

Si solamente se realizó el primer tipo ensayo y los resultados indican que el medidor está fuera del error admisible, obligatoriamente se realizará el segundo.

En caso que los ensayos señalen que el medidor se aleja de los errores admisibles el responsable del equipamiento deberá cambiar el medidor para que el mismo sea verificado y calibrado en el INTI o laboratorios autorizados por CAMMESA.

Error máximo admisible.

a) Ensayo en punto de carga:

Si los ensayos indican que el medidor tiene un desvío que supera los límites de clase indicado en las Normas IEC ó IRAM existentes para este tipo de medidores, corregidos con el error del equipo de verificación, se realizará control con carga fantasma en los puntos indicados.

b) Ensayo con inyección de carga fantasma:

No se deberán superar los límites de clase indicado en las Normas IEC ó IRAM existentes para este tipo de medidores, corregidos con el error del equipo de verificación

Se compararán los resultados con los protocolos originales y de no existir dichos protocolos se tomará como válidos los valores de calibración típicos de fábrica obtenidos de otros protocolos de medidores del mismo tipo a fin de analizar la tendencia del error del medidor y hacer las recomendaciones correspondientes al Agente responsable.

De poseerse las curvas de error de los transformadores, es necesario también evaluar la incidencia de los errores de relación y ángulo para ese estado de carga.

Deberá considerarse la temperatura del ensayo a fin de evaluar su incidencia en los errores conforme a lo especificado en las normas IRAM e IEC.

En síntesis el objetivo buscado es que el error de todo el punto de medición sea el mínimo posible pero asegurando que cada una de las partes constitutivas de la cadena estén en clase.

En los medidores con calibración por trimpot se observará y anotará en acta si fue o no utilizado, pues de fábrica vienen pintados a fin de sellar su calibración de origen.

2.- Verificación de la medición de control:

En oportunidad de la visita a la instalación, se realizará la verificación de la medición de con-trol, en caso de haberla.

A tal fin una vez realizada la verificación del medidor principal se compararán los registros históricos de memoria acumulados en el medidor de control con el verificado, en el mayor período posible, señalándose al Agente las diferencias observadas y la tendencias del error con respecto a la habilitación.

III) Trabajos solicitados adicionales al Plan de Acción -

Como está prevista en la contratación, es posible que CAMMESA solicite verificar, adicionalmente al Plan de Acción, otros equipos o realizar otras tareas adicionales a las previstas, ya sea para asegurar los resultados obtenidos en anteriores verificaciones o motivadas por requerimientos de los Agentes intervinientes en el nodo.

En esta situación es probable que no siempre sea necesario realizar todas las verificaciones nombradas sino solo parte de ellas. La elección de las mismas dependerá de las necesidades que provoquen la solicitud y de la idoneidad y conocimiento técnico del Operador. En caso de necesitarse, se podrán comparar las memorias de masa entre las mediciones principal, control y de respaldo (en caso de existir estas dos últimas).

Las verificaciones adicionales pueden incluir tareas no previstas en el anterior listado como por ejemplo observación de forma de ondas, mediciones de magnitudes eléctricas no analizadas anteriormente etc.

Es decir el objetivo buscado es tratar de resolver el motivo de la solicitud.

Todas las tareas deberán estar especificadas en las actas a firmar por las partes intervinientes al realizarlas, indicándose en ellas el equipamiento sobre el que se actuó, observaciones de las partes, como así también la duración de los trabajos.

IV) Verificación de equipos de medición en oportunidad de la verificación de la sincronización horaria.

En aquellos casos que se indique que en consonancia con la verificación de la sincronización horaria, se deba realizar una verificación de funcionamiento del equipamiento, se pro-cederá de la siguiente forma:

Se intercalará en el circuito de medición, tratando de no perder mediciones, o minimizando las pérdidas de tales, un medidor de energía patrón, por lo menos durante 1 hora.

En función de los resultados observados se harán las recomendaciones correspondientes al Agente MEM.

La frecuencia con la que se realizará esta verificación de funcionamiento no deberá ser mayor que una vez al año.

P.T. 15: HABILITACIÓN DE OPERADORES

1. OBJETO Y ALCANCE.

El presente “Procedimiento Técnico General de Habilitación de Operadores” se emite en cumplimiento de la Resolución de la Secretaría de Energía Nº 208/98 y servirá como guía para la elaboración del procedimiento propio de evaluación de idoneidad del personal de operación en tiempo real, que el OED y cada Agente identificado como responsable a estos efectos deberán establecer y aplicar para habilitar a sus Operadores. El mismo contiene las condiciones mínimas a ser requeridas por cada Agente responsable en su correspondiente procedimiento específico.

2. RESPONSABLES DE LA HABILITACIÓN DE OPERADORES.

Las siguientes instituciones o Agentes serán responsables de la habilitación del personal de operación que se desempeña o se desempeñará en instalaciones integrantes o vinculadas al SADI:

a) El OED: para todo su personal de turno con funciones en el Centro de Control de Operaciones del Sistema Eléctrico Argentino (COC).

b) Los Agentes Generadores: para todo el personal que opera instalaciones de vinculación superior con el SADI, es decir, en niveles de tensiones mayores o iguales que 132 kV.

c) La Transportista en Alta Tensión: para todo el personal que opera sus instalaciones.

d) Las Transportistas por Distribución Troncal: para todo el personal que opera sus instalaciones.

e) Las Transportistas de Interconexión Internacional: para todo el personal que opera sus instalaciones.

f) Los Transportistas Independientes: para todo el personal que opera sus instalaciones.

g) Los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT): para todo el personal que opera instalaciones de vinculación superior con el SADI (es decir, en niveles de tensiones mayores o iguales que 132 kV) que presten adicionalmente función técnica de transporte.

h) Los Distribuidores: para todo el personal que opera instalaciones de vinculación superior con el SADI, es decir, en niveles de tensiones mayores o iguales que 132 kV.

i) Los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs): para todo el personal que opera instalaciones de vinculación superior con el SADI, es decir, en niveles de tensiones mayores o iguales que 132 kV.

j) Los Autogeneradores y Cogeneradores: para todo el personal que opera instalaciones de vinculación superior con el SADI, es decir, en niveles de tensiones mayores o iguales que 132 kV.

3. OTORGAMIENTO DE LA LICENCIA HABILITANTE DE OPERACIÓN.

El procedimiento de habilitación consistirá en la verificación, por parte de cada empresa, de un conjunto de condiciones y requisitos, tanto personales como educativos, técnicos y de idoneidad, que debe reunir una persona para ser habilitada como Operador del SADI. Cumplida tal verificación, cada empresa otorgará a la persona evaluada una Licencia Habilitante de Operación.

Las Licencias Habilitantes de Operación serán específicas, es decir habilitarán al correspondiente personal de operación para operar cada clase de instalaciones: Centrales Térmicas; Centrales Hidroeléctricas; Centrales Nucleares; Estaciones Transformadoras, de Compensación o Maniobras; o Centros de Operaciones, según la clasificación indicada en el Anexo Nº 25 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (“Los Procedimientos”).

Dentro de cada clase, tales Licencias se corresponderán con el puesto y el nivel de jerarquía de cada Operador habilitado. A tales efectos, en el procedimiento propio, cada empresa deberá identificar: las instalaciones alcanzadas por el mismo, las diferentes posiciones de Operador con su denominación y la respectiva descripción de funciones y tareas, remitiendo al OED dicha información.

Una Licencia Habilitante otorgada a un Operador para ejercer un determinado puesto será válida también para cubrir transitoriamente otro puesto de menor jerarquía dentro de la misma clase de instalaciones, cuando ello sea necesario para garantizar el normal desarrollo de las funciones de operación ante situaciones de insuficiencia de personal debido a enfermedades u otras razones.

El otorgamiento de una Licencia Habilitante para operar cada clase de instalaciones implicará también la habilitación del Operador para el uso del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), cuando ello sea

parte de sus funciones en el nivel de actuación correspondiente. A tal efecto, los Agentes asignarán a cada Operador habilitado para utilizar el SOTR, un código de identificación con el cual quedará registrado su acceso al mismo.

Una vez habilitado el personal de operación, el Agente que otorgó las respectivas Licencias Habilitantes comunicará los datos identificatorios de dicho personal al OED y a los restantes Agentes con los cuales habitualmente establece o puede llegar a establecer comunicaciones operativas, ya sea en condiciones normales o en emergencias.

4. REQUISITOS PARA LA HABILITACIÓN DE OPERADORES.

En cuanto a los requisitos y condiciones mínimas necesarias que debe reunir un aspirante para obtener una Licencia Habilitante como Operador del SADI, los mismos se clasifican en: personales, educativos, técnicos y de experiencia. A continuación se especifican tales requisitos.

4.1. CARACTERÍSTICAS PERSONALES.

Los Operadores deben reunir las siguientes condiciones: buen estado de salud general, con adecuadas facultades de la vista, del oído y del habla; capacidad y predisposición para trabajar dentro del régimen de horarios que requiera la respectiva empresa.

Además, los mismos deben ser emocionalmente estables, proactivos, eficientes, previsores y organizados, con un elevado grado de responsabilidad, honestidad y vocación de servicio.

También deben poseer las siguientes habilidades: adecuado dominio del lenguaje oral y escrito; aptitud y actitud para el aprendizaje y la mejora continua; habilidades sociales para el trabajo en equipo; capacidad para escuchar, comprender, transmitir y ejecutar instrucciones y procedimientos; predisposición para interactuar con computadoras; capacidad para anticipar, analizar, diagnosticar y resolver problemas o situaciones; aptitud para la toma de decisiones y la reacción serena, segura y rápida en situaciones de presión y urgencia.

4.2. NIVEL DE EDUCACIÓN FORMAL.

Cada empresa definirá el grado de instrucción formal requerido a sus Operadores para ejercer cada puesto.

Se recomienda que el nivel mínimo de educación formal de los Operadores sea Bachiller Polimodal con Orientación Técnica, obtenido en instituciones educativas con planes de estudio aprobados por el Ministerio de Educación de la Nación.

4.3. CONOCIMIENTOS Y PREPARACIÓN TÉCNICA.

Dado que las Licencias Habilitantes de Operación a otorgar serán específicas para cada clase de instalaciones y puesto a desempeñar, cada empresa establecerá sus requerimientos particulares de alcance y profundidad en lo que respecta a los conocimientos técnicos teóricos y prácticos en que deben ser capacitados sus propios Operadores.

La preparación específica deberá incluir las normas establecidas por cada empresa para la supervisión y operación de sus instalaciones en condiciones normales o en emergencias, las Órdenes de Servicio propias y las de las empresas eléctricamente vinculadas a la misma que influyan en su operación.

La capacitación también deberá incorporar la aplicación a la operación de los capítulos y anexos de “Los Procedimientos...”, relacionados específicamente con la actividad de cada Agente responsable en el MEM.

En función de las jerarquías operativas establecidas por el Anexo N° 25 de “Los Procedimientos...”, a continuación se indica un conjunto de temas que necesariamente deben ser incluidos en la preparación de los respectivos Operadores.

4. Para el COC (Centro de Control de Operaciones de CAMMESA):

a) Sector Eléctrico Argentino: Organización institucional.

b) Sistema Argentino de Interconexión: Objetivos, principios básicos, composición y funcionamiento. Principales regiones, Centrales y Estaciones Transformadoras.

c) Mercado Eléctrico Mayorista: Organización, oferta y demanda, productos y servicios.

d) Procedimientos Operativos del SADI: Funciones, responsabilidades y jerarquías operativas. Estados de operación normal, anormal, de emergencia y de restablecimiento.

e) Reglamento Operativo del SADI: Criterios Generales de Operación, Terminología y Fraseología de Operación.

f) Despacho de generación hidrotérmico: Principios básicos y restricciones.

g) Regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria. Reserva operativa.

h) Control de tensiones y flujos de potencia reactiva: Acciones preventivas y correctivas.

i) Flujos de potencia activa. Restricciones de transmisión o transformación: Límites físicos, por estabilidad o por seguridad.

j) Coordinación y seguridad de las maniobras para retiro o conexión de equipos. Sincronizaciones y cierres de anillos.

k) Conceptos de estabilidad, cortocircuitos y sobretensiones, aplicados a la operación en tiempo real.

l) Protecciones eléctricas y automatismos aplicados a la operación en tiempo real. Esquema de alivio de cargas. Desconexión automática de generación. Análisis de perturbaciones típicas.

m) Control correctivo de la operación ante emergencias de diversa índole.

n) Arranque en “negro” del SADI o de sus áreas.

o) Comunicaciones entre Centros de Operaciones mediante computadoras: Utilización del SOTR y otras herramientas informáticas para la supervisión y el control del Sistema Eléctrico.

p) Resolución de problemas y toma de decisiones en la operación.

q) Relaciones humanas y comunicaciones interpersonales.

1. **Para el COT (Centro de Control de Operaciones de TRANSENER):**

Los anteriores apartados b), d), e), h), i), j), k), l), m), n), o), p),q), y conceptos de los apartados a), c), f) y g).

2. **Para los COTDT (Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal o Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte):**

Los mismos apartados que para el COT, con la aplicación de los apartados b), k), l), m) y n) a la operación de cada empresa.

3. **Para los COG (Centros de Control de Operaciones de los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores):**

Los anteriores apartados d), e), f), g), h), j), o), p), q), y conceptos de los apartados a), b), c), i), k), l), m) y n) aplicados a la operación de cada empresa.

4. **Para los COD (Centros de Control de Operaciones de los Distribuidores):**

Los anteriores apartados d), e), h), i), j), o), p), q), y conceptos de los apartados

a), b), c), k), l), m) y n) aplicados a la operación de cada empresa.

5. **Para los GUMAs:**

Los anteriores apartados d), e), h), j), p), q) y conceptos de los apartados a), b), c), l) y m) aplicados a la operación de cada empresa.

6. **Para Estaciones Transformadoras, de Compensación o Maniobras (pertenecientes a cualquiera de las Transportistas o PAFTT o Distribuidores):**

Los anteriores apartados e), j), m), p) y conceptos del apartado l). En el caso de instalaciones atendidas con operadores permanentes, se requerirán conceptos de los apartados d), h), i) y n).

7. **Para Centrales Térmicas, Hidroeléctricas o Nucleares:**

Los anteriores apartados d), e), h), j), p) y conceptos de los apartados f), g), l), m) y n) aplicados a su respectiva operación.

4.4. ENTRENAMIENTO Y EXPERIENCIA PREVIA EN EL TRABAJO.

Cada empresa especificará y documentará el entrenamiento o reentrenamiento recibido por sus Operadores para el aprendizaje de las funciones y tareas propias, el cual deberá comprender el conocimiento técnico de las instalaciones propias de la empresa, que estarán bajo su responsabilidad, así como también el de las

instalaciones de otras empresas eléctricamente vinculadas a la misma, que sean relevantes para su operación.

Dicho entrenamiento incluirá la experiencia mínima indispensable en el desempeño de las funciones y tareas asignadas al puesto de trabajo específico, bajo la supervisión y responsabilidad del personal jerárquico correspondiente, que cada empresa considere adecuada, con el objeto de garantizar la seguridad y calidad de la operación una vez que el Operador haya sido habilitado.

4.5. DESEMPEÑO EN LA OPERACION REAL.

El desempeño adecuado en situaciones críticas es un factor esencial para otorgar o renovar una Licencia Habilitante de Operación.

Cada empresa deberá implementar una metodología de evaluación y documentación del desempeño de cada Operador, observado durante la operación en tiempo real, tanto en situaciones normales como en condiciones críticas y emergencias. En especial, se tendrán en cuenta las conclusiones que resulten del “Análisis de Perturbaciones”, de acuerdo a lo establecido por el Procedimiento Técnico N° 11.

Esto tiene por objeto verificar si tal desempeño responde a los requerimientos de seguridad y calidad de la operación, para proceder a efectuar el reentrenamiento en caso de ser necesario, con el propósito de lograr la mejora continua de la operación del SADI.

5. EVALUACIONES PARA LA HABILITACIÓN.

Cada empresa instrumentará y documentará las pruebas, evaluaciones y certificaciones necesarias para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos para otorgar o renovar a su personal de operación una Licencia Habilitante. A continuación se indican los conceptos mínimos a considerar:

a) Las características personales serán verificadas mediante exámenes médicos y psicológicos de aptitud y entrevistas a tal efecto. En el caso del personal actualmente en funciones de operación en tiempo real, se considerará asimismo el comportamiento observado durante el desempeño tanto en situaciones normales de operación como en condiciones de urgencia o emergencia;

b) El nivel de educación formal que pueda ser requerido para cada puesto deberá estar certificado mediante el título correspondiente, otorgado por una institución educativa reconocida oficialmente;

c) Los conocimientos requeridos y la preparación técnica específica serán evaluados mediante exámenes diferenciados según cada clase de Licencia Habilitante y puesto a ejercer, es decir, relacionados con el tipo y clase de instalaciones específicas para las cuales se otorgará la habilitación;

Dichos exámenes deberán ser escritos y consistirán en cuestionarios de carácter conceptual, orientados a la aplicación de los diversos temas a la operación del SADI y elaborados preferentemente en base a preguntas con respuestas de múltiple elección. Los mismos deberán integrarse como mínimo con las siguientes secciones:

1. Las normas establecidas por cada empresa para la supervisión y operación de sus instalaciones e interconexiones, ya sea en condiciones normales o en emergencias, incluyendo el conocimiento técnico de las instalaciones bajo su responsabilidad y la utilización del SOTR a tal efecto;

2. Los Procedimientos Operativos del SADI, Criterios Generales de Operación, Órdenes de Servicio, Terminología y Fraseología de Operación, y demás conocimientos particulares de la operación interconectada de la propia empresa en el SADI;

3. La aplicación a la operación de los capítulos y anexos de “Los Procedimientos ...” y de los Procedimientos Técnicos del OED que estén relacionados específicamente con la actividad de cada Agente responsable en el SADI y el MEM.

Cada una de las secciones podrá ser evaluada separadamente y deberá contener una cantidad de preguntas suficiente para incluir todos los temas relevantes. Al respecto, se recomienda un número mínimo de 20 (veinte) preguntas para cada sección.

Un examen se considerará aprobado siempre que se alcance un porcentaje mínimo de respuestas correctas del 70 % (setenta por ciento) del total, para cada una de las secciones del mismo. La calificación final será el promedio de las obtenidas en las distintas secciones.

Además de los exámenes escritos, cada Agente responsable podrá, de considerarlo necesario, complementar los mismos con evaluaciones personales orales, con el objeto de verificar con mayor amplitud y profundidad los conocimientos de los aspirantes.

Para cada empresa, el proceso de elaboración de los cuestionarios, realización de los exámenes escritos, control de las respuestas, calificación de los resultados y formulación de las evaluaciones orales, estará a cargo de un equipo examinador.

El mismo estará integrado como mínimo por 3 (tres) profesionales, ya sea propios o contratados (en forma independiente o con otra empresa del MEM), con conocimientos y experiencia adecuados a la habilitación a otorgar, uno de los cuales podrá ser el responsable jerárquico del Centro de Control de Operaciones respectivo.

Los antecedentes de los miembros del equipo examinador integrarán la documentación de respaldo del procedimiento propio de evaluación de idoneidad del personal de la respectiva empresa.

a) El entrenamiento y la experiencia previa en el trabajo (cuando la hubiere) deberán ser certificados por el personal jerárquico bajo cuya supervisión y responsabilidad hayan sido efectuados.

b) El correcto desempeño durante situaciones críticas de operación en tiempo real será certificado por los informes de evaluación de desempeño que cada empresa haya implementado a tal efecto, de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.5.-.

6. ACTUALIZACIÓN PERMANENTE DE CONOCIMIENTOS Y TÉCNICAS.

Cada empresa será responsable por la actualización permanente de los conocimientos, las técnicas y el entrenamiento de sus Operadores, incorporando los cambios que se produzcan en la operación, tanto debido al ingreso de nuevos generadores, equipos de transmisión, automatismos o tecnologías de control, como a la vigencia de nuevas disposiciones normativas en el MEM o la actualización de los procedimientos operativos en el SADI.

Se documentarán los cursos de actualización o reentrenamiento que se desarrollen a tales efectos, con las evaluaciones correspondientes.

7. VIGENCIA DE LA HABILITACIÓN Y REVALIDACIÓN DE LA LICENCIA.

Las Licencias Habilitantes del personal de operación otorgadas por los Agentes respectivos y por el OED deberán ser revalidadas cada tres (3) años.

Antes del vencimiento de dicho plazo, cada empresa deberá verificar nuevamente el cumplimiento de los requisitos establecidos para cada Operador, antes indicados. En caso de que tal verificación resulte satisfactoria, se renovará la Licencia Habilitante por un nuevo período, y así sucesivamente.

En el caso de que las evaluaciones de desempeño de un Operador habilitado hayan resultado satisfactorias durante todo el período, la empresa correspondiente podrá, bajo su responsabilidad, reemplazar la verificación de conocimientos y preparación técnica básicos por las evaluaciones de actualización de conocimientos y técnicas, a los efectos de la renovación de la Licencia respectiva. En todos los casos deberán efectuarse nuevamente los exámenes médicos y psicológicos de aptitud.

En caso de que un Operador cambie de funciones, deberá ser habilitado para ejercer el nuevo puesto.

8. SUSPENSIÓN DE UNA LICENCIA HABILITANTE DE OPERACIÓN.

Cada empresa, bajo su propia responsabilidad, deberá proceder a la suspensión de una Licencia Habilitante de Operación, en caso de verificar en cualquier momento que transitoriamente ha dejado de tener vigencia el cumplimiento de alguno de los requisitos necesarios para el otorgamiento o renovación de la misma, antes mencionados.

Esta circunstancia deberá ser documentada y comunicada al ENRE y a las restantes empresas con las que se mantienen comunicaciones operativas. La suspensión será temporaria, hasta que sus causas hayan sido corregidas. Una vez finalizada la suspensión, la empresa responsable deberá comunicar la reanudación de la vigencia de la Licencia Habilitante correspondiente.

9. REVOCACIÓN DE UNA LICENCIA HABILITANTE DE OPERACIÓN.

Cada empresa, bajo su propia responsabilidad, deberá proceder a la revocación de una Licencia Habilitante de Operación, en caso de verificar en cualquier momento la imposibilidad de seguir cumpliendo en forma definitiva la totalidad de los requisitos antes mencionados, cualquiera sea la causa, incluyendo el caso en que se compruebe la comisión de un acto de negligencia grave por parte de un Operador que haya afectado la integridad física de las personas, la seguridad de los equipos o el abastecimiento en el SADI.

Esta circunstancia deberá ser documentada y comunicada al ENRE y a las restantes empresas con las que se mantienen comunicaciones operativas.

10. AUDITORÍA DE CALIDAD DEL PROCEDIMIENTO.

Tanto el OED como cada Agente responsable contratarán a una entidad técnica de reconocido prestigio e independencia, especializada en auditoría de calidad, con el objeto de que la misma lleve a cabo las siguientes verificaciones:

a) La adecuación del procedimiento propio de evaluación de idoneidad para la habilitación de su personal de operación, con respecto a lo establecido por el presente Procedimiento Técnico general.

b) El cumplimiento de lo indicado por dicho procedimiento propio en el ámbito de la empresa, a partir de la documentación probatoria registrada.

Ambos puntos serán de aplicación en oportunidad de la primera habilitación, mientras que para posteriores habilitaciones o revalidaciones, en caso de no haberse efectuado cambios en el procedimiento definido por la Empresa, será de aplicación solamente la certificación de la verificación prevista en el punto b).

La documentación de respaldo a enviar al ENRE por el OED y por cada Agente responsable, en **oportunidad de la habilitación o revalidación**, que acreditará el cumplimiento de las prescripciones sobre habilitación de Operadores, deberá ser previamente validada por la entidad contratada, la cual deberá garantizar la confidencialidad de la documentación auditada.

P.T. 16: TRABAJOS A REALIZAR POR LOS AGENTES DEL MEM PARA EL PROYECTO DE ISLAS Y ARRANQUE EN NEGRO - FASE I

1. OBJETO

El presente Procedimiento Técnico será de aplicación en la Fase I del Proyecto de Islas y Arranque en Negro, basado en lo establecido en la Resolución de SE 305/98 y tiene por objeto identificar las tareas involucradas, describir el alcance de las mismas para cada fase, fijar criterios, señalar derechos y obligaciones y delimitar las responsabilidades de los Agentes del MEM, y CAMMESA en la planificación y ejecución de las tareas pertinentes.

El alcance de los trabajos, responsabilidades de los Agentes del MEM y CAMMESA, y los procedimientos a aplicar correspondientes a la Fases II y Fase III, serán definidos en detalle en sendos Procedimientos Técnicos.

2. INTRODUCCIÓN

La Secretaría de Energía, mediante la Resolución SE N°305/98, instruyó a CAMMESA para que identifique las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en el SADI e identifique a los generadores que cuentan con instalaciones de Arranque en Negro o aquellos que podrían contar con ellas para un más efectivo restablecimiento del SADI, y para que emita un Procedimiento Técnico que detalle las funciones, responsabilidades y obligaciones para la realización por parte de los Agentes del MEM, del proyecto, provisión, e instalación en el SADI de dichos recursos.

Asimismo dicha resolución instruye a los Agentes Coordinadores, que en ella se identifican, a definir las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas ante un colapso y analizar su comportamiento dinámico como fase inicial para la concreción de las mismas.

Los trabajos constarán de tres fases cuyo alcance se detalla en las siguientes páginas y cuyo objetivo general será el de dar cumplimiento a lo establecido en la Res. 305/98

El objetivo principal de la formación una Isla es asegurar que la mayor cantidad posible de generadores, especialmente las turbinas de vapor y nucleares, se mantengan en servicio luego de perturbaciones importantes del sistema, evitando que se provoquen apagones generalizados, indisponibilidades o limitaciones en las unidades debido a la salida de servicio en condiciones desfavorables que originen demoras para el arranque y toma de carga. La forma efectiva de lograr esto es reduciendo rápidamente la cantidad de carga conectada para equilibrar la generación remanente y / o modificando la configuración del sistema en la forma que sea conveniente. Esto último requerirá que al menos algunas partes de la red sean operadas en estos casos como sistemas de islas eléctricas independientes.

El requerimiento principal de cualquier instalación para el Arranque en Negro es que los generadores involucrados se puedan arrancar, acelerar y conectar a la red local de suministro lo más rápidamente posible luego de un apagón total en el área. Debido a la rapidez para entrar en servicio y tomar carga los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para recomponer el sistema y conectar la mayor cantidad de carga en el menor tiempo después de un apagón. El procedimiento consiste en arrancar unidades de capacidad adecuada y rápida puesta en marcha para restablecer el suministro a los generadores adyacentes que estén disponibles y necesiten de esa energía para normalización de sus instalaciones y la puesta en marcha, coordinadamente conectar las cargas locales, y mediante los circuitos de interconexión llegar a otras centrales eléctricas y cargas hasta restablecer progresivamente el suministro normal a la mayor cantidad de usuarios considerando las prioridades preestablecidas.

En el proceso mencionado, está implícito que debe ser posible energizar los circuitos de interconexión clave dentro de un área de suministro determinada, y también que se debe disponer del control adecuado de tensión y frecuencia para permitir la sincronización de los grupos de generación. Los requerimientos antes mencionados también podrán aplicarse a medida que se amplíe la interconexión a las líneas principales de 500 kV y 220 kV que unen a las distintas regiones. Estos requerimientos también son necesarios para la reconexión de todo el SADI luego de la formación de islas.

3. DEFINICIONES

Agente Coordinador	Es el Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que tendrá a cargo la coordinación de la implementación del proyecto de Islas eléctricas y arranque en negro en una Región Eléctrica determinada del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).
Agente Propietario	Es el Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o el Transportista Independiente titular de una Licencia Técnica otorgada por un Transportista, en cuyas instalaciones deben ser montados los equipamientos requeridos y las comunicaciones necesarias para la formación de las Islas y el Arranque en Negro.
Arranque en Negro	Es el proceso de restablecimiento del suministro en el SADI tras un colapso total o parcial.
Instalaciones de Arranque en Negro Existentes	Son las instalaciones de Arranque en Negro existentes a la fecha de vigencia del presente Procedimiento Técnico.
Instalaciones de Arranque en Negro adicionales	Son las instalaciones de Arranque en Negro que se identifiquen como adicionales a las existentes como resultado de los estudios realizados en la Fase I
Documentos de los Trabajos	Todos los dibujos, planos, muestras, esquemas, modelos, informes y manuales de operación y mantenimiento de las Obras a ser presentados por el Agente de conformidad con lo indicado por el presente Procedimiento Técnico y con el fin de facilitar el cumplimiento de lo establecido en la Resolución SE N°305/98.
Emplazamiento	Lugar o lugares puestos a disposición por el Agente en los cuales se deberán llevar a cabo los trabajos, conjuntamente con aquella superficie circundante que sea utilizada por los responsables de ejecutar las Obras.
Fecha de Inicio	La fecha en que CAMMESA notifica a los Agentes la aprobación del presente Procedimiento Técnico.
Isla eléctrica	Una parte del SADI que puede separarse y funcionar en forma aislada y estable luego de la actuación de los automatismo y protecciones para restablecer el balance de potencia activa y reactiva.
Obra	Instalación y puesta en servicio de los elementos y sistemas, componentes de un proyecto o subproyecto, para cumplir con lo indicado en la Resolución SE N° 305/98.
Subproyecto	Una Instalación para Formación de Isla o una Instalación de Arranque en Negro diseñada y ejecutada de acuerdo a lo establecido por la Resolución SE N° 305/98
Proyecto	La totalidad de las Obras que se ejecutarán para cumplir con lo indicado en la Resolución SE N° 305/98
Cronograma	El documento que contiene los tiempos asignados a cada una de las tareas y las fechas de los hitos relevantes de un subproyecto que debe ser acordado por el Agente Coordinador con los Agentes Propietarios y las eventuales modificaciones convenidas por los mencionados agentes. El documento incluye un Diagrama de Gant de todas las tareas e hitos y una descripción de las tareas, entregables y dependencias.
Representante de CAMMESA	El Representante nombrado por CAMMESA con funciones de coordinación.
Representante del Agente Propietario	Aquella persona nombrada por el Agente Propietario con funciones de dirección de las Obras que incluyen estudios, proyecto, inspección para el montaje, las pruebas de conexionado y funcionamiento de los nuevos equipos. También será responsable de firmar las autorizaciones y

	notificarse de las comunicaciones emitidas por el Agente Coordinador, o CAMMESA.
Representante del Agente Coordinador	Aquella persona nombrada por el Agente Coordinador con funciones de coordinación de uno o más subproyectos y para actuar en todo lo relacionado con las funciones y responsabilidades asignadas al Agente Coordinador por la Resolución SE N°305/98
Trabajos	Los estudios, anteproyectos, proyecto de detalle, provisión de equipos, servicios ,las obras y pruebas necesarios para implementar la instalación y puesta en servicio de las instalaciones para formación de Islas y las Instalaciones de Arranque en Negro.
FASE I	Se refiere a la realización de los estudios de diseño, anteproyectos, análisis de la factibilidad técnica y económica, presupuestos preliminares de las fases siguientes y toda otra tarea necesaria para completar la evaluación costo/beneficio cuyo resultado condiciona la ejecución de cada subrpoyecto. La Fase I incluye la operación y mantenimiento de las Instalaciones de Arranque en Negro existentes.
FASE II	Se ocupa de la implementación de cada subproyecto, comprendiendo, estudios adicionales de diseño, proyecto de detalle, provisión de los equipos, ensayos para verificación de modelos (en caso de ser necesario), pruebas para la puesta en servicio, capacitación, presupuestos ajustados de instalación, y las adecuaciones necesarias y toda otra tarea que se identifique como necesaria para asegurar la habilitación de cada uno de los subproyectos identificados como factibles en la Fase I.
FASE III	Se refiere a la operación y mantenimiento de las instalaciones, los procedimientos y ensayos para verificar su correcta disponibilidad en el tiempo y la actualización de los índices de desempeño, la aplicación de bonificaciones y penalizaciones durante la vida útil que se defina para cada una de las instalaciones. Se inicia con la habilitación de las instalaciones.
Instalación para Formación de Islas	Todo equipamiento o función a instalar o existente que sea definida o identificada como esencial para la confiabilidad y disponibilidad de un sistema cuyo objetivo sea la formación de una Isla.
Instalación para Arranque en Negro	Todo equipamiento o función a instalar o existente que sea definida o identificada como esencial para la funcionalidad, confiabilidad y/o disponibilidad de un sistema cuyo objetivo es la recuperación del sistema después de un colapso parcial o total del SADI.
Planta	El término Planta significa las maquinarias aparatos , materiales y todas las cosas que deben ser suministradas para cada subproyecto.

4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

En este punto se realiza una descripción general de los trabajos y procedimientos de las Fase I, Fase II y Fase III, que serán requeridos para cumplir con lo establecido por la Resolución SE N° 305/98. Estos trabajos deberán ser realizados por los Agentes del MEM, y CAMMESA , tal como se indica en los capítulos subsiguientes.

El trabajo básico previsto incluye la realización de los estudios, el diseño y la provisión de servicios y equipos para:

- Identificar, mediante el análisis de cada una de las Regiones Eléctricas del SADI, las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva, y definir los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello. Analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.

- Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.
- Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias en el SADI para poder habilitar o deshabilitar aperturas de interruptores en forma automática, adecuando la conformación de las islas eléctricas a las variaciones de demanda y generación que se produzcan.
- Identificar los generadores que, ante el colapso total o parcial del SADI, puedan permanecer en servicio alimentando solamente sus servicios auxiliares.
- Habilitar las instalaciones existentes para Arranque en Negro y evaluar los costos de Operación y Mantenimiento.
- Identificar los generadores que podrían contar con las instalaciones de Arranque en Negro requeridas para la normalización del sistema eléctrico después de un colapso parcial o total, y analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación.
- Decidir en qué generadores se necesita incorporar instalaciones de Arranque en Negro considerando los beneficios por reducción de la energía no suministrada y los costos de inversión, operación y mantenimiento de esas instalaciones.
- Elaborar los anteproyectos de las instalaciones que se requieran para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro de unidades generadoras.
- Realizar el proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las Islas Eléctricas y el Arranque en Negro.
- Realizar, en los casos necesarios, ensayos de las unidades generadoras para establecer la validez de los parámetros que se utilicen en el modelo del sistema eléctrico de potencia. Para ello se deberá realizar un relevamiento preliminar de las unidades de generación que probablemente participarán en la formación de las islas

Para efectuar los trabajos detallados precedentemente, será necesario realizar las siguientes tareas:

- Estudios de sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario y de estabilidad ante grandes perturbaciones, análisis y diseño de Sistemas de: Control de Sobrefrecuencia/ Subfrecuencia, Control de Tensión en las Islas Eléctricas,
- Ensayos del sistema eléctrico y de los generadores.
- Elaboración de esquemas de corte automático de cargas por subfrecuencia y de desconexión de generadores, líneas, cables y elementos de compensación de la red.
- Instalación de sistemas de comunicaciones.
- Instalación de sistemas PLC / SCADA.
- Análisis de costos y auditoria de gastos.
- Especificaciones técnicas.
- Términos de Referencia de los Estudios
- Provisión de equipamiento y repuestos.
- Ingeniería, montaje, inspección, ensayo y puesta en servicio de las instalaciones de Islas y Arranque en Negro.
- Preparación de instrucciones operativas.
- Capacitación.
- Provisión de equipamiento y servicios adicionales.
- Habilitación de Instalaciones de Arranque en Negro existentes
- Operación y mantenimiento

- Estudios de confiabilidad de las Instalaciones de Arranque en Negro y de las Instalaciones para Formación de Islas

4.1. ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN ESTADO ESTÁTICO Y TRANSITORIO

Para determinar el esquema de islas óptimo se deberá realizar la selección de los tipos más apropiados de relés, sus ajustes y los límites de las islas. Para ello, será necesario realizar una serie de estudios del sistema para establecer las contingencias a partir de las cuales debe ponerse en marcha el sistema de islas, y determinar las condiciones para que el sistema funcione en forma exitosa. Es particularmente importante considerar las variaciones diarias y estacionales de generación y de carga. El sistema que se acepte finalmente deberá tener la capacidad necesaria para manejar tanto las condiciones operativas actuales del sistema como las que se espera se presenten en el futuro. También será necesario computar la probabilidad de iniciar correctamente el sistema de islas y la probabilidad de que la isla se logre formar con éxito.

A esos efectos será necesario lo siguiente:

- Determinar los generadores que deberían formar la base de las islas.
- Determinar el ajuste de frecuencia, a partir del cual deberá iniciarse el sistema de islas.
- Determinar los límites de las islas mediante el examen de las variaciones de demandas diarias y estacionales en relación con los generadores seleccionados.
- Determinar aquellas contingencias que provocarían un colapso del sistema, considerando las excursiones de la frecuencia hacia valores que pueden ocasionar desconexiones en cascada de los generadores, e identificar el comportamiento del sistema en esas situaciones extremas, analizar y optimizar los valores de ajuste de los sistemas de protecciones en las islas eléctricas y confirmar que la isla puede formarse con éxito utilizando los esquemas desarrollados recuperando un estado de funcionamiento estable y con un nivel de confiabilidad adecuado.
- Desarrollar esquemas coordinados de desconexión de cargas y de formación de islas, incluyendo la posibilidad de ser implementados mediante la introducción de controles por medio de PLC y / o una red mini-SCADA.

Los esquemas deberán definir los tipos de relés de frecuencia a utilizar, su ubicación en el sistema y los ajustes correspondientes y las funciones lógicas que determinan los seccionamientos y operaciones automáticas.

Para cada conjunto de condiciones de estudio se deberá evaluar la carga y la generación que se desconectará debido a la operación de los distintos esquemas.

Los estudios de flujos de cargas deberán cubrir los escenarios representativos existentes en la mayor parte de los casos y las condiciones de carga y generación esperadas para establecer las condiciones estáticas de pre y pos falla del sistema en régimen permanente para confirmar que los flujos de potencia en las ramas están dentro de los rangos del equipamiento y que las tensiones de las barras están dentro de límites aceptables.

Será necesario analizar los resultados de los estudios para registrar la naturaleza de los cambios en la frecuencia del sistema y para que se pueda distinguir entre aquellos en los cuales el sistema se recupera y los que conduzcan a un colapso total o parcial del sistema. Las características distintivas podrán ser la velocidad inicial de variación de frecuencia, los niveles extremos de frecuencia alcanzados, el estado de elementos clave en el sistema y el momento en que esto ocurre.

Se utilizarán modelos detallados de generadores, de sus sistemas de control y de la red para modelar el sistema eléctrico de potencia de la isla. El modelo deberá proveer una representación de cargas tomando en cuenta las variaciones de tensión y frecuencia y la operación de equipos de desconexión de carga por baja frecuencia. Será necesario que el modelo del sistema para estudios en estado transitorio incluya representaciones razonablemente precisas del generador y de los reguladores de velocidad y controles de potencia (p. ej. Fast Valving, By Pass, Regulación de presión de calderas), incluyendo los sistemas de desconexión de cargas, los PSS y la DAG. Se deberán realizar los estudios de estabilidad transitoria para determinar si el sistema es estable o no y para obtener la respuesta frecuencia / tiempo del sistema ante las diversas contingencias.

Los estudios incluirán la optimización de los recursos de las islas para posibilitar que en el caso de que se forme la isla, los generadores pertenecientes a la misma no pierdan el sincronismo, y no se produzca un colapso (black-out). Se deberán analizar diseños y ajustes, para los sistemas de protección y control requeridos para:

- Desconexión de carga y/o generación para control de desbalances de generación-demanda y para evitar la pérdida de sincronismo (interdisparo, relés de derivada, etc.).
- Sistemas de control de los generadores.
- Protecciones para desconexión de líneas.
- Protecciones para conexión o desconexión de equipamientos de compensación de reactivo.
- Control de tensión en la carga remanente luego de la formación de la isla.
- Reconexión automática de carga
- Otros recursos requeridos.

4.2. ELABORACIÓN DE ESQUEMAS DE CORTE AUTOMÁTICO DE CARGAS POR SUBFRECUENCIA Y DE DESCONEXIÓN DE GENERADORES, Y OPERACIÓN DE LINEAS Y EQUIPOS DE COMPENSACION.

Se deberán elaborar los esquemas coordinados de desconexión de cargas, de generadores y de formación de islas, incluyendo la posibilidad de ser desarrollados mediante la introducción de controles por medio de PLC y / o una red mini-SCADA o ampliación de un SCADA existente.

En los casos que sea necesario se emplearán relés de frecuencias y mediciones instantáneas de potencia para obtener la coordinación y discriminación necesarias en la operación automática de los equipos de maniobra. Los ajustes de los relés deberán ser objeto de una cuidadosa selección para proporcionar las acciones requeridas sólo en ciertas condiciones de frecuencia del sistema y flujos de potencia en determinados circuitos.

Dentro de estos esquemas se deberá prever la necesidad de operar equipamientos de compensación de reactivo para controlar la tensión.

El sistema de formación de islas puede demandar en algunos casos el envío de señales de desconexión a generadores. El trabajo incluye los estudios, las pruebas y la puesta en servicio de los equipamientos necesarios para ello, en las diferentes centrales de generación.

El alcance de los trabajos abarca la confirmación de que el equipamiento de regulación de tensión y velocidad de los generadores requeridos para formar las islas es adecuado. En los casos que las investigaciones y/o los ensayos muestren que los equipos mencionados no son apropiados para el cometido indicado, será necesario determinar las modificaciones requeridas. Será parte del trabajo, la provisión de los equipos necesarios en los casos que los existentes resulten inadecuados, siempre que se demuestre que ello constituye la solución más efectiva desde el punto de vista costo / beneficio.

4.3. SISTEMAS DE COMUNICACIONES

Cuando sea necesario las Obras incluirán la adquisición o alquiler de canales de comunicaciones para transmitir datos y/o señales con el fin de mejorar el desempeño y la confiabilidad ante un colapso o durante la recuperación del sistema.

4.4. INSTALACIÓN DE SISTEMAS PLC / SCADA.

La finalidad de estos sistemas es monitorear el balance demanda-generación de la isla y habilitar, de acuerdo a esto la operación de cada relé para la desconexión de los equipamientos necesarios, para el caso que se produzca un evento que requiera la formación de la Isla.

La lógica de control y el software que determinará los criterios de desconexión será diseñado y desarrollado especialmente, contemplando criterios de máxima confiabilidad, evitando la actuación ante señales erróneas y la no actuación frente a la falta de alguna de las señales, y tomando en cuenta las condiciones establecidos por los estudios realizados.

Se podrán utilizar o ampliar los sistemas SCADA existentes, con el fin de disminuir los costos y mejorar el desempeño del sistema.

4.5. ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS

Para cada uno de los esquemas que muestre desempeño satisfactorio en los estudios se deberá hacer un listado del equipamiento que se requiere y se tendrá que hacer un cálculo estimativo de los costos de estudios, ingeniería, anteproyecto, proyecto de detalle, adquisición, instalación y puesta en servicio de los mismos. Los costos se deberán presentar desagregados por tareas y elementos cuando su magnitud lo justifique.

Se deberá realizar un análisis de costos - beneficios para clasificar los distintos esquemas según su índice beneficios / costos, incluyendo en la evaluación económica la probabilidad de éxito de la formación de la Isla. El beneficio se deberá medir en relación con el valor esperado de la reducción en la cantidad de energía no suministrada que se logre.

El análisis deberá incluir los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones incluyendo entre estos costos los correspondientes a los estudios y análisis que sean necesario realizar periódicamente para actualización de las instalaciones a nuevas condiciones operativas en el SADI.

4.6. TERMINOS DE REFERENCIA DE LOS ESTUDIOS

A fin de unificar las estructuras de los informes que se presenten y asegurar el mínimo contenido necesario en los estudios requeridos, se especificará para cada uno de los subproyectos, lo siguiente:

- modelado
- escenarios,
- condiciones operativas,
- criterios para definición de las contingencias
- criterios de desempeño para evaluar los resultados

4.7. PROVISION DE EQUIPAMIENTO Y SERVICIOS ADICIONALES

Dado que por las características del proyecto no es posible prever, en los Procedimientos Técnicos, la totalidad de las tareas a realizar para cubrir satisfactoriamente los requerimientos de cualquiera de las tres Fases, Los Agentes Coordinadores y Propietarios deberán realizar todas las tareas adicionales que se identifiquen como necesarias para lograr un funcionamiento adecuado, acorde a los objetivos definidos en este PT y en la Resolución S.E. Nº 305/98.

El alcance y los costos de estas tareas adicionales deberán ser aprobados antes de su inicio por la Secretaría de Energía previa evaluación por parte de CAMMESA

4.8. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE ARRANQUE EN NEGRO EXISTENTES

La Res. SE 305/98 impone a CAMMESA la obligación de habilitar las instalaciones de Arranque en Negro existentes.

Para las instalaciones existentes se prevé, en Fase I, la presentación de documentación de ensayos y mediciones realizadas, quedando para la Fase II la eventual realización de ensayos complementarios en caso de ser necesario.

4.9. CRITERIOS BASICOS DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS A IMPLEMENTAR

Dado que la Res. 305/98 impone a los Agentes Coordinadores la tarea de coordinar con CAMMESA y los Agentes Propietarios los criterios técnicos a utilizar, se establecen en el presente Procedimiento Técnico los criterios generales a tomar como referencia para la elaboración de los estudios y los criterios técnicos de cada subproyecto.

4.9.1. FORMACIÓN DE ISLAS

Los requerimientos básicos para la formación de islas son los siguientes:

La presencia y/u operación de los relés de frecuencia y cualquier otro equipo específicamente usado en una Instalación para la Formación de Islas no puede interferir con la operación normal de ninguna otra instalación, incluyendo aquellas relacionadas con el sistema de alivio de carga y las que se emplean durante operaciones de sincronización.

El esquema de Formación de Islas (o cualquier parte de este) solamente debe operar bajo contingencias extremas del sistema, para las cuales no se espera que las instalaciones de protección y control existentes y el esquema de alivio de carga puedan prevenir el colapso total o parcial del sistema.

Cada Instalación para Formación de Isla se debe diseñar de manera tal que la probabilidad estadística de que se forme la Isla Eléctrica, y que ésta permanezca estable bajo contingencias extremas del sistema sea alta.

El diseño de las instalaciones para formación de islas debe permitir la actualización para adaptarse a la naturaleza de la red de potencia, que se encuentra en constante cambio y expansión.

4.9.2. ARRANQUE EN NEGRO

Los requerimientos básicos de Arranque en Negro y los procedimientos de recuperación del servicio en el SADI tras la formación de islas o de un colapso total del sistema, son los siguientes:

Los diseños y procedimientos operativos deben incluir equipamiento y controles suficientes para asegurar que no haya fallas o ninguna otra condición anormal sobre ninguna parte del sistema con anterioridad a la conexión de un generador a la red o en los elementos que permitirán la sincronización de las islas durante la recuperación del servicio.

Los procedimientos operativos asociados, y el equipamiento de protección y control deben posibilitar la sincronización de los diferentes subsistemas que se van integrando durante la recuperación del servicio para los escenarios y condiciones más probables.

La restauración exitosa del sistema interconectado luego de un colapso o Formación de Islas se debe realizar en tan corto tiempo como sea posible, acorde con la necesidad de cumplir con los otros criterios enumerados.

Que se cuentes con medios que faciliten a las centrales generadoras capaces de arrancar en negro el aislamiento del sistema, en especial de cualquier parte con falla que permanezca conectada.

Modificar, si es necesario, la topología local de cualquier circuito que forme la interconexión con otras partes operativas del sistema, incluidas otras islas, para que el único interruptor de potencia que quede por cerrar para finalizar la interconexión, sea aquél previamente identificado para la sincronización. Además, será necesario asegurar que no queden fallas en los circuitos de interconexión.

Que todos los interruptores de potencia, identificados para la sincronización, estén provistos de relés de verificación de sincronismo.

En estaciones donde puedan realizarse operaciones de sincronización, y en aquellos interruptores que no se disponga de equipo para sincronización, se deberá disponer de una función de verificación de sincronismo, tolerancia de fase y tensión entre bornes de interruptor, con el fin que el operador, en caso de ser necesario y si se dan las condiciones de sincronismo, pueda ordenar el cierre del interruptor de potencia en forma segura.

Realizar mediciones de tensión y frecuencia en ambos extremos del interruptor de sincronización para poder identificar el sincronismo a través de él. Esto podría demandar la provisión de un enlace de telemetría desde el interruptor hacia la central y/o el centro de control.

Contar con los medios necesarios para el control de la velocidad y la excitación de los generadores conectados, ya sea, al sistema de la isla o al que se conectará la isla para posibilitar una sincronización segura y rápida.

Disponer de sistema de sincronización automática para enviar la señal de cierre al interruptor de sincronización en el momento oportuno para que el interruptor se cierre en el instante que los dos sistemas entren en sincronización con el fin de reducir el tiempo de las operaciones de sincronización al mínimo necesario sin generar riesgos para los equipos y/o más cortes de carga.

Operación estable en red aislada

4.10. CÁLCULO DEL TIEMPO TOTAL DEL SUBPROYECTO

El tiempo total de cada subproyecto al cual se refiere la Resolución SE N°305/98, se determinará como la suma de los tiempos que demanden la Fase I y la Fase II. A esos efectos se tendrá en consideración lo siguiente:

- Inicio Fase I - Isla - Arranque en Negro:

Fecha de comunicación al Agente Coordinador de la aprobación por CAMMESA de este Procedimiento Técnico.

- Fin Fase I - Isla:

Fecha que se comunica al Agente Coordinador que se ha completado la verificación del informe Final Isla - Fase I (AC-04) por parte de CAMMESA.

- Fin Fase I - Arranque en Negro:

Fecha que se comunica al Agente Coordinador que se ha completado la verificación del informe Final Arranque en Negro - Fase I (AC-08) por parte de CAMMESA.

- Inicio Fase II:

Se tomará como la fecha de finalización de la Fase I, si el Procedimiento Técnico de Fase II y Fase III se encontrase aprobado a dicha fecha, en caso contrario, el inicio de la Fase II será el 30 de Noviembre de 1999 o la fecha de aprobación de este si es anterior al 30 de Noviembre de 1999.

- Fin Fase II:

Se definirá en el Procedimiento Técnico correspondiente a Fase II y Fase III.

- No se incluye el tiempo dedicado a las tareas a cargo de CAMMESA pertenecientes al camino crítico.
- No se incluye el tiempo que requiera la aprobación de los presupuestos por parte de la S.E. El tiempo descontado será el que transcurre desde la presentación de los correspondientes informes (AC-02/AC-06) hasta la aprobación por parte de la Secretaría de Energía.
- No se incluye el tiempo que requiera el ENRE para resolver una situación en la que se haya solicitado su intervención por falta de acuerdo entre el Agente Coordinador y los Agentes Propietarios

A los efectos del cumplimiento de la emisión del Procedimiento Técnico correspondiente a la Fase II y Fase III, se establece el siguiente cronograma:

- Envió de la propuesta de Procedimiento Técnico por parte de CAMMESA a las Asociaciones: 30 de Agosto de 1999.
- Aprobación del Procedimiento Técnico: 30 de Noviembre de 1999.

En la programación de los trabajos de Fase I se deberá tener en consideración el presente cronograma a los fines de disponer de las evaluaciones y estudios necesarios para la elaboración del Procedimiento Técnico de Fase II y Fase III.

5. OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

5.1. FORMACIÓN DE ISLAS

En base a los informes de CAMMESA "Evaluación del comportamiento Dinámico del SADI (CM-01)" e "Identificación de Islas" (CM-02) el Agente Coordinador deberá analizar, y definir las islas factibles a generar, elaborar un anteproyecto preliminar, un plan y el presupuesto para la ejecución de los trabajos de la Fase I de cada subproyecto; y un presupuesto tentativo para las Fase II y Fase III. Estos análisis serán presentados a CAMMESA para la evaluación del presupuesto y envío a la Secretaría de Energía. La presentación tendrá la forma de un informe cuyo título será "Anteproyecto, Plan y Presupuesto Isla Fase I" (AC-02), el cual contendrá referencias a los informes de los Agentes Propietarios (AP-02).

Una vez aprobado el presupuesto de Fase I por parte de la Secretaría de Energía previa firma de un acuerdo (AC-03) entre el Agente Coordinador y los Agentes Propietarios se ejecutará el plan para completar la Fase I .

La propuesta (AC-02) deberá tener en consideración los Criterios Técnicos - Islas (AC-01) aprobados por CAMMESA.

La Propuesta también incluirá los Términos de Referencia del Proyecto elaborados por el Agente Coordinador. Los resultados de todos los trabajos de la Fase I deben ser documentados en un informe que tendrá por título INFORME FINAL ISLA - FASE I (AC-04) que deberá ser presentado a CAMMESA. Este informe incluye el presupuesto preliminar de la Fase II para evaluación de la SE, la factibilidad técnica y la relación costo/beneficio. Este informe final también contendrá referencias a los informes de los Agentes Propietarios "Informe Final Isla - Fase I (AP-04) y "Presupuesto Isla Fase II (preliminar)" (AP-06).

5.2. ARRANQUE EN NEGRO

En base al informe de CAMMESA "Identificación de nuevas Instalaciones de Arranque en Negro" (CM-05) el Agente Coordinador deberá elaborar un anteproyecto preliminar, un plan y el presupuesto de los estudios y evaluaciones necesarias para definir la factibilidad técnica y la relación costo/beneficio y también deberá contener una estimación de los costos de la Fase II y la Fase III. Esta propuesta deberá ser documentada en el Informe "Anteproyecto, plan y presupuesto Arranque en Negro - Fase I (AC-06) " el cual hará referencia a los informes de los Agentes Propietarios "Anteproyecto, plan y presupuesto Arranque en Negro - Fase I (AP-03)". La Propuesta también incluirá los Términos de Referencia del Proyecto elaborados por el Agente Coordinador.

Los resultados de todos los trabajos de la Fase I deberán ser documentados en un informe que tendrá por título Informe Final Arranque en Negro - Fase I (AC - 08) que deberá ser presentado a CAMMESA. Este informe incluye el presupuesto preliminar de la Fase II, los resultados de los estudios de diseño requerido para la ejecución del proyecto de detalle, la factibilidad técnica, la relación costo/beneficio así como la estimación de los posibles costos anuales de operación y mantenimiento. Este informe también contendrá referencias a los informes de los Agentes Propietarios "Informe Final Arranque en Negro - Fase I (AP-05)" y "Presupuesto Arranque en Negro Fase II (preliminar)" (AP-07).

A los efectos del cálculo del tiempo total de proyecto, y de la fecha de finalización, el inicio de la Fase I será la fecha de recepción por el Agente Coordinador del informe de CAMMESA "Identificación de Necesidades de Nuevas Instalaciones de Arranque en Negro, (CM-05)".

Una vez aprobado el presupuesto de Fase I por parte de la Secretaría de Energía, los Agentes Coordinadores y Propietarios comenzarán con la ejecución de lo previsto para la Fase I, previa firma del acuerdo titulado "Acuerdo con Agentes Propietarios Arranque en Negro Fase I" (AC-07) cuyo alcance se define más adelante.

La propuesta (AC-06) deberá tener en consideración los Criterios Técnicos - Arranque en Negro (AC-05) aprobados por CAMMESA.

5.3. ACUERDO ISLA ENTRE LOS AGENTES COORDINADORES Y AGENTES PROPIETARIOS

La ejecución de las tareas definidas para la Fase I de una Instalación de Formación de Isla requiere la asignación de responsabilidades entre los agentes para la ejecución del plan, cuyo alcance y presupuesto cuente con la Aprobación de la Secretaría de Energía. Este acuerdo debe ser formalizado entre todos los Agentes Propietarios y el Agente Coordinador y debe ser consistente con lo establecido en este Procedimiento Técnico y contener lo siguiente:

- Objetivo del subproyecto.
- Asignación de responsabilidades.
- Los Términos de Referencia.
- El Cronograma detallado de todas las tareas que deben realizar los Agentes involucrados en el desarrollo de la implementación de Fase I, para la Instalación para Formación de Islas, con las fechas previstas de inicio y de finalización de cada tarea.
- Diagrama de barras detallado que incluirán las tareas que marcan el camino crítico.
- Las definiciones que en cada caso se requerirán para analizar las Instalaciones para Formación de Islas.
- La Documentación que debe presentar el Agente Propietario en las distintas etapas de los trabajos.

- Las fechas en las que se requiere la presentación y/o aprobación de los Documentos de los Agentes Propietarios (informes, datos, planos, pliegos, especificaciones, presupuestos, programas, etc.).
- La forma en que se notificarán las decisiones o instrucciones,
- Las comunicaciones que deberán efectuarse ante demoras.
- Definición de los hitos certificables.
- El presupuesto aprobado por la Secretaría de Energía y los porcentajes que recibirá cada Agente en cada certificación.

Estos acuerdos deberán ser firmados entre el Agente Coordinador y los Agentes Propietarios que intervienen en un subproyecto y representarán un compromiso de realizar las tareas en los términos establecidos en el mismo y en este Procedimiento Técnico.

El Agente Propietario no efectuará ningún cambio en el cronograma sin la aprobación del Agente Coordinador, quien podrá aceptar las modificaciones, previa consideración de los inconvenientes que ello puede significar para el desarrollo de las obras.

Este acuerdo cuyo título será “Acuerdo con Agentes Propietarios Isla Fase I (AC-03) deberá ser enviado a CAMMESA quien deberá verificar que sea administrable en relación con las responsabilidades asignadas a CAMMESA por la Resolución SE N°305/98.

5.4. ACUERDO ARRANQUE EN NEGRO ENTRE LOS AGENTES COORDINADORES Y AGENTES PROPIETARIOS

La ejecución de las tareas definidas para la Fase I requiere la asignación de responsabilidades entre los agentes para la ejecución del plan, cuyo alcance y presupuesto cuente con la Aprobación de la Secretaría de Energía. Este acuerdo debe ser formalizado entre el Agente Propietario y el Agente Coordinador y debe ser consistente con lo establecido en este Procedimiento Técnico y contener lo siguiente:

- Objetivo del subproyecto.
- Asignación de responsabilidades.
- Los Términos de Referencia.
- El Cronograma detallado de todas las tareas que deben realizar los Agentes involucrados en el desarrollo de la implementación de Fase I, para la Instalación de Arranque en Negro, con las fechas previstas de inicio y de finalización de cada tarea.
- Diagrama de barras detallado que incluirán las tareas que marcan el camino crítico.
- Las definiciones que en cada caso se requerirán para analizar las Instalaciones para Arranque en Negro
- La Documentación que debe presentar el Agente Propietario en las distintas etapas de los trabajos.
- Las fechas en las que se requiere la presentación y/o aprobación de los Documentos de los Agentes Propietarios (informes, datos, planos, pliegos, especificaciones, presupuestos, programas, etc.).
- La forma en que se notificarán las decisiones o instrucciones,
- Las comunicaciones que deberán efectuarse ante demoras.
- Definición de los hitos certificables.
- El presupuesto aprobado por la Secretaría de Energía y los porcentajes que recibirá cada Agente en cada certificación.

Estos acuerdos deberán ser firmados entre el Agente Coordinador y los Agentes Propietarios que intervienen en un subproyecto y representarán un compromiso de realizar las tareas en los términos establecidos en el mismo y en este Procedimiento Técnico.

El Agente Propietario no efectuará ningún cambio en el cronograma sin la aprobación del Agente Coordinador, quien podrá aceptar las modificaciones, previa consideración de los inconvenientes que ello puede significar para el desarrollo de las obras.

Este acuerdo cuyo título será “Acuerdo con Agentes Propietarios Arranque en Negro Fase I (AC-07) deberá ser enviado a CAMMESA quien deberá verificar que sea administrable en relación con las responsabilidades asignadas a CAMMESA por la Resolución SE Nº 305/98.

5.5. FALTA DE ACUERDO ENTRE EL AGENTE COORDINADOR Y EL AGENTE PROPIETARIO

Cuando no se pueda formalizar el acuerdo entre el Agente Coordinador y el/ los Agentes Propietarios, por cualquier motivo el Agente Coordinador deberá preparar y enviar un informe a CAMMESA con los antecedentes y detalles de los temas que impiden establecer el acuerdo requerido por este Procedimiento. CAMMESA evaluará y preparará un informe. Ambos informes serán elevados al ENRE, acompañado de una nota solicitando su intervención para resolver sobre el tema que motiva la falta de acuerdo.

5.6. INFORMACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL AGENTE

El Agente Propietario deberá suministrar toda la información de las instalaciones que posea, que sea considerada necesaria para la ejecución y auditoria de los Trabajos. Para ello deberá poner a disposición del Agente Coordinador copias de planos, manuales de equipos, y cualquier otra información relacionada al proyecto que se requiera en las fechas y plazos indicados en el cronograma.

Ante una solicitud de información del Agente Coordinador, el Agente Propietario deberá responder antes de 5 días corridos de recibida la solicitud, indicando el detalle de la documentación existente en relación con el pedido, y la forma en que podría suministrarse, y los plazos para su preparación teniendo en consideración el objetivo de minimizar los plazos de ejecución de los Trabajos. La información que finalmente se considere imprescindible para la ejecución de los Trabajos deberá suministrarse dentro de los 15 días corridos posteriores a la solicitud por parte del Agente Coordinador. Los plazos indicados podrán ser modificados por acuerdo entre el Agente Coordinador y el Agente Propietario.

Ante un pedido del Agente Coordinador, el Agente Propietario deberá relevar la información faltante de sus equipos, que sea necesaria para la ejecución de los Trabajos, y/o verificar la información disponible cuando se encuentren diferencias entre dicha información y los equipos del Agente Propietario instalados en el emplazamiento.

Se considerará válida la información provista por el fabricante de los equipos propiedad del Agente Propietario siempre que la misma corresponda a documentación conforme a obra o a ensayos y protocolos debidamente conformados y en la medida que no existan razones que justifiquen su verificación.

5.7. METODOLOGÍA PARA ENSAYOS DE GENERADORES - ISLA Y ARRANQUE EN NEGRO

Dado el universo de variables respecto a los tipos, estados y condiciones en que se puede encontrar el equipamiento involucrado en el proyecto, es necesario prever la posibilidad de que resulte imprescindible el relevamiento de parámetros no registrados anteriormente o que se dude seriamente de la permanencia de registros anteriores.

Esta identificación de datos y parámetros, cuya eventual realización corresponde a la Fase II del proyecto, requiere que en la presente Fase I se establezcan y definan criterios técnicos comunes y consensuados que abarquen la totalidad de las instalaciones con posibilidades de ser afectadas por el proyecto.

A tal fin, CAMMESA elaborará el informe "Términos de Referencia para el Análisis de la Metodología de Ensayos de Generadores (CM-17)". El Agente Coordinador TRANSENER, dentro de los 21 días posteriores a la recepción del documento mencionado, deberá presentar un presupuesto para la realización del los estudios y análisis definidos en el mismo.

Dentro de los 90 días posteriores a la aprobación del presupuesto por SE, TRANSENER realizará el estudio y presentará el informe "Metodología para Ensayos de Generadores - Isla y Arranque en Negro (AC-11)".

CAMMESA en base al informe "Metodología para Ensayos de Generadores - Isla y Arranque en Negro (AC-11)" presentado por TRANSENER, definirá las especificaciones y requerimientos de los ensayos para los generadores con Instalaciones para Arranque en Negro y para los generadores que se integren a una Instalación para Formación de Isla. Las nuevas especificaciones y requerimientos preparados por CAMMESA se incluirán como Anexo del Procedimiento Técnico Fase II y Fase III.

Los ensayos especificados en el Anexo mencionado, serán la referencia para definir en cada caso los ensayos que corresponderá realizar a cada unidad generadora en Fase II y Fase III. Se tendrán en consideración los datos disponibles, las pruebas que se hayan realizado a cada unidad generadora y las recomendaciones y restricciones definidas por el fabricante.

5.8. DESIGNACION DE REPRESENTANTES

La designación y remoción del representante deberá ser comunicada mediante nota a CAMMESA y a los Agentes Propietarios y/o Coordinadores.

5.9. PRESUPUESTOS

En respuesta a una solicitud escrita, el Agente Propietario deberá presentar el presupuesto de los trabajos a su cargo al Agente Coordinador o CAMMESA 1 según corresponda.

El presupuesto de los trabajos deberá ser discriminado según las distintas etapas que correspondan a ítems completos, por ejemplo, anteproyecto, estudios de factibilidad, proyecto de detalle, etc.

El Presupuesto de los Trabajos presentado por el Agente Propietario será evaluado por el Agente Coordinador o CAMMESA1 quien podrá solicitar aclaraciones u observarlo, proponiendo modificaciones en su confección, forma de presentación y valores de los diferentes ítems y conceptos que lo componen, en un plazo no mayor de 15 días corridos desde la fecha de presentación por parte del Agente Propietario.

El Agente Propietario deberá revisar el Presupuesto, tomando en consideración las observaciones del Agente Coordinador o CAMMESA (1), y responder en un plazo no mayor de 10 días corridos desde que le sea requerida la modificación. Si el Agente Propietario no acepta las objeciones y no modifica el Presupuesto dentro del plazo establecido, deberá informar los motivos al Agente Coordinador y a CAMMESA.

Una vez completado el proceso anterior, el Agente Coordinador deberá integrar los presupuestos presentados por los Agentes Propietarios, al informe correspondiente (AC-02, AC-06) y presentarlos para su evaluación por parte de CAMMESA.

Como parte de los trabajos de Fase I, se incluye en los informes (AC-04 y AC-08) un presupuesto preliminar de la Fase II. En el Procedimiento Técnico de Fase II y Fase III, se requerirán los presupuestos ajustados de estas evaluaciones mediante los informes " Presupuesto Isla - Fase II" y "Presupuesto Arranque en Negro - Fase II", que se elevarán a la S.E. para su aprobación.

Cuando en virtud de los Trabajos, el Agente tuviese derecho al pago de costos dentro de los términos de la Resolución SE Nº 305/98, incluyendo los que deban incurrir los Agentes Coordinadores para cumplimentar las tareas de coordinación correspondientes (traslados, apoyos técnicos y administrativos a los Agentes etc.), estos deberán ser debidamente acreditados, e incluirán cualquier gasto general demostrable que corresponda ser imputado a los mismos, no incluyendo ganancias. No obstante lo mencionado, los Agentes solamente tendrán derecho al reconocimiento de esos costos cuando hayan sido incluidos en un presupuesto aprobado por la Secretaría de Energía.

Los informes de los Agentes Propietarios que incluyen presupuestos son los siguientes:

N°	NOMBRE
AP-02	Anteproyecto, Plan , Presupuesto - Isla - Fase I
AP-03	Anteproyecto, Plan , Presupuesto - Arranque en Negro - Fase I
AP-06	Presupuesto Isla – Fase II (Preliminar)
AP-07	Presupuesto Arranque en Negro - Fase II (Preliminar)

Los informes se los Agentes Coordinadores que incluyen Presupuestos son los siguientes:

N°	NOMBRE
AC-02	Anteproyecto, Plan , Presupuesto - Isla - Fase I
AC-06	Anteproyecto, Plan , Presupuesto - Arranque en Negro - Fase I
AC-04	Final Isla - Fase I
AC-08	Final Arranque en Negro - Fase I

1 Para los subproyectos denominados "Instalaciones Existentes de Arranque en Negro".AC-06

5.10. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES PARA ARRANQUE EN NEGRO EXISTENTES

De acuerdo a lo dicho en la descripción de los aspectos generales del proyecto, durante la Fase I se comenzará con la habilitación de las instalaciones de arranque en negro existentes.

A tal fin el Agente Propietario deberá presentar a CAMMESA un informe con los resultados de ensayos, estudios y el inventario de la documentación existente de las instalaciones, conforme a lo indicado en el Anexo I. Cuando el Agente Propietario disponga de registros de ensayos o situaciones operativas que permitan evaluar el desempeño de los sistemas y componentes de las Instalaciones de Arranque en Negro Existentes los mismos serán tenidos en consideración por CAMMESA, quien podrá admitirlos como válidos con el fin de evitar la realización de alguno de los ensayos especificados en el Anexo I.

Para la habilitación de una instalación de Arranque en Negro Existente el Agente Propietario debe presentar un informe a CAMMESA que indique el estado y alcance de la información disponible de la misma, en relación con:

Manual de operación

Manual de mantenimiento

el informe con las pruebas de puesta en servicio de la Instalación de Arranque en Negro y las pruebas del Anexo I del presente Procedimiento Técnico, incluyendo los registros de cada prueba.

De no disponer toda la información indicada anteriormente, el Agente Propietario la deberá completar. En particular en relación con el punto c) se deberán programar y ejecutar los ensayos correspondientes. Uno de los requerimientos del Anexo I es poseer la habilitación para RPF, en caso de ser necesario dicho ensayo, el costo del mismo será debitado del Cargo por Servicios Asociados de la Potencia, siempre que no haya solicitado la habilitación para participar en RPF. Cuando el Agente Propietario solicite la habilitación para participar en RPF, CAMMESA acreditará el monto del costo del ensayo al Cargo por Servicios Asociados de la Potencia con la actualización que corresponda y se lo debitará al Agente Propietario.

Cuando sea necesario realizar nuevos ensayos el Agente Propietario deberá enviar a CAMMESA con treinta días de anticipación la propuesta de los ensayos, el programa de trabajo y los medios a emplear en las pruebas. CAMMESA aprobará la propuesta o enviará las observaciones dentro de los 15 días siguientes. En caso que CAMMESA lo considere necesario, podrá inspeccionar las pruebas.

El Agente Propietario presentará a CAMMESA el informe cuyo título será “Pruebas y Documentación para Habilitación de Instalaciones de Arranque en Negro Existentes (AP-10)", en el cual recopile toda la información indicada en este punto, el cual tiene por finalidad facilitar la inspección de las instalaciones y definir nuevas pruebas cuando CAMMESA lo considere necesario a los efectos de verificar la confiabilidad y disponibilidad de la instalación.

5.11. HABILITACIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES DE ARRANQUE EN NEGRO PERTENECIENTES A GENERADORES QUE SE CONECTEN AL SISTEMA DE TRANSPOTE ANTES DE 30.11.99

Para la habilitación y evaluación de los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones de Arranque en Negro que entren en servicio con un generador que se conecte al Sistema de Transporte, con posterioridad a la fecha de emisión de este procedimiento y antes del 30.11.99 se aplicará lo establecido en el presente Procedimiento Técnico para las Instalaciones de Arranque en Negro Existentes.

5.12. CRITERIOS TÉCNICOS

A fin de utilizar criterios básicos comunes y establecer el alcance de los estudios a realizar en la Fase I, CAMMESA enviará a los Agentes Coordinadores una propuesta de Criterios Técnicos la cual será revisada y adecuada por estos para posteriormente establecer los acuerdos al respecto con los Agentes Propietarios. La propuesta de CAMMESA incluirá los criterios para la definición de las contingencias y los escenarios.

Una vez convenidos entre los agentes la redacción de los Criterios Técnicos, los mismos constituirán los documentos titulados “Criterios Técnicos – Isla” (AC-01) y “Criterios Técnicos – Arranque en Negro” (AC-05) los cuales serán elevados a CAMMESA para su análisis y revisión.

Una vez alcanzado el acuerdo final, estos Criterios Técnicos servirán de base para la elaboración de los Términos de Referencia.

5.13. TERMINOS DE REFERENCIA

Será responsabilidad de los Agentes Coordinadores elaborar los términos de referencia para la provisión de los estudios, y servicios requeridos para los subproyectos que tengan el presupuesto aprobado por la Secretaría de Energía. Las especificaciones técnicas y términos de referencia deberán ser previamente acordados con el Agente Propietario.

5.14. AUDITORIAS DE COSTOS

Los Agentes Coordinadores y los Agentes Propietarios deberán llevar registros de las contrataciones y las erogaciones de gastos generados por el proyecto así como de los costos internos generados por cada subproyecto. El Agente Propietario/Coordinador deberá poner a disposición toda la información del proyecto en un único lugar con espacio adecuado para que los auditores que CAMMESA designe a los efectos de cumplir con lo establecido en el Art. N° 4 de la Resolución S.E. N°305/98 puedan desarrollar sus actividades en el momento que lo requieran.

5.15. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES EXISTENTES DE ARRANQUE EN NEGRO

Dado que la Res. 305/98 prevé el reconocimiento de los costos anuales de Operación y Mantenimiento, cada Agente Propietario deberá definir los procedimientos y alcance de los trabajos de mantenimiento de las Instalaciones Existentes de Arranque en Negro y determinar el costo anual de Operación y Mantenimiento presentando a CAMMESA el informe " Presupuesto Operación y Mantenimiento de Instalaciones Existentes de Arranque en Negro (AP-01)", el cual será evaluado y enviado a la Secretaría de Energía para su aprobación. Los Agentes Propietarios deben incluir entre sus costos los correspondiente a los ensayos indicados en el punto 5.16 de este Procedimiento que debe realizarse periódicamente a los efectos de las evaluaciones de confiabilidad.

5.16. ENSAYOS DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA ARRANQUE EN NEGRO.

El fin de los ensayos de las Instalaciones de Arranque en Negro existentes es asegurar la confiabilidad y actualizar los parámetros NE y NF a que hace referencia la Resolución SE N° 305/98.

5.16.1. ENSAYOS DE LAS INSTALACIONES

Con el fin de cumplir con la evaluación de confiabilidad de las instalaciones Existentes de Arranque en Negro en relación con lo establecido en el Art. 10 de la Resolución SE N°305/98 el Agente Propietario en años impares deberá realizar los ensayo especificado en el Anexo I de este Procedimiento Técnico: "Prueba de arranque" y " Prueba de funcionamiento de la unidad aislada de la red" (punto 4.2 y 4.4).

El Agente Propietario deberá informar a CAMMESA el programa del ensayo 30 días antes del inicio del mismo y presentar los resultados de la prueba a CAMMESA dentro de los 60 días de completado el ensayo. El ensayo se realizará al finalizar un mantenimiento programado de la unidad. En el caso que durante ese año (impar) no estuviera programada una parada de la unidad, la prueba se diferirá hasta la próxima parada programada.

5.16.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS NE Y NF COMO RESULTADO DE PRUEBAS.

CAMMESA evaluará los resultados de las pruebas definidas en el punto 5.16.1 y determinará los nuevos valores de NE y NF de la fórmula definida en el Art. 10 Resolución SE N° 305/98 según lo siguiente:

$$\mathbf{NE_n = NE_0 + E0.5}$$

$$\mathbf{NF_n = NF_0 + F0.5}$$

Donde:

$\mathbf{NE_0}$: Número de arranques exitosos antes de la actualización.

$\mathbf{NF_0}$: Número de arranques fallidos antes de la actualización.

$\mathbf{NE_n / NF_n}$: Valor actualizado del parámetro NE / NF.

E: esta variable vale 1 si el resultado es favorable, y 0 si es desfavorable.

F = 1 E

5.16.3. ACTUALIZACIÓN DE NE Y NF COMO RESULTADO DE UN REQUERIMIENTO DURANTE LA OPERACIÓN.

Cuando ante un requerimiento de arranque de la unidad por parte de CAMMESA, o el Centro de Control responsable de la recuperación de un área, se solicite la entrada en servicio de la unidad, CAMMESA evaluará el desempeño en base a la información SOTR y la información suministrada por los Agentes, considerando lo especificado y determinado en las evaluaciones realizadas para habilitar la instalación. Además se deberá tener en cuenta que para considerar el arranque exitoso, el tiempo de arranque de la unidad generadora, debe ser menor o igual al Tiempo de Arranque definido en el Anexo I, punto 5.

En cada caso se establecerá si el resultado de la operación se considera favorable o desfavorable incrementando el valor del parámetro NE o NF en una unidad respectivamente.

5.17. ALCANCE DE LOS TRABAJOS Y RESPONSABILIDADES

El detalle de las tareas incluido en este punto sirve a los efectos de una mejor interpretación de las responsabilidades de las partes intervinientes no obstante CAMMESA podrá requerir otras tareas en base a lo establecido en la Resolución SE Nº 305/98 si lo considera necesario.

5.17.1. TAREAS A CARGO DE CAMMESA

Evaluar el comportamiento dinámico del SADI y suministrar los resultados para el diseño de las islas

Identificar las islas eléctricas,

Identificar los generadores que cuentan con Instalaciones para Arranque en Negro

Identificar la necesidad de Instalaciones de Arranque en Negro adicionales.

Analizar la factibilidad técnica y económica de las Instalaciones de Arranque en Negro adicionales asociadas al restablecimiento del SADI, estimando costos de inversión, operación y mantenimiento.

Evaluar y enviar a la SE para su aprobación los costos presupuestados por los Agentes Coordinadores y los Agentes Propietarios para la Fase I de cada subproyecto

Evaluar y auditar los reclamos presentados por los agentes.

En caso de falta de acuerdo entre Agentes, CAMMESA evaluará y solicitará la intervención del ENRE de ser necesario.

Pronosticar la ENS evitable con cada Instalación para Formación de Islas,

Pronosticar la ENS evitable con cada Instalación de Arranque en Negro,

Auditar los costos presupuestados y los gastos realizados por los Agentes Coordinadores y Agentes Propietarios

Estimar la proyección de fondos necesarios para el desarrollo de la Fase I del proyecto que serán incluidos en el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia

Habilitar las instalaciones existentes de arranque en negro.

Abonar los gastos aprobados por la SE e incurridos por los Agentes Propietarios, los Agentes Coordinadores y ella misma,

Determinar y abonar a cada Agente Propietario la bonificación/penalización por cada arranque exitoso /fallido de una Instalación de Arranque en Negro asignando los montos al Cargo por servicios Asociados a la Potencia

Estimar los gastos que demandará a CAMMESA realizar las actividades indicadas en la Resolución SE N° 305/98 correspondientes a la Fase I e informar a la SE para su aprobación.

Llevar un registro, con la evolución de cada subproyecto, con el fin de poder determinar el Tiempo Total a que hace referencia la Resolución SE Nº 305/98.

Verificar que el Informe Final Isla - Fase I (AC-04), cumpla con los requerimientos especificados en los términos de referencia.

Verificar que el Informe Final Arranque en Negro - Fase I (AC-08), cumpla con los requerimientos especificados en los términos de referencia.

5.17.2. TAREAS A CARGO DE CAMMESA PERTENECIENTES AL CAMINO CRÍTICO EN FASE I

5.17.2.1. TAREAS PERTENECIENTES AL CAMINO CRÍTICO DE LOS SUBPROYECTOS DE ISLAS

Evaluación del comportamiento dinámico.

Identificación de las islas.

Evaluación del presupuesto de Fase I.

Acordar los criterios Técnicos con el Agente Coordinador.

Verificación que el "Informe Final Isla - Fase I (AC-04)", cumpla con los requerimientos especificados.

5.17.2.2. TAREAS PERTENECIENTES AL CAMINO CRITICO DE LOS SUBPROYECTOS DE ARRANQUE EN NEGRO

Necesidad de Instalaciones de Arranque en Negro Adicionales

Evaluación del presupuesto de Fase I

Acordar los criterios Técnicos con el Agente Coordinador.

Verificación que el "Informe Final Arranque en Negro - Fase I (AC-08)", cumpla con los requerimientos especificados.

5.17.3. INFORMES Y DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR POR CAMMESA

CAMMESA deberá realizar las actividades definidas en la Resolución SE Nº 305/98 para cada uno de los subproyectos que se ejecuten.

Los documentos a presentar por CAMMESA en la Fase I son los siguientes:

Item	Nombre	Revisa	Aprueba
CM-01	Evaluación Comportamiento Dinámico del SADI	(*)	-
CM-02	Identificación de Islas	(*)	-
CM-03	Habilitación de Instalaciones de Arranque en Negro Existentes	(*)	-
CM-04	Evaluación de Presupuestos de Instalaciones de Arranque en Negro Existentes	(*)	SE
CM-05	Identificación de Necesidades de Nuevas Instalaciones de Arranque en Negro	(*)	-
CM-06	Evaluación de Presupuesto Islas - Fase I	(*)	SE
CM-07	Evaluación de Presupuesto Arranque en Negro - Fase I	(*)	SE
CM-08	Pronóstico de ENS evitada – Islas	(*)	-
CM-09	Pronóstico de ENS evitada - Arranque en Negro	(*)	-
CM-10	Manual para restablecimiento del SADI después de un colapso (Preliminar)	(*)	-
CM-11	Avance Mensual – Islas	(*)	-
CM-12	Avance Mensual – Arranque en Negro	(*)	-
CM-13	Informe de Auditoria de Costos	(*)	(**)
CM-14	Informe de Proyección de Fondos	(*)	SE
CM-15	Verificación Informe Final Isla - Fase I	(*)	(**)
CM-16	Verificación Informe Final Arranque en Negro - Fase I	(*)	(**)

CM-17	Términos de Referencia para el Análisis de la Metodología de Ensayos en Generadores	(*)	-

Ref: AC: Agente Coordinador - AP: Agente Propietario - SE: Secretaría de Energía

(*) CAMMESA

(**) Para información de la SE

5.17.4. TAREAS A CARGO DE LOS AGENTES COORDINADORES EN FASE I

Analizar los informes de estudios dinámicos e identificación de Islas elaborados por CAMMESA.

Acordar con la CAMMESA y los Agentes Propietarios los criterios técnicos a aplicar.

Definir las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves que conduzcan al colapso total o parcial del SADI, y los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello, individualizando a los Agentes Propietarios en cuyas instalaciones deben ser montados dichos equipamientos.

Preparar los términos de referencia de los estudios para evaluar el comportamiento dinámico de la isla.

Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.

Elaborar un anteproyecto preliminar definiendo la isla eléctrica, los automatismos y las instalaciones afectadas, individualizando a los Agentes Propietarios.

Elaborar el presupuesto de la Fase I del proyecto de la Isla: estudios, anteproyecto, y evaluaciones requeridas para preparar el presupuesto del proyecto.

Elaborar el presupuesto de la Fase I del proyecto de la Instalación de Arranque en Negro: estudios, anteproyecto, y evaluaciones requeridas para preparar el presupuesto del proyecto.

Acordar con los Agentes Propietarios, los criterios y metodologías para ensayar las unidades generadoras, y presentar una propuesta a CAMMESA.

Analizar los costos y beneficios de la isla considerando la confiabilidad de sus componentes y la probabilidad de los diferentes sucesos.

Coordinar y planificar los trabajos y realizar el seguimiento y control del avance del proyecto sobre la base del plan.

Informar mensualmente a CAMMESA sobre el avance de los trabajos sobre la base del cronograma acordado y el presupuesto aprobado.

5.17.5. INFORMES Y DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR POR LOS AGENTES COORDINADORES

El Agente Coordinador deberá ejecutar los Trabajos necesarios para satisfacer los objetivos planteados en la Resolución SE Nº 305/98, considerando muy especialmente los requerimientos y el cumplimiento de los plazos que se establecen, con el fin de posibilitar una mejor ejecución de cada subproyecto.

Los Agentes Coordinadores deberán presentar los siguientes documentos, en la Fase I, para la aprobación y/o revisión de CAMMESA:

Item	Nombre	Revisa	Acepta	Aprueba
AC-01	Criterios Técnicos – Isla	(*)	(*)	-
AC-02	Anteproyecto - Plan y Presupuesto - Isla - Fase I	(*)	(*)	SE
AC-03	Acuerdo con Agentes Propietarios Islas - Fase I	(*)	(*)	-
AC-04	Final Isla – Fase I	(*)	(*)	-
AC-05	Criterios Técnicos – Arranque en Negro	(*)	(*)	-

AC-06	Anteproyecto - Plan y Presupuesto – Arranque en Negro - Fase I	(*)	(*)	SE
AC-07	Acuerdo con Agentes Propietarios Arranque en Negro - Fase I	(*)	(*)	-
AC-08	Final Arranque en Negro - Fase I	(*)	(*)	-
AC-09	Avance Mensual – Isla	(*)	(*)	-
AC-10	Avance Mensual – Arranque en Negro	(*)	(*)	-

Además, TRANSENER S.A. deberá presentar a CAMMESA el siguiente informe:

AC-11	Metodología para ensayos de generadores - Isla y Arranque en Negro	(*)	(*)	-

Ref.: AC: Agente Coordinador - AP: Agente Propietario - SE: Secretaría de Energía (*): CAMMESA

5.17.6. TAREAS A CARGO DEL AGENTE PROPIETARIO EN FASE I

Suministrar en tiempo y forma los datos, informaciones e hipótesis requeridas sobre sus instalaciones actuales y previstas, y participar de las actividades programadas por el Agente Coordinador para cumplir con lo establecido en este procedimiento y con la Resolución SE N°305/98.

Definir y acordar con los Agentes Coordinadores los aspectos técnicos, y el proyecto de las obras a su cargo.

Acordar con los Agentes Coordinadores el plan, presupuesto y cronograma para la ejecución de los trabajos a su cargo.

Ejecutar todas las tareas necesarias para cumplir con las especificaciones de los trabajos, y los cronogramas convenidos con el Agente Coordinador.

Presentar el informe de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones existentes de arranque en negro.

INFORMES Y DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR POR LOS AGENTES PROPIETARIOS

El Agente Propietario deberá ejecutar los Trabajos necesarios para satisfacer los objetivos planteados en la Resolución SE Nº 305/98, con el fin de posibilitar una mejor ejecución de cada subproyecto.

Los Agentes Propietarios deberán presentar los siguientes documentos , en la Fase I, para la aprobación y revisión:

Item	Nombre	Revisa	Aprueba
AP-01	Presupuesto Operación y Mantenimiento de Instalaciones Existentes de Arranque en Negro	(*)	SE
AP-02	Anteproyecto, Plan, Presupuesto Isla - Fase I	AC	SE
AP-03	Anteproyecto, Plan, Presupuesto Arranque en Negro - Fase I	AC	SE
AP-04	Final Islas - Fase I	AC	AC
AP-05	Final Arranque en Negro - Fase I	AC	AC
AP-06	Presupuesto Isla – Fase II (Preliminar)	AC	-
AP-07	Presupuesto Arranque en Negro - Fase II (Preliminar)	AC	-
AP-08	Avance Mensual – Isla	AC	AC
AP-09	Avance Mensual – Arranque en Negro	AC	AC
AP-10	Pruebas y Documentación para Habilitación de Instalaciones de Arranque en Negro Existentes	(*)	(*)

Ref.: AC: Agente Coordinador - AP: Agente Propietario - SE: Secretaría de Energía - (*): CAMMESA

5.18. CONDICIONES GENERALES

5.18.1. INFORMES DE AVANCE

El Agente Propietario deberá presentar al Agente Coordinador informes de avance mensuales. Los Agentes Coordinadores presentarán informes de avance mensuales a CAMMESA. Para ambos informes se tendrá en consideración el temario propuesto en el Anexo II.

5.18.2. IDIOMA Y SISTEMAS DE UNIDADES

En todas las comunicaciones en relación a los servicios a brindar y en todos los documentos y planos provistos o preparados por el Contratista del Agente se utilizará el idioma español. La documentación técnica estándar sobre los equipos y servicios podrá presentarse en idioma Inglés.

Las características de diseño de todo el equipamiento deberán estar basadas en el Sistema Internacional de Unidades (SI).

5.18.3. NORMAS

Excepto que se especifique o implique lo contrario, los trabajos del Contrato deberán cumplir con la última edición de las especificaciones de las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), pero el Contratista del Agente podrá someter a aprobación equipos o materiales conformes a Normas Nacionales equivalentes del país de origen. En este caso se deberán suministrar copias de la Norma pertinente o las partes relevantes de la misma, en versión en idioma inglés.

5.19. RIESGOS Y SEGUROS

5.19.1. RIESGOS

Todos los riesgos de los trabajos corren por cuenta de los responsables de su ejecución: Agentes Propietarios y Agentes Coordinadores. Se deberán respetar las normas que cada agente posea con respecto a los seguros.

5.19.2. RESPONSABILIDAD CIVIL FRENTE A TERCEROS

Los Agentes Propietarios asumirán toda la responsabilidad por daños o perjuicios a terceros derivados de cualquier acción o evento asociado a los trabajos ejecutados en los emplazamientos de su propiedad debiendo por consiguiente contratar los seguros que consideren convenientes para cubrir esos riesgos. Los costos que surjan de la contratación de estos seguros, serán incluidos en el presupuesto del proyecto.

5.19.3. SEGUROS

El Contratista del Agente, el Agente Coordinador y el Agente Propietario deberán contratar seguros que cubran su responsabilidad por toda pérdida, gasto o reclamo que surja con respecto a la muerte o lesión ocasionada a cualquier persona empleada por los mismos a los fines de los trabajos.

5.20. FORMA DE PAGO DE LOS TRABAJOS FASE I

5.20.1. CERTIFICACIÓN DE LOS TRABAJOS

La forma de pago será contra certificaciones parciales.

El programa de certificaciones para cada uno de los subproyectos será el siguiente:

N°	Hito	Emitida	Certificado
0	Aceptación del Informe "Metodología para ensayos de generadores – Isla y Arranque en Negro (AC-11)"	CAMMESA	100%[1]
1	Aprobación por SE del Presupuesto Fase I (AC-02 / AC-06) y Presentación del Acuerdo (AC-03 / AC-07) a CAMMESA	CAMMESA	40%

2	Verificación Final Fase I (CM-15 y CM-16)	CAMMESA	60%

CAMMESA tendrá un plazo de 21 días para emitir el certificado correspondiente. Los porcentajes de certificación corresponden al presupuesto global por Isla o Instalación de Arranque en Negro. El prorrateo a cada uno de los Agentes, será el definido en los acuerdos.

5.20.2. FORMAS DE PAGO

Una vez emitido el certificado correspondiente, el Agente Coordinador/Propietario queda habilitado para la emisión de la factura, la que será abonada por CAMMESA dentro de los 7 días hábiles posteriores a su presentación.

5.20.3. MODIFICACIONES

El pago de las modificaciones aprobadas por la Secretaría de Energía se realizará en un 100% con la certificación del hito (2).

2 Pago al Agente Coordinador TRANSENER el 100 % del Presupuesto Aprobado de ésta tarea.

6. ANEXO I - HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE ARRANQUE EN NEGRO

6.1. OBJETIVO

En este Anexo se establecen los requerimientos para habilitación y pruebas de las instalaciones de Arranque en Negro.

6.2. DOCUMENTACIÓN

6.2.1. PLANOS CONFORME A OBRA

Se deberá disponer de la documentación conforme a Obra de toda la instalación. Esta documentación debe permitir investigar cualquier falla que se presente y analizar / revisar/ ilustrar los procedimientos operativos definidos para todas las condiciones especificadas en el manual de operación.

6.2.2. MANUAL DE MANTENIMIENTO

El manual de mantenimiento deberá contener la documentación estándar que describe las rutinas de mantenimientos y pruebas con los dibujos y planos necesarios para ejecutar el mantenimiento preventivo y correctivo.

El manual debe contener el procedimiento para registro de las intervenciones y pruebas de toda la instalación.

6.2.3. MANUAL DE OPERACIÓN

Contendrá la documentación completa para consulta y capacitación de los operadores. El manual deberá contener en forma clara los procedimientos para ejecutar las operaciones en todas las condiciones en que puede ser requerida el arranque de la unidad.

El manual debe incluir los dibujos y esquemas con todo el detalle necesario para ilustrar/ fundamentar/ respaldar toda acción que pueda ser responsabilidad del operador.

6.3. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

El Agente deberá presentar un análisis con la información disponible sobre la confiabilidad de la instalación de Arranque en Negro: datos, árboles de falla, probabilidad de éxito de arranque y cualquier otro dato proporcionado por el fabricante que permita evaluar la confiabilidad de la instalación.

6.4. ENSAYOS

Tanto el ensayo como el procedimiento de ensayo será convenido en cada caso por el Agente y CAMMESA teniendo en consideración normas internacionales y recomendaciones del fabricante.

6.4.1. ENSAYOS REQUERIDOS PARA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Se deben ejecutar todos los ensayos especificados en el PT N°9.

6.4.2. PRUEBA DE ARRANQUE

Esta prueba consiste en un arranque en frío de la unidad siguiendo el plan indicado en el manual de operaciones eligiendo por sorteo y/o según requerimiento de CAMMESA uno de los posibles escenarios en los que puede ser requerido el arranque de la unidad.

6.4.3. PRUEBA DE ESCALÓN EN LA REFERENCIA DE FRECUENCIA CON LA UNIDAD AISLADA DE LA RED

Esta prueba consiste en realizar una modificación de la consigna de velocidad de 49,5 Hz a aproximadamente 50,5 Hz registrando el comportamiento de la frecuencia/velocidad de la unidad. Se determinará el sobrepico y tiempo de establecimiento. El objetivo del ensayo es evaluar la calidad del control de frecuencia que tiene la unidad durante la operación en red aislada.

6.4.4. PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD AISLADA DE LA RED

Durante 20 minutos, con la unidad operando aislada de la red se registrará, la tensión en bornes, la frecuencia y los parámetros críticos (temperaturas, etc.) para el funcionamiento de la unidad. Se debe verificar que la tensión en bornes permanezca en la banda de 1% y la frecuencia 0.1Hz.

6.4.5. PRUEBA DE PUNTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR CONECTADO A LA RED.

Se requiere verificar el funcionamiento del generador en 4 puntos elegidos sobre el límite capabilidad de la unidad: al 50 y 100 % de potencia activa límite superior (sobrexcitada) e inferior (subexcitada) de reactivo

6.5. TIEMPO DE ARRANQUE EN NEGRO

Se define como Tiempo de Arranque de una instalación de Arranque en Negro, el tiempo requerido desde que se recibe la orden de puesta en marcha, hasta que el generador principal entrega el 50% de su potencia, considerando que las operaciones en la red no agregan demoras. El Agente deberá definir y fundamentar el Tiempo de Arranque en base a resultado de ensayos, información del fabricante y análisis de las operaciones requeridas durante el arranque de la unidad.

6.6. PLANILLA DE DATOS DE LA INSTALACIÓN DE ARRANQUE EN NEGRO

Todos los datos de la Planilla corresponden a la unidad generadora principal

	UNIDAD	VALOR (**)	OBSERVACIÓN.
Tiempo de arranque medido	(seg)		
Sobrepico en vacío para variación en la consigna de velocidad	(%)		
Tiempo de establecimiento para una variación en la consigna de velocidad	(seg)		
Verificación del funcionamiento de la unidad aislada durante 20 minutos	--	SI NO (*)	
Verificación de la curva de capabilidad del generador	--	SI NO (*)	
Menor umbral de sobrefrecuencia que desconecta la unidad	(Hz)		
Tiempo de ajuste del menor umbral de sobrefrecuencia	(seg)		
Mayor umbral de subfrecuencia que desconecta la unidad	(Hz)		
Tiempo de actuación del mayor umbral de subfrecuencia	(seg)		

Umbral inferior de la protección de sobretensión	(%)		
Umbral superior de la protección de subtensión	(%)		

(*) Tachar lo que no corresponda

(**) Medido o Ajustado

7. ANEXO II - TEMARIO PROPUESTO PARA EL INFORME DE AVANCE MENSUAL

7.1. INTRODUCCIÓN

Periodo, número de informe.

7.2. INFORME DE ACTIVIDADES

Trabajos comenzados

Trabajos en curso

Trabajos completados en el periodo

Eventos más importantes.

7.3. CRONOGRAMA

Revisión general del crongrama mostrando el estado de avance contra lo programado

Actividades planeadas para el próximo periodo (mes).

Informe de demoras

Temas críticos que afectan el proyecto.

7.4. MODIFICACIONES

Alcance

Costos

7.5. COORDINACIÓN

Lista de reuniones realizadas

Reuniones previstas

Comunicaciones enviadas

Comunicaciones recibidas

Listado de la información requerida no recibida.

7.6. DOCUMENTACIÓN

Documentos producidos

Documentos en preparación

P.T. 17: TRANSACCIONES DE ALIVIO DE CARGA

1. REQUISITOS GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE CORTES

Ser Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM y MEMSP).

Los agentes Distribuidores estarán habilitados exclusivamente para comprar cortes a los Grandes Usuarios Mayores (GUMA's) de su Nodo Equivalente de Corte (NEC), en tanto que los GUMA's podrán comprar y vender en función de la calidad de servicio requerida.

Para realizar transacciones de corte entre Grandes Usuarios Mayores (GUMA's), ambos deben pertenecer al mismo Nodo Equivalente de Corte (NEC).

Los Grandes Usuarios Mayores (GUMA's) que oferten Cortes, deben tener excedentes de corte suficientes por encima de la Potencia que les corresponde cortar y deben contar con los instrumentos necesarios para el corte, la transacción, y la recepción de comunicaciones para la reposición del servicio. Los medios de comunicación deberán responder a lo establecido en el punto 6.1.1 del presente Procedimiento.

Los Distribuidores únicamente pueden incluir en su Esquema de Corte a los Grandes Usuarios Mayores (GUMA's) que así lo soliciten y que se encuentren conectados dentro de su área de concesión (y dentro del Nodo Equivalente de Corte correspondiente en caso de que la Distribuidora se encuentre dividida en más de un Nodo Equivalente de Corte).

2. DEFINICIÓN DE LOS COMPROMISOS Y RESPONSABILIDADES DE LOS PARTICIPANTES

DISTRIBUIDORES, pueden participar incluyendo dentro de su esquema de cortes a los Grandes Usuarios Mayores (GUMA's) que se encuentran dentro de su área de Distribución y que lo hubiesen solicitado formalmente.

Los Grandes Usuarios Mayores (GUMA's), pueden tener su propio Esquema de Cortes, pueden ofertar excedentes de corte a otros GUMA's ó Distribuidores, pueden comprar cortes a otro/s GUMA's, o pedir estar incluido dentro del Esquema de Cortes del Distribuidor que tiene la concesión del servicio al cual se hallan conectados.

Junto con los datos para la Programación Estacional de Verano, los Grandes Usuarios Mayores que hayan optado por formalizar Convenios con Distribuidores y los Grandes Usuarios Mayores que hayan contratado con otro Gran Usuario Mayor el Esquema de Corte, deberán informar a CAMMESA el traslado de responsabilidades acordado y el costo de la transacción.

CAMMESA publicará en la correspondiente Programación Estacional de Verano, una lista con el resumen de los datos contenidos en los Convenios y Contratos presentados por los Grandes Usuarios Mayores. Para el tratamiento de eventuales cuestionamientos sobre lo publicado, será de aplicación lo establecido en el régimen de observaciones a dichas Programaciones.

Quien asume el compromiso por el Corte es responsable de cumplir con las condiciones acordadas a todos los efectos previstos en LOS PROCEDIMIENTOS.

3. DEFINICIÓN DEL NODO EQUIVALENTE DE CORTE

CAMMESA determinará los Nodos Equivalentes de Corte (NEC) en base a los criterios que se presentan a continuación, y los publicará junto con la Programación Estacional Provisoria de Verano.

3.1. CRITERIOS PARA LA DEFINICIÓN Y PUBLICACIÓN

La definición de los NODOS EQUIVALENTES DE CORTE (NEC) se realizará teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) Los NODOS EQUIVALENTES DE CORTE (NEC) se definen sobre la red de 500 KV. Se considerarán pertenecientes a un NODO EQUIVALENTE DE CORTE (NEC) todos los Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores (GUMA's) vinculados directa o indirectamente a las barras de 500 KV que lo integran.

b) Pertenecen a un mismo NODO EQUIVALENTE DE CORTE (NEC) todas las barras de la red de 500 KV que permanecen vinculadas eléctricamente cuando se examinan todas las fallas típicas1 y

atípicas2 de alta probabilidad sobre el sistema de 500 KV. No se consideran para su determinación las posibles vinculaciones entre nodos de 500 KV a través de redes de menor nivel de tensión.

c) Las barras de 500 KV que pertenecen a un mismo NODO EQUIVALENTE DE CORTE (NEC) deben vincular a Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores (GUMA's) con el mismo Esquema de Cortes por Subfrecuencia.

d) Las barras de 500 KV identificados en (a) pueden ser agrupadas a los efectos de formar un NODO EQUIVALENTE DE CORTE (NEC) con otras cuando los recursos estabilizantes y la reducción operativa de demanda no resulten efectivos para evitar el colapso del área a la que pertenecen. Un caso particular lo representan las barras de 500 KV a las que no estén vinculadas directa o indirectamente unidades de generación.

e) A los efectos de ampliar las posibilidades de transacciones de corte se buscará agrupar el mayor número de barras de 500 KV en un mismo NODO EQUIVALENTE DE CORTE (NEC) siempre que no afecte la seguridad del sistema y la equidad del sistema de cortes.

f) Los NODOS EQUIVALENTES DE CORTE determinados a través de la aplicación de los puntos (a) a (e) podrán ser redefinidos cuando se afecte la seguridad del sistema o se produzcan variaciones de frecuencia o de su derivada entre barras de 500 KV del mismo, que afecten la equidad del sistema de cortes.

3.1.1. SISTEMA PATAGONICO

A los efectos de la definición de los Nodos Equivalentes de Corte para el Sistema Patagónico se deben considerar las siguientes modificaciones:

a) Los NODOS EQUIVALENTES DE CORTE se definen sobre la red de TRANSPA;

b) A los efectos de la definición de los NODOS EQUIVALENTES DE CORTE la falla considerada es la simple;

c) Existe un único esquema de alivio de carga.

1. Fallas típicas de alta probabilidad son las fallas simples sobre las líneas de 500 kV.
2. Fallas atípicas de alta probabilidad son las fallas dobles en el corredor Chocón-Ezeiza

3.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS NODOS EQUIVALENTES DE CORTE

Anualmente, junto con la preparación de la Programación Estacional Provisoria de Verano, CAMMESA evaluará el desempeño de las áreas definidas como Nodos Equivalentes de Corte. De observarse que, en aras de mantener y/o mejorar la seguridad y calidad del Sistema, resulta necesario reconfigurar alguno/s de los mismos, publicará los nuevos Nodos Equivalentes de Corte junto con la Programación Estacional Provisoria de Verano, indicando además los Contratos de Comercialización de Cortes y/o los Convenios que se ven afectados por la reconfiguración.

4. PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS DE LA COMERCIALIZACIÓN DE CORTES

4.1. MERCADO ESTACIONAL DE CORTES

4.1.1. PRESENTACIÓN DE LAS OFERTAS DE CORTE. PLAZOS Y FORMAS.

Junto con los datos para la Programación Estacional de Verano, las partes que se encuentren en condiciones de ofrecer Potencias de Corte destinada a cubrir los Esquemas de Corte de otros Agentes demandantes, podrán informarlo a CAMMESA a fin de participar en el Mercado Estacional de Cortes. A tales efectos se proveerá un Formulario que deberán completar proveyendo la información solicitada por CAMMESA que incluirá, como mínimo, lo siguiente:

1. La identificación del oferente (empresa, suministro).
2. La potencia excedente de su propio corte, ofrecida en cada escalón, por cada bloque horario, a lo largo de un período anual.
3. La duración de las ofertas, en períodos anuales.
4. Los datos de la empresa oferente a fin de que los demandantes puedan establecer contacto con la misma (representante, número de teléfono).

4.1.2. PRESENTACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE CORTE. PLAZOS Y FORMAS.

Junto con los datos para la Programación Estacional de Verano, las partes que requieran potencias destinadas a cubrir sus esquemas propios de corte podrán informarlo a CAMMESA a fin de participar en el Mercado Estacional de Cortes. A tales efectos se proveerá un Formulario que deberán completar proveyendo la información solicitada por CAMMESA que incluirá, como mínimo, lo siguiente:

1. La identificación del demandante (empresa, suministro).
2. La potencia requerida en cada escalón, por cada bloque horario, a lo largo de un período anual.
3. La duración de la demanda, en períodos anuales.
4. Los datos de la empresa demandante a fin de que los oferentes puedan establecer contacto con la misma (representante, numero de teléfono).

4.1.3. REVISIÓN DE LAS OFERTAS Y REQUERIMIENTOS DE CORTES. CRITERIOS PARA LA ACEPTACIÓN Y RECHAZO.

El OED (CAMMESA) verificará que las ofertas y demandas se ajusten a los requerimientos de información indicados en los puntos 4.1.1. y 4.1.2. El incumplimiento de cualquiera de estos requisitos será motivo suficiente para que el OED rechace la información recibida y no la incluya en la correspondiente Programación Estacional Provisoria de Verano, lo cual pondrá en conocimiento de las partes, informando los motivos. Además en dicha Programación se informará el tipo de ofertas y demandas rechazadas y los motivos del rechazo, sin identificar a los agentes involucrados.

4.1.4. PUBLICACIÓN EN LA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL PROVISORIA

Las informaciones de Ofertas y Demandas de Corte aceptadas, serán publicadas en la Programación Estacional Provisoria de Verano para conformar el Mercado Estacional de Cortes. Las partes vendedoras y compradoras de Corte, podrán recurrir a la misma para establecer acuerdos destinados a cubrir Esquemas de Corte.

4.1.5. PRESENTACIÓN DE LOS ACUERDOS DE TRANSACCIONES DE CORTES. PLAZOS Y FORMAS

Dentro de los quince (15) días de publicada la Programación Estacional Provisoria de Verano, las partes que hayan concurrido al Mercado Estacional de Cortes y hayan efectuado acuerdos, deberán presentar a CAMMESA la información relativa a los mismos, conforme los lineamientos indicados en el punto “4.2.1 Presentación de los acuerdos de Transacciones de Cortes. Modalidad, Plazos y Condiciones“ del presente Procedimiento Técnico.

4.1.6. REVISIÓN DE LOS ACUERDOS DE TRANSACCIONES DE CORTES. CRITERIOS PARA LA ACEPTACIÓN Y RECHAZO

Se seguirán los criterios establecidos en el punto “4.2.2. Revisión de los acuerdos de transacciones de cortes. Criterios para la aceptación y rechazo”, del presente Procedimiento Técnico.

4.1.7. PUBLICACIÓN EN LA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DEFINITIVA DE VERANO

Los acuerdos resultantes del Mercado Estacional de Cortes serán publicados, para conocimiento del Mercado, en la correspondiente Programación Estacional Definitiva de Verano.

4.2. CONVENIOS PARA CUBRIR CORTES Y MERCADO A TÉRMINO DE CORTES

4.2.1. PRESENTACIÓN DE LOS ACUERDOS DE TRANSACCIONES DE CORTES. MODALIDAD, PLAZOS Y CONDICIONES

Junto con los datos para la Programación Estacional de Verano, las partes que hayan formalizado Convenios para cubrir sus cortes deberán informar a CAMMESA el traslado de responsabilidades acordado y el costo de la transacción. A tales efectos CAMMESA proveerá un Formulario que deberán completar proveyendo, como mínimo, la siguiente información:

1. Los datos identificatorios de las partes que suscriben el Convenio.

2. En el caso de tratarse de un Convenio entre Grandes Usuarios Mayores (GUMA's), las potencias compradas y vendidas en cada escalón de corte, por cada bloque horario, a lo largo de un período anual, o bien la declaración de que se trata de un Convenio por el cubrimiento conjunto de los cortes que deba efectuar la totalidad de la demanda de las partes que intervienen.
3. En el caso de tratarse de un Convenio entre un Gran Usuario Mayor (GUMA) y un Distribuidor, la solicitud del GUMA y la aceptación del Distribuidor para incluirlo dentro de su esquema de cortes, haciéndose este último responsable de cubrir los cortes del GUMA como si fuera su propia demanda. El Distribuidor deberá declarar expresamente que el Convenio cumple lo establecido en el punto 4 del Anexo 35 "Mercado de ofertas de cortes", para cada GUMA incluido en su esquema de corte. Además, en forma previa a cada Programación Estacional de Verano, el Distribuidor deberá informar la potencia cortada en cada escalón de corte, por cada bloque horario, a cada uno de los GUMA's incluidos en su esquema de corte, durante el último período anual.
4. La duración del Convenio, en períodos anuales, debiendo ser como mínimo de 1 (uno) año.
5. Las condiciones comerciales de la transacción.

La información deberá ser presentada a CAMMESA por los responsables de las empresas que suscriben el acuerdo. Solamente serán registrados y publicados en la Programación Estacional Definitiva de Verano, aquellos convenios que puedan ser posteriormente administrados comercialmente por CAMMESA. Además, en dicha Programación se informará el tipo de convenios rechazados y los motivos del rechazo, sin identificar a los agentes involucrados.

4.2.2. REVISIÓN DE LOS ACUERDOS DE TRANSACCIONES DE CORTES. CRITERIOS PARA LA ACEPTACIÓN Y RECHAZO

El OED (CAMMESA) verificará que los acuerdos cumplan con los siguientes requisitos:

1. los establecidos en el punto "1. Requisitos Generales para la participación en el Mercado de Cortes" del presente Procedimiento Técnico.
2. los establecidos en el punto "4.2.1 Presentación de los acuerdos de Transacciones de Cortes. Modalidad, Plazos y Condiciones" del presente Procedimiento Técnico.
3. Que las Potencias de Corte adquiridas por la parte compradora a otro Gran Usuario Mayor (GUMA), o convenidas con el Distribuidor cuando esto es posible, resulten suficientes para completar el Esquema de Corte que le corresponde al GUMA.
4. Que las potencias ofrecidas por los agentes no excedan la capacidad de oferta del agente individual, entendiendo por tal la diferencia entre su demanda y el corte propio.
5. Que en los Contratos por el cubrimiento conjunto de los cortes, esté claramente identificada la parte que asume como propia la totalidad de la demanda involucrada y que es sujeto responsable ante las transacciones de corte.
6. Que cuente con las firmas y certificaciones requeridas

CAMMESA dispondrá un plazo de quince (15) días para analizar los acuerdos presentados. El incumplimiento de cualquiera de los requisitos indicados de 1 a 6, y/o la existencia de cláusulas del Acuerdo de Partes (Convenio) que no sean administrables o la existencia de condicionamientos que puedan impedir su administración, será motivo suficiente para que el OED rechace el acuerdo implicando la no administración del mismo, lo cual pondrá en conocimiento de las partes, exponiendo los motivos.

4.2.3. PUBLICACIÓN EN LA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL PROVISORIA Y DEFINITIVA DE VERANO.

La información aportada por las partes respecto de los acuerdos para cubrir cortes será publicada en la Programación Estacional Provisoria y Definitiva de Verano. Para el tratamiento de eventuales cuestionamientos sobre lo publicado, será de aplicación lo establecido en los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) para observaciones a dichas Programaciones.

4.2.4. FINALIZACIÓN DE LOS ACUERDOS DE TRANSACCIONES DE CORTES.

Los Contratos y Convenios realizados entre Agentes del MEM podrán tener cláusulas rescisorias, las cuales deberán cumplir con las mismas condiciones de plazos y modalidades de aplicación de los Contratos del Mercado a Término del MEM, debiendo cumplir con los requisitos de administrabilidad por parte del OED.

5. INTERVALOS DE DURACIÓN – RESTRICCIONES FORZADAS Y PROGRAMADAS

La actuación del esquema de alivio de cargas luego de una falla de un equipo de generación o transporte permite mantener el sistema equilibrado y controlar la evolución de la frecuencia en el Sistema. Una vez evaluada por el OED la situación e identificadas las acciones a tomar para el restablecimiento de los cortes, se analizan las perspectivas de duración de los mismos. En caso de que la reserva convocada sea suficiente para cubrirlos, los mismos se irán reponiendo a medida que la misma va entrando en servicio. En caso contrario, los cortes remanentes deberán reasignarse en función de las garantías que brinden los contratos de suministro a los demandantes.

La duración de los cortes asociados a la falla que provocó la actuación del esquema de alivio de cargas, a los efectos de calcular las compensaciones correspondientes, deberá restringirse a la asociada al momento en que las restricciones forzadas pasan a ser programadas.

5.1. DURACIÓN DEL CORTE

El Tiempo de Reposición de la Demanda Cortada (TRd) se subdivide en dos etapas. Una debida al Sistema (TS), que media desde el momento en que se produce la falla hasta el momento en que el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) comunica la instrucción operativa de reposición, parcial o total de cortes. Otra, atribuible al Centro de Control del Area, el cual debe ordenar la reposición efectiva a los agentes demandantes (TD), constituyendo éste el tiempo que media entre el momento en que se ordena desde el COC a los Centros de Control del Area la reposición de cortes hasta que los mismos son repuestos. Estos tiempos serán calculados para cada Nodo Equivalente de Corte (NEC).

Consecuentemente, el OED informará a los responsables del corte que el sistema está en condiciones de recuperar un determinado porcentaje de la demanda previamente interrumpida, sin embargo para la reposición los Agentes deberán esperar la instrucción operativa de reconexión proveniente del Centro de Control de Area respectivo.

La duración de los cortes asociados a la falla que provocó la actuación del esquema de alivio de cargas, a los efectos de calcular las compensaciones correspondientes, concluirá a la hora en que la orden de reconexión, parcial o total de la demanda, impartida por el Centro de Control del Area formalmente a todos los Agentes de su área, se haya hecho efectiva.

6. PROCEDIMIENTO DE REPOSICIÓN DE CORTES

6.1. RESPONSABILIDAD DE LOS CENTROS DE OPERACIÓN

6.1.1. RESPONSABILIDADES OPERATIVAS

Cuando se originen Cortes de Demanda por la actuación de los Automatismos de Alivio de Carga, el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) evaluará la evolución del Sistema y, una vez que las condiciones de la operación lo permitan, ordenará la reposición de cortes en forma total o parcial a los diferentes Centros de Control de Área (COT, COTDT ó COD), quienes a su vez retransmitirán la orden a los Agentes conectados dentro del ámbito de la red que operan, a fin de que los mismos procedan a la normalización del servicio ejecutando las maniobras para normalizar los alimentadores desconectados por el sistema de Alivio de Carga.

Tanto los Centros de Control de Area como los Agentes conectados a éstos, deberán establecer medios de comunicación que reduzcan los tiempos muertos de la misma y permitan auditar los tiempos y formas en que se ordenó y ejecutó la reposición del servicio. Al respecto en los casos de GUMA's que tengan instalados sistemas de alivio de carga, deberán disponer como mínimo de sistemas de PAGERS y/o BIPPERS que permitan distribuir la comunicación a listas de usuarios, desde los Centros de Control de su área.

En el caso de regiones donde no estén disponibles sistemas comerciales de este tipo, CAMMESA definirá con participación del agente responsable del Centro de Control y de los agentes involucrados, el sistema que considere más adecuado dentro de los existentes en esa zona. A tales efectos, los Centros de Control de Area deberán utilizar sus propios medios de comunicación, y los Agentes conectados dentro del ámbito de la red que operan deberán disponer de los medios de recepción adecuados a tal comunicación. En caso de que algún/os Agentes recurran las decisiones tomadas por CAMMESA, las objeciones presentadas serán informadas por ésta al ENRE, a efectos de su resolución definitiva, mientras tanto se aplicará el esquema de comunicaciones definido por CAMMESA.

6.1.2. EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL PROCEDIMIENTO DE REPOSICIÓN

El Esquema de Reposición de la Carga debe dar tratamiento equitativo a todos los Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores que cortaron por actuación del esquema de alivio de carga, en lo referido a minimizar los tiempos de reposición.

CAMMESA, por aplicación del Procedimiento Técnico N° 11, realizará los controles pertinentes a los procedimientos de reposición de cortes y las operaciones ejecutadas luego de cada perturbación, con el fin de verificar que se cumplan los criterios mencionados para reducir la duración de los cortes a lo estrictamente imprescindible.

7. RELÉS DE FRECUENCIA DE LOS USUARIOS

Los usuarios deberán instalar equipos adecuados a las exigencias de prestaciones del Esquema de Alivio de Cargas previsto en el MEM.

CAMMESA tendrá la potestad de verificar físicamente la existencia de los respectivos Relés y el correcto funcionamiento de los mismos, a pedido de otros agentes del MEM, o por considerar necesaria una auditoría ante incumplimiento de los compromisos asumidos por parte de un Agente.

8. MEDICIÓN

8.1. MEDICIÓN DE FRECUENCIA

A los efectos de verificar el cumplimiento de los compromisos de Alivio de Carga de los Agentes CAMMESA registrará en cada uno de los Nodos Equivalentes de Corte la evolución de la frecuencia y su derivada, en oportunidad de registrarse variaciones de estas magnitudes que provoquen la actuación de los relés de corte. Los valores así obtenidos se utilizarán para calcular las transacciones de corte.

8.1.1. CARACTERÍSTICAS Y UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS PARA EL REGISTRO DE LA FRECUENCIA.

Los equipos para medición de la frecuencia deberán permitir registrar la frecuencia, almacenando, ante cualquier evento que de origen a una actuación de los sistemas de alivio de carga, los valores de frecuencia y derivada de frecuencia medidos y registrados. Así mismo, deberán cumplir con la precisión requerida para la medición de la frecuencia y derivada de la frecuencia y tener una capacidad de almacenamiento acorde a las necesidades.

Los equipos para medición de la frecuencia se instalarán en Estaciones de 500 KV pertenecientes a cada Nodo Equivalente de Corte. Los mismos serán definidos por CAMMESA, que en todos los casos tratará de utilizar el equipamiento disponible en los Centros de Control, siempre que éstos reúnan los requisitos de precisión establecidos en la Res. SE 208/98 y en este Procedimiento Técnico, buscando en cada caso la solución técnica más adecuada y posteriormente la más económica para el MEM.

En el caso de quedar más de un Equipo de Medición de Frecuencia dentro de un área, se considerará como Principal, en base al cual se realizará el análisis pertinente, el que esté ubicado más cerca del Centro de Carga del Area afectada.

8.1.2. INSTRUMENTACIÓN, RESPONSABILIDAD, PLAZOS Y ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS

Teniendo en cuenta lo establecido en el punto 8.1.1 CAMMESA adquirirá equipos por cuenta y orden del MEM, en los menores plazos posibles. La TRANSPORTISTA o TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE propietaria de la Estación donde se instalen los equipos tendrá la obligación de realizar la instalación y el mantenimiento de los equipos. Asimismo deberá contratar una línea telefónica para que CAMMESA pueda acceder vía modem a los equipos registradores. Los costos incurridos por las TRANSPORTISTAS para la instalación y operación de los Equipos Registradores de la Frecuencia en el Nodo Equivalente de Corte, serán reconocidos por CAMMESA, previa aprobación del presupuesto presentado.

8.2. RESPONSABILIDADES DE LOS GUMA, DISTRIBUIDORES Y DE CAMMESA EN LA MEDICIÓN DE LA POTENCIA CORTADA

Cada vez que actúe el Esquema de Alivio de Cargas, los Agentes que tengan instalado un Esquema Propio de Alivio de Cargas, deberán remitir a CAMMESA la información correspondiente a cada perturbación que haya provocado la actuación del esquema de alivio de cargas. La información requerida deberá estar disponible en CAMMESA en los plazos establecidos por el Procedimiento Técnico N° 11, en el formato de la

Planilla que CAMMESA proveerá al efecto y por el / los medio / s informático / s que CAMMESA proponga oportunamente, y el Agente defina como escogido. La información requerida será la siguiente:

- Los Agentes demandantes con Esquema Propio de Corte, informarán la demanda propia registrada antes de producirse la perturbación, la hora, magnitud y duración del corte.
- Para la transacción correspondiente a los agentes sin Esquema Propio de Corte, se considerará el Convenio registrado ante CAMMESA, y a los efectos de verificar que haya cumplido con su obligación, se tomará la medición SMEC correspondiente a la hora de actuación del Esquema de Alivio de Carga.
- En particular los Distribuidores, adicionalmente a la información correspondiente a su propio Esquema de Alivio de Carga, deberán informar la potencia cortada y el tiempo de interrupción de todos y cada uno de los GUMA's incluidos en su propio esquema de alivio de cargas, en base a los convenios respectivos, en la Planilla que CAMMESA diseñará al respecto.

En caso de que los Agentes no remitan la información en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico N° 11, una vez transcurridas 72 horas hábiles posteriores al evento, se entenderá que no actuó su Esquema Propio de Alivio de Carga, y CAMMESA procederá de acuerdo a lo estipulado para estos casos.

8.2.1. INFORMACIÓN A LOS RESPONSABLES DE LOS CORTES.

En el parte semanal, sección “4. Alivio de Carga” se indicarán los resultados de calcular la potencia cortada para cada evento de Desconexión Automática de Cargas por actuación de Relés de Subfrecuencia.

Se indicarán para cada evento ocurrido en la semana:

- Los parámetros que definen el evento,
- La información suministrada por los Agentes, la cual se especifica en 8.2. Responsabilidades de los GUMA, Distribuidores y de CAMMESA en la Medición de la Potencia Cortada.

8.3. OBSERVACIONES DE LOS AGENTES

Para la presentación de las observaciones de los Agentes, referida a la información resultante por actuación de los Esquemas de Alivio de Carga, valen los mismos plazos que para las que se realizan al "Parte Semanal".

9. TRANSACCIONES DE CORTE

9.1. CÁLCULO DE LOS APARTAMIENTOS ENTRE LOS CORTES REALIZADOS Y COMPROMETIDOS.

9.1.1. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ESCALONES DE CORTE QUE DEBIERON ACTUAR.

Se considerará que un escalón debió actuar si el valor mínimo al que llegó la medición de frecuencia realizada por CAMMESA en cada Nodo Equivalente de Corte resultó menor que la frecuencia de corte de dicho escalón menos CERO COMA CERO CUATRO HERTZ (0,04 Hz), o en el caso del relé de derivada o decremental, si la pendiente de caída de la frecuencia registrada resultó en valor absoluto mayor que la pendiente de corte del escalón más CERO COMA CERO CINCO HERTZ POR SEGUNDO (0,05 Hz/seg).

En el caso de relés decrementales la medición de la pendiente se realizará a partir de la determinación del tiempo transcurrido para que la frecuencia descienda desde 49,2 a 48,9 Hz.

En el caso de relés de derivada de frecuencia la pendiente medida se obtiene como el promedio de 5 valores consecutivos de la derivada registrados cada diez milisegundos (medio ciclo). Para determinar la actuación del escalón de cortes por relés de derivada se aplica la temporización definida en el PT 4 menos 20 milisegundos.

9.1.2. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ESCALONES DE CORTE SOBRE LOS QUE SE RECONOCERÁN LAS COMPENSACIONES.

No se reconocerán compensaciones por los cortes en exceso producidos por relés de frecuencia absoluta en escalones con frecuencias de corte inferiores al valor mínimo al que llegó la frecuencia del sistema menos CERO COMA CERO CUATRO HERTZ (0,04 Hz), ni producidos por relés decrementales o de derivada con pendiente mayor que la pendiente medida en valor absoluto de la caída de la frecuencia más CERO COMA CERO CINCO HERTZ POR SEGUNDO (0,05 Hz/seg).

Las mediciones de las pendientes de los Relés Decrementales y de Derivada se realizarán de acuerdo a lo indicado en el punto “9.1.1. Criterios para la determinación de los escalones de corte que debieron actuar” del presente Procedimiento Técnico.

En los casos en que la pendiente de caída de la frecuencia justifica la actuación del escalón incremental o de derivada y éste no hubiere actuado, no se le reconocerá, si lo hubiera, pago por ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) en los escalones absolutos inferiores a CUARENTA Y OCHO COMA OCHO HERTZ (48,8 Hz) que hayan actuado.

9.1.3. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CORTES COMPROMETIDOS EN AQUELLAS ÁREAS DONDE SE HAYAN ESTABLECIDO CONVENIOS ENTRE GUMA'S Y DISTRIBUIDORES, EN LOS CUALES LOS GUMA'S SOLICITARON O ACEPTARON SU INCLUSIÓN DENTRO DEL ESQUEMA DE CORTES DE LOS DISTRIBUIDORES

Cada vez que actúe el Esquema de Alivio de Cargas, se considerará al conjunto de los GUMA's con los que el distribuidor haya realizado convenios, como un único Gran Usuario Mayor que debe cumplir con el Esquema de Alivio de Carga que le corresponda por la aplicación del escalonamiento establecido en el PT Nº 4, información que deberá ser provista de acuerdo a lo indicado en el punto 8.2 Responsabilidades de los GUMA, Distribuidores y de CAMMESA en la Medición de la Potencia Cortada.

De verificarse que la demanda cortada resulta menor que la potencia que corresponde cortar al conjunto de los GUMA's incluidos en el Esquema de Alivio del Distribuidor, el OED debe considerar que el corte resulta insuficiente y procederá a informar al ENRE el incumplimiento del compromiso asumido y el costo correspondiente al valor del Costo de la Energía Cortada (CEC).

9.1.4. CRITERIOS A APLICAR EN EL CASO DE DIVISIÓN DE UN NODO EQUIVALENTE DE CORTE.

En el caso de ocurrencia de una falla no contemplada para la conformación de los Nodos Equivalentes de Corte, afecte una línea de 500 KV interna a un Nodo Equivalente de Corte, y como consecuencia de la misma, éste se divida quedando la parte compradora y vendedora en un Acuerdo de Transacciones de Corte desvinculadas eléctricamente, se tratarán estos Contratos y/o Convenios de la misma forma que en el caso de Contratos en el Mercado a Término, correspondiendo la aplicación del punto “4.7.2. Restricciones en el Suministro en el Caso de Déficit en el MEM” del Capítulo “4. Mercado a Término” de LOS PROCEDIMIENTOS.

En consecuencia, se tratará la condición de cada uno como áreas desvinculadas, en las cuales cada una suministra y demanda del Mercado Spot, pero no se denunciará tal situación al ENRE por no corresponder.

9.2. CÁLCULO DE LAS COMPENSACIONES.

En base a los registros de frecuencia del Nodo Equivalente de Corte al que pertenece el Agente se procederá de acuerdo a lo estipulado en LOS PROCEDIMIENTOS.

9.3. LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE CORTE.

Las transacciones del Mercado de Cortes, serán informadas en el Documento de Transacciones Económicas, y serán de aplicación a las mismas, todos los derechos y obligaciones emergentes de LOS PROCEDIMIENTOS para las Transacciones Económicas.

10. EVALUACIÓN DE LA EQUIDAD Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CORTES.

Anualmente, CAMMESA evaluará la equidad y funcionamiento del Sistema de Cortes, e informará a la Secretaría de Energía a sus efectos.

11. INFORME AL ENRE DE LOS INCUMPLIMIENTOS DE LOS COMPROMISOS DE CORTE.

Mensualmente, CAMMESA informará al ENRE los Agentes que no cumplen con la obligación de instalar el Esquema de Alivio de Carga, así como el caso de aquellos que, teniendo Esquema Propio de Alivio de Carga, o teniendo un Convenio para comprar o vender Cortes, no cumplieron con los compromisos asumidos, ante los eventos que se hayan producido en el transcurso del mes.

P.T. 18: OPERACIÓN DE LOS GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES

1. OBJETO

El presente Procedimiento Técnico establece en qué condiciones del MEM la interrumpibilidad deberá ser requerida y establece la metodología que permita hacer efectivas las reducciones de demanda y su posterior restitución.

2. INTRODUCCIÓN

Dado que la reglamentación vigente establece para los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) la posibilidad de ofertar parte de su demanda como disponible a ser retirada del MEM en casos de emergencias en la operación o déficit en la oferta y/o capacidad de transporte (demanda interrumpible), debiendo considerarse tal demanda como una reserva en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para reemplazar faltantes, es necesario establecer las condiciones y la metodología a aplicar toda vez que se necesite que se haga efectiva la interrumpibilidad ofertada.

Como reconocimiento a la interrrumpibilidad de demanda ofertada, se considera que el Gran Usuario Interrumpible no hace uso de la reserva de potencia disponible en las máquinas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y no se le asignará, a su cargo por potencia, la compra de reserva.

3. CRITERIOS DE INTERRUMPIBILIDAD

Las condiciones generales previstas en “Los Procedimientos....” con respecto al tratamiento de las demandas interrumpibles establecen que:

- El Gran Usuario Mayor (GUMA) que oferta parte de su demanda como reserva a ser retirada del Mercado Spot ante casos de emergencias en la operación o déficit en la oferta y/o capacidad de transporte, se compromete -frente a una solicitud del OED de reducir su demanda con la correspondiente justificación- a realizarla hasta su potencia ofertada dentro de su tiempo comprometido.
- Ante emergencias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que requieran realizar en una o más áreas reducciones operativas de la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá solicitar en primer lugar la reducción comprometida de los GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI) del área siempre que ello sea operativamente posible. El GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE (GUI) podrá rehusarse al pedido en la medida que el preaviso sea con un tiempo inferior al ofertado.

La interrumpibilidad es considerada como una reserva de potencia y será requerida aplicando los siguientes criterios generales:

1. El recurso de interrumpibilidad sólo puede ser convocado por el OED.
2. Cuando por situaciones de emergencia o programadas, se establezca una situación de déficit de oferta en el SADI, tanto para el sistema en su conjunto o por formación de una área eléctricamente aislada por falla ó mantenimiento del Sistema de Transporte en Alta Tensión (STAT) , se solicitará la interrumpibilidad cuando, con la generación disponible no sea factible mantener la Reserva Rotante Operativa (RRO) requerida de acuerdo a LOS PROCEDIMIENTOS.
3. En casos de emergencias, quedará a criterio del OED, en virtud de la previsión que realice respecto a la magnitud del déficit, duración prevista del mismo, y la configuración del SADI según la falla, la conveniencia práctica de aplicar el procedimiento de requerimiento de interrumpibilidad.
4. Áreas importadoras, con restricciones debido a que se alcanzó un límite del Sistema de Transporte en Alta Tensión establecido como previsión para evitar el colapso total ante la pérdida del vínculo: se requerirá la interrumpibilidad una vez que se haya despachado toda la generación disponible en el área, siempre que con ello se logre respetar el límite para evitar el colapso.
5. Áreas importadoras, con restricciones debido a que se alcanzó un límite físico de un equipo y/o instalación del Sistema de Transporte en Alta Tensión, se utilizará en primera instancia la sobrecarga admisible del mismo, que hubiera definido el transportista, la cual se recupera despachando la generación del área hasta agotarla y se requerirá la interrumpibilidad como recurso previo a la

reducción de demanda. La reserva operativa para el área queda constituida por el nivel de sobrecarga recuperado.

6. Para las redes de Transporte por Distribución Troncal se aplicarán los mismos criterios que para la red de Transporte en Alta Tensión, tanto para los casos de formaciones de áreas eléctricamente aisladas como ante la saturación de un equipo de dicha red, que produzca faltantes en uno ó más nodos de la misma.
7. En lo referente a restricciones en equipos y componentes de las redes de Distribución, que presten funciones de PAFTT a los Grandes Usuarios, no se convocará la interrumpibilidad ya que tal servicio se presta sobre la base de que no existe prioridad en el uso de las instalaciones para el abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme.

Cuando se verifiquen las situaciones mencionadas, el OED iniciará el proceso de comunicación para solicitar, a los GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI) que corresponda, la interrumpibilidad comprometida según lo establecido en el presente Procedimiento Técnico.

4. COMUNICACIONES OPERATIVAS

Se deberán establecer mecanismos de comunicación que reduzcan los tiempos muertos de la misma y permitan auditar los tiempos y formas en que se ordenó y ejecutó la interrupción y reposición del servicio. Al respecto los Grandes Usuarios Interrumpibles, deberán disponer como mínimo, en oportunidad de ser reconocidos como Grandes Usuarios Interrumpibles, de sistemas de PAGERS y/o BIPPERS que permitan distribuir la comunicación a listas de usuarios, desde los Centros de Control de su área. Los Grandes Usuarios Interrumpibles sólo podrán contratar proveedores de tal servicio de comunicación que dispongan sistemas de registro para las mismas.

En el caso de regiones donde no estén disponibles sistemas comerciales de este tipo, CAMMESA definirá con participación del agente responsable del Centro de Control y de los Grandes Usuarios Interumpibles involucrados, el sistema que considere más adecuado dentro de los existentes en esa zona. Cuando la solicitud se realice en forma telefónica, la misma deberá realizarse mediante equipos que cuenten con grabación, o a través de sistemas informáticos en los que se pueda constatar dicha solicitud.

4.1. METODOLOGIA PARA SOLICITUD DE INTERRUMPIBILIDAD

El Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) comunicará a los diferentes Centros de Control de Area (COT, COTDT ó COD), quienes a su vez retransmitirán, en forma inmediata, la orden a los GUI conectados dentro del ámbito de la red que operan, a través del sistema de comunicación habilitado en oportunidad de su reconocimiento como Grandes Usuarios Interrumpibles. a fin de que los mismos procedan a desconectar la porción de demanda comprometida.

El Centro de Control de Area (COT, COTDT ó COD) que se defina en cada Programación Estacional a los efectos de la reposición de los cortes por relés de subfrecuencia, según se establece en el PT 17, será el responsable de la retransmisión de la solicitud de retiro de la potencia interrumpible ofrecida.

4.2. METODOLOGIA PARA SOLICITUD DE REPOSICIÓN

El Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) evaluará la evolución del Sistema y, una vez que las condiciones de la operación lo permitan, ordenará la reposición de la potencia interrumpida, canalizando la instrucción a través de los diferentes Centros de Control de Área (COT, COTDT ó COD), quienes a su vez retransmitirán la orden a los GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI) conectados dentro del ámbito de la red que operan.

4.3. PROTOCOLOS DE LAS COMUNICACIONES PARA EL REQUERIMIENTO DE LA REDUCCIÓN DE CARGA Y SU NORMALIZACIÓN

Los protocolos de las comunicaciones para requerir la reducción de carga comprometida por los GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI) serán los siguientes:

a) Entre el COC y cada CCA (o entre el CCA y los Distribuidores): “Debido a la emergencia..... se solicita el requerimiento del compromiso de interrumpibilidad a los siguientes Grandes Usuarios Interrumpibles de su área de responsabilidad....”

b) Entre el CCA y los GUI (o entre los Distribuidores y los GUI): “Debido a la emergencia..... se solicita la reducción de su potencia ofrecida a interrumpir como Gran Usuario Interrumpible dentro del tiempo comprometido”.

Los Protocolos de las Comunicaciones para la normalización serán los siguientes:

c) Entre el COC y cada CCA (o entre el CCA y los Distribuidores): “Debido a que la emergencia ha sido superada, se solicita la normalización de la demanda reducida por los Grandes Usuarios Interrumpibles”.

d) Entre el CCA y los GUI (o entre los Distribuidores y los GUI): “Debido a que la emergencia ha sido superada, se solicita la normalización de su demanda reducida.”

En los casos en que se utilicen Pagers o Beepers y no sea conveniente la utilización de expresiones extensas, se recurrirá a los mismos párrafos mediante una clara referencia a los mismos de la siguiente forma:

“Actuar según lo establecido en párrafo b) - o d) según corresponda - del PT 18.”

5. RESPONSABILIDADES

5.1. CENTROS DE CONTROL DE ÁREA

Los Centros de Control de Área y los Distribuidores cuando corresponda, serán responsables de transmitir las solicitudes del COC en forma inmediata. En caso de demora comprobada en la retransmisión de las instrucciones, se requerirán las correspondientes justificaciones.

5.2. GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI)

Serán responsables de tener permanentemente habilitados los recursos tecnológicos y de comunicaciones (según lo establecido en el Pt-17), para llevar adelante las instrucciones del OED y de los respectivos Centros de Control de Área.

Con el mismo objetivo, dispondrán permanentemente de recursos humanos adecuadamente capacitados y con la jerarquía necesaria como para cumplir adecuadamente con las instrucciones que se les impartan.

5.3. POTENCIA INTERRUMPIDA POR USUARIO

Una vez convocada la interrumpibilidad y dentro de los plazos fijados en las ofertas estacionales, el GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE (GUI) reducirá su demanda en el valor comprometido.

Este compromiso se mantiene vigente mientras dure la solicitud de interrumpibilidad.

CAMMESA informará, en el parte Post Operativo, el cumplimiento de los GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI), los que podrán realizar observaciones según los mecanismos establecidos.

5.4. CONTROL DE CUMPLIMIENTO:

En cada ocasión, el OED deberá controlar que la totalidad de los usuarios a los que se les requirió interrumpibilidad hayan cumplido con el compromiso asumido.

Para ello realizará, Post-Operativamente, un seguimiento de la curva de carga real del GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES (GUI) cuya interrumpibilidad se requirió y la contrastará, con su compromiso, contra la mejor información disponible en CAMMESA.

En caso de detectarse un incumplimiento, el mismo será informado y se considerará que el GUI no ha realizado la disminución de demanda solicitada, correspondiendo aplicar el tratamiento previsto en el punto 2.5.1.2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

5.5. TIEMPO DE RESPUESTA POR USUARIO

El OED llevará un registro del cumplimiento de la instrucción impartida y del tiempo de respuesta de cada uno de los Grandes Usuarios cuya interrumpibilidad se convocó y de los Centros de Control que intervengan.

5.6. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN BÁSICA

El COC deberá proveer a todos los CCA un listado actualizado de los GUI de su área de responsabilidad, con su correspondiente ubicación eléctrica (Distribuidor, Estación Transformadora y nivel de tensión), responsable

operativo del GUI y del recurso de comunicación habilitado en oportunidad de su reconocimiento como Gran Usuario Interrumpible a utilizar para retransmitir las órdenes de conexión y desconexión de la carga ofrecida como interrumpible, valores de demandas comprometidas y tiempos mínimos para el compromiso de interrumpibilidad.

Estos listados se actualizarán para cada Programación Estacional.

Los GUI deberán actualizar ante el COC, el número telefónico y el responsable en caso de cambios. En caso de no cumplir esta obligación, perderán su condición de Interrumpibles a la primera comunicación fallida.

5.7. INFORMES

Luego de ocurrido cada evento que conlleve la convocatoria de Interrumpibilidad, los Centros de Control de Área involucrados en las maniobras, deberán remitir a CAMMESA la información requerida en la Planilla que aparece en la página siguiente.

Con los datos obtenidos, el COC evaluará los eventuales incumplimientos y actualizará el listado de GUI, comunicando las novedades a los GUI que perdieron su condición de tales, y a los Centros de Control de Área respectivos.

Planilla de Informe de Cumplimiento

Fecha				
Razón Comercial				
Mnemotécnico				
Solicitud de interrumpibilidad	Hs	min		
Demanda Previa	MW			
Demanda Interrumpida	MW	Hs	min	
Solicitud de reposición	Hs	min		
Reposición efectiva	Hs	min	MW	
	Hs	min	MW	
	Hs	min	MW	

P.T. 21: ADMINISTRACIÓN DE DEPOSITOS DE GARANTÍAS

1. OBJETO y ALCANCE

Establecer pautas para la determinación y administración de los Depósitos de Garantías a presentar por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, por aplicación del punto 4.4.2 - Depósitos de Garantía - del Capítulo 4 de "Los Procedimientos".

Este Procedimiento Técnico alcanza a todos los Grandes Usuarios Mayores, Autogeneradores en su función de agentes demandantes y Comercializadores que comercialicen demanda de Grandes Usuarios Mayores y Autogeneradores que actúan en el Mercado Eléctrico Mayorista

En adelante, toda referencia a la figura de Agente incluirá a los agentes y participantes mencionados.

2. VIGENCIA

El régimen de Depósito de Garantías se aplica para todos los Agentes consumidores (excluidos Distribuidores). Esta fecha corresponde a la entrada en vigencia del Artículo 4° de la Resolución SE 545/99 del 21 de octubre de 1999, conforme lo establecido en el Artículo 1° de la Resolución SE 8/2000 del 21 de enero de 2000 y modificada por la Res. SE 153/00.del 31 de mayo de 2000.

3. DEFINICIONES.

- **Agente Requerido de Garantía**. Agente o conjunto de Agentes de un mismo Grupo Empresario a quien se le requiere constituir Depósito de Garantía. Este se solicitará al constatarse que, en la **Fecha de Verificación de Incumplimientos**, no tiene:

a) Acreditado el pago integro de sus obligaciones de pago según documentación comercial emitida por CAMMESA, por operaciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, tal como se define en el punto 5.4 del Capítulo 5 de "Los Procedimientos".

b) Acreditados los pagos de la factura por la Prestación Adicional de la Función Técnica del Transporte PAFTT tal como se define en el punto 8 del Anexo 27 de “Los procedimientos”.

- **Grupo Empresarios**. Se denomina así al conjunto de Agentes de titularidad de la misma persona jurídica (razón social). La identificación de pertenencia se hará a través de su clave de identificación tributaria CUIT y su actividad dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

- **Fecha de Verificación de Incumplimientos**. Es el tercer día hábil posterior a la fecha de vencimientos de facturas presentadas al cobro por CAMMESA por operaciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, tal como se define en el punto 5.4 del Capítulo 5 de "Los Procedimientos

- **Depósito de Garantía Calculado**. Se denomina así al importe mensualmente calculado por CAMMESA en la **Fecha de Verificación de Incumplimientos** correspondiente al Depósito de Garantía que deben efectuar los Agentes identificados con incumplimiento de pago. Dicho importe se determina como el valor neto de los débitos y créditos emitidos por CAMMESA en los últimos TRES (3) meses móviles, incluyendo impuestos, intereses, moras al momento del cálculo y los importes correspondientes a la. Prestación Adicional de la Función Técnica del Transporte (PAFTT) cuando corresponda.

De tratarse de un Agente perteneciente a un Grupo de Empresarios, el importe del Depósito de Garantía a requerir corresponderá al valor neto de la sumatoria de los débitos y créditos pertenecientes a los agentes demandantes del mismo grupo, salvo lo dispuesto en el párrafo siguiente.

Toda empresa (Grupo Empresarios) que pretenda que las obligaciones de pago de los Agentes de su titularidad sean discriminadas entre ellos, en forma singular o por conjuntos, deberá notificar esta circunstancia a CAMMESA para considerarla en la evaluación de incumplimientos. Al efectuar los pagos, la empresa deberá identificar inequívocamente a cuales de sus Agentes CAMMESA habrá de imputarlos a fin de identificar el eventual **Agente Requerido de Garantía**.

- Si el **Depósito de Garantía Calculado** al **Agente Requerido de Garantía** resulta negativo o cero debido a créditos que tuvo en los últimos TRES (3) meses móviles, no se deberá solicitar el Depósito de Garantía. Al solo efecto del análisis de incumplimientos durante el **Período de Verificación de Incumplimientos**, se debe considerar que no ha incurrido en incumplimiento a sus obligaciones de pago.

- **Período de Verificación de Incumplimientos**. Son los SEIS (6) meses móviles consecutivos anteriores a la **Fecha de Verificación de Incumplimientos** durante la cual se evalúa la obligación de efectuar o actualizar un Depósito de Garantía por haber incurrido al menos una vez en el incumplimiento de las obligaciones de pago durante dicho lapso.
- **Monto Mínimo de Incumplimiento**: Será evaluada por CAMMESA y es el monto que debe considerarse como tolerable en el cumplimiento de la obligación de pago cuando se dan circunstancias particulares no habituales. Debe considerarse al solo efecto de determinar si corresponde constituir el Depósito de Garantía a un Agente o Grupo de Agentes Vinculados. Esta Tolerancia Admitida se establece en un máximo de Cinco Por Ciento (5%) de la obligación de pago mensual.
- **Período de Vigencia de la Garantía**. Un Depósito de Garantía debe constituirse con una vigencia de 6 (seis) meses, contados a partir del primer día del mes siguiente al de su requerimiento.

4. DETERMINACION DEL IMPORTE A DEPOSITAR COMO GARANTIA

4.1. DETERMINACIÓN DE GARANTÍAS PARA AGENTES DEL MEM DURANTE EL PERÍODO DE VERIFICACIÓN DE INCUMPLIMIENTOS

a) Cada mes, en la **Fecha de Verificación de Incumplimientos**, CAMMESA analizará la existencia de Agentes que no hayan cumplido a tal fecha con sus obligaciones de pago derivadas de la facturación emitida por CAMMESA.

Cuando este incumplimiento corresponda exclusivamente a diferencias de conciliaciones fiscales canceladas antes del tercer día hábil de haberse realizado la comunicación del OED, no se lo computará a los efectos de realizar Depósito de Garantía.

b) A los Agentes que no hayan cumplido en la **Fecha de Verificación de Incumplimientos** con sus obligaciones de pago derivadas de la facturación emitida por CAMMESA que no estén incluidos en el párrafo precedente, y que superen la **Monto Mínimo de Incumplimiento** establecida, serán considerados como **Agente Requerido de Garantía** y se les notificará el requerimiento de realizar el **Depósito de Garantía Calculado**.

Dicho Depósito de Garantía deberá estar constituido a disposición y satisfacción de CAMMESA en el término de 10 (DIEZ) días corridos posteriores a la fecha de emisión de la notificación enviada por CAMMESA. El depósito deberá tener una vigencia igual al **Período de Vigencia de la Garantía**, de acuerdo con las modalidades especificadas en el punto 5 siguiente.

c) Asimismo, CAMMESA determinará mensualmente el **Depósito de Garantía Calculado** de aquellos Agentes que tengan Depósito de Garantía vigente. En este caso y cuando el nuevo valor calculado supere en más del QUINCE POR CIENTO (15 %) del Depósito actual, el Agente deberá adecuar el mismo al nuevo **Depósito de Garantía Calculado** en el término de QUINCE (15) días corridos de la notificación que CAMMESA le cursará al efecto.

d) Toda vez que un Agente reincida en incumplimientos de sus obligaciones de pago, CAMMESA le requerirá completar y/o presentar un nuevo Depósito de Garantía dentro de los quince (15) días corridos de ser notificado al respecto por CAMMESA, cuyo importe total será igual al **Depósito de Garantía Calculado** informado y cuyo plazo de vigencia deberá corresponderse con un **Período de Vigencia** de la Garantía de SEIS (6) meses subsiguientes al que se produzca el nuevo requerimiento por parte de CAMMESA.

4.2. DETERMINACIÓN DE GARANTÍAS PARA NUEVOS AGENTES DEL MEM

a) Si el nuevo Agente pertenece a un Grupo Empresario que no tiene otros Agentes consumidores operando en el Mercado Eléctrico Mayorista, su titular deberá presentar ante CAMMESA la documentación que avale el Depósito de Garantía por un monto que resultará de lo dispuesto en el párrafo siguiente estimando la facturación a emitir por CAMMESA en los TRES (3) meses posteriores al inicio de las operaciones del Agente en el Mercado.

Al presentarse el Formato de Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Demanda, CAMMESA informará al titular del suministro ingresante, dentro de QUINCE (15) días hábiles de presentada la documentación mencionada, el importe aproximado de la Garantía a constituir, considerando las operaciones a realizar en el Mercado. CAMMESA pondrá a disposición del agente los cálculos que permiten determinar el importe informado.

Al notificarle CAMMESA la Autorización de ingreso que emite la Secretaría de Energía, se le informará también el monto a constituir como Depósito de Garantía. El titular del nuevo Agente deberá efectuar el Depósito antes de DIEZ (10) días hábiles anteriores al comienzo de sus operaciones en el Mercado, con aplicabilidad a partir del primer vencimiento de las transacciones comerciales en las que el Agente participe, con un plazo de vigencia igual al **Período de Vigencia de la Garantía**.

b) Aquellos nuevos Agentes que pertenezcan a un Grupo Empresario que tiene otros Agentes consumidores operando en el Mercado Eléctrico Mayorista, ingresarán al Mercado Eléctrico Mayorista en la misma condición en que se encuentra dicho Grupo.

Por lo tanto, si el Grupo Empresario al que pertenece el nuevo Agente ingresante no tiene vigente un Depósito de Garantía, por el nuevo suministro no se le solicitará Garantía alguna. A partir del inicio de sus operaciones en el Mercado, el nuevo suministro se integrará a la verificación de cumplimiento de obligaciones de pago total del Grupo, siendo de aplicación lo establecido en el punto 4.1 anterior.

Si, por el contrario, éste tiene constituido un Depósito de Garantía vigente por moras en las obligaciones de pago por los suministros existentes, deberá ajustar dicho Depósito para incluir la facturación que CAMMESA estima emitir, en los siguientes TRES (3) meses a partir del inicio de las operaciones del Agente en el Mercado.

Los cálculos para determinar la Garantía y los plazos para informar al titular del nuevo Agente son los mismos indicados en el apartado anterior.

Posteriormente y a partir que el nuevo Agente tenga transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, la verificación de cumplimientos de obligaciones de pago se hará conforme el punto 4.1 anterior, sobre la cantidad de meses de historia que se disponga el Grupo, hasta tanto se complete el **Período de Verificación de Incumplimientos.**

5. CONSTITUCION DE DEPÓSITOS DE GARANTÍA

Los Depósitos de Garantía se podrán efectuar mediante:

- **Dinero en Efectivo**. En estos casos el Agente deberá expresar formalmente que lo entrega en prenda y su acuerdo para que CAMMESA coloque dicho monto a plazo fijo en los bancos con los que opera normalmente y le acredite los respectivos intereses.

En caso que el lapso comprendido entre la constitución del Depósito de Garantía y el vencimiento de la próxima transacción que la garantía debe cubrir, sea menor al plazo mínimo de imposición para la constitución de un plazo fijo, el dinero en efectivo se invertirá en Fondos Comunes de Inversión de Plazo Fijo que CAMMESA opera normalmente. El rendimiento correspondiente se acreditará a la Garantía.

- **Carta de Crédito** “stand by” irrevocable otorgada por un Banco de Primera línea.

De acuerdo a los montos involucrados en los depósitos de garantía se define de la siguiente manera la calificación que deben poseer los bancos:

Depósito de Garantía	Calificación Bancaria
Hasta $ 500.000	“A”
Más de $ 500.000	“AA”

- **Títulos Públicos** emitidos por el Estado Nacional con un plazo de vencimiento no mayor de 3 años desde la constitución de la garantía y con un aforo del 15% adicional sobre el valor de cotización respecto del total a garantizar. El agente deberá expresar formalmente que los entrega en prenda.
- **Fianza o Aval Bancario**

6. EJECUCIÓN DE DEPOSITOS DE GARANTÍA.

Ante la falta de pago íntegro y en término de los montos facturados por CAMMESA el Agente entra en Mora en el Pago.

Durante el día hábil siguiente de producida la Mora en el Pago, CAMMESA enviará al deudor los formularios: “Avisos por saldos impagos y/o falta de pago” notificándole de tal situación e intimándolo al pago. En la misma oportunidad se le informará que, de mantenerse el incumplimiento al tercer día hábil de producido el vencimiento, se procederá a la ejecución del Depósito de Garantía.

Al tercer día hábil de producido el vencimiento y de mantenerse la morosidad, CAMMESA gestionará la ejecución de la Garantía de la siguiente manera:

- Si la Garantía es en efectivo, CAMMESA hará uso del saldo impago en el día, pues el depósito se encuentra en cuentas a la vista.
- En caso de Títulos Públicos, se ordenará la venta de los mismos hasta cubrir el saldo impago.
- Si es bajo Carta de Crédito, Fianza o Aval Bancario, CAMMESA enviará una nota al banco emisor solicitando el saldo impago. El importe correspondiente deberá estar disponible dentro de las 48 horas.

Hasta la efectiva acreditación de los importes, se aplicarán los recargos e intereses establecidos en el Apartado 5.5 del capítulo 5 de "Los Procedimientos" (Resolución SEyC N° 78/95), debiendo CAMMESA emitir el débito correspondiente.

Al momento de hacerse efectiva la ejecución de la Garantía, CAMMESA notificará al Agente esta circunstancia y le solicitará reponer el importe retirado. El Agente dispondrá de un plazo no mayor de QUINCE (15) días corridos para reponer los importes utilizados.

De resultar que el Depósito de Garantía es insuficiente para cubrir las sumas impagas, el Agente se convertirá en Deudor Moroso del Mercado Eléctrico Mayorista, siéndole de aplicación la reglamentación específica establecida en la Resolución ex SETyC N° 29/95, particularmente los Artículos 1°, 6° y concordantes

7. DESVINCULACION DEL MEM POR FALTA DE DEPOSITO DE GARANTIA.

Cuando el **Agente Requerido de Garantía** no haya realizado el Depósito de Garantía o actualizado el mismo a satisfacción de CAMMESA dentro de los plazos establecidos, perderá su condición de Agente dejando de pertenecer al Mercado Eléctrico Mayorista.

CAMMESA considerará su demanda integrada al Distribuidor del área a la cual pertenece a partir de la cero hora del mes siguiente. Con el fin de continuar siendo abastecido, quien se encuentre en tal situación deberá acordar las condiciones de suministro eléctrico con tal distribuidor.

CAMMESA notificará de la desvinculación del MEM al agente, al Generador o Comercializador con quién tenga contrato o acuerdo, a la Secretaría de Energía y Minería, al ENRE y al Distribuidor del área.

El Agente desvinculado del MEM, podrá reincorporarse en los plazos que se especifican en el Anexo 17 de “Los Procedimientos”, puntos 9.8 y 9.9.

P.T. 25: MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA

1. OBJETO

El presente Procedimiento Técnico define los criterios a aplicar para la administración del Mercado de Reserva Instantánea de acuerdo a lo que establece el Anexo 41 de LOS PROCEDIMIENTOS según la Resolución SE 156/00.

2. ALCANCE

El Mercado de Reserva Instantánea se aplica en el ámbito del MEM de acuerdo a los considerandos incluidos en la Res SE 156/00. Los GUMA del MEMSP no participarán en el Servicio de Reserva Instantánea hasta tanto el Sistema Patagónico no se interconecte con el SADI.

El Mercado se iniciará con posterioridad al 1/8/2000 una vez cumplidos los requisitos básicos definidos en el presente PT.

3. CRITERIOS GENERALES

El Servicio de Reserva Instantánea tiene por objeto disminuir el número de cortes por actuación del esquema de alivio de cargas por subfrecuencia, intentando eliminar la totalidad de los cortes asociados a la salida intempestiva del conjunto generador de mayor potencia despachada, definición básica de la contingencia de referencia. El número de estas actuaciones se disminuye mediante el adelantamiento de cortes por parte de demandas que estén dispuestas a hacerlo a cambio de una remuneración. El SRI servirá para disminuir la ENS y el riesgo de cortes ante la salida intempestiva de generadores.

Se define como contingencia de referencia a la pérdida intempestiva del grupo generador que se prevea generando la mayor potencia en la hora entre todos los despachados. Se considerarán aquellas salidas típicas que puedan implicar la pérdida de un generador o conjunto generador ante falla simple (por ejemplo Ciclos Combinados o transformadores de centrales con más de un grupo). No se considerará como contingencia de referencia la pérdida de generación por actuación de DAG ante salida de líneas del Sistema de Transporte en Alta Tensión. Más allá de esta definición, el control de funcionamiento del SRI se realizará siempre que la frecuencia alcance el valor en que la desconexión de carga debió actuar, con independencia de la causa que hubiere generado la caída de frecuencia (F/S generador, caída de una línea, aumento brusco de la demanda, otros).

El servicio de reserva instantánea se asignará para cada hora del día o intervalo spot entre los oferentes de manera previa y se evaluará el cumplimiento en función de lo ocurrido en perturbaciones donde descienda la frecuencia por debajo del nivel donde se encuentre fichada dicha reserva. En caso de resultar cambios significativos en el despacho previsto o en la oferta de reserva instantánea, se procederá a realizar el redespacho del SRI, el que se considerará asumido por los prestadores del servicio a partir del momento en que sean informados. Dado que en un extremo los requerimientos de SRI y su asignación podrían variar instante a instante lo que no se podría implementar en la práctica, se procurará priorizar la previsibilidad de la asignación frente a la exactitud del cálculo. Hasta tanto se reasigne, el servicio estará a cargo de quienes lo tuvieran asignado en el último despacho o redespacho de reserva instantánea vigente, siempre y cuando la disminución de demanda de los oferentes no obedezca a una orden operativa (p.e. F/S de la bomba o reducción de carga de la conversora).

Los prestadores del servicio cobrarán como contraparte una remuneración, la cual será solventada por todos los usuarios demandantes incluyendo aquellos que lo presten a través de su participación en el Mercado y pudieran recibir sus beneficios (GUMAs y conversoras), salvo aquellos GUMAs que hubieren optado por no recibir los beneficios del SRI. Como contraparte, estos GUMAs deben desconectar no menos de un 10% de su demanda en un escalón de corte ubicado en una frecuencia intermedia entre el que corresponda a la desconexión de aquellos consumidores que prestan el SRI y el del primer escalón del esquema de Alivio de Cargas por subfrecuencia. Para poder tener acceso a esta opción, los GUMAs deben contar con elementos de control y verificación similares a los requeridos para poder habilitarse para prestar el SRI.

En caso de incumplimiento parcial o total del compromiso de corte asumido, corresponderá la aplicación de una penalización proporcional al nivel de incumplimiento. El monto de estas penalizaciones se aplicará al precio asociado al servicio de manera tal que éste valor disminuya para todos los demandantes que lo pagan. En el caso de los GUMAs que hubieren optado por no recibir los beneficios del SRI, el incumplimiento del compromiso definido implicará la pérdida de su condición, debiendo pasar a pagar por el Servicio a partir del

mes en que hubiere incumplido y hasta que no demuestre estar en condiciones de cumplir con dicho compromiso.

4. HABILITACIÓN

HABILITACIÓN PARA PRESTAR EL SRI

La habilitación de un Agente o participante para prestar el SRI implica el disponer de:

- Relés o automatismos que permitan realizar la desconexión de carga de acuerdo a lo establecido en este PT. Las características de los relés o automatismos destinados a este servicio serán similares a las de los relés absolutos del Esquema de Alivio de Cargas vigente, sin retardo provocado.
- Los equipos de medición para el control de sus compromisos respecto del SRI. La verificación del cumplimiento de este servicio se realizará a través de mediciones de potencia activa que deben estar disponibles de manera tal que permitan controlar y verificar la carga consumida y ante una contingencia, el cumplimiento del compromiso asumido. Los prestadores del Servicio serán los encargados de enviar a CAMMESA la información que se requiera para el control de cumplimiento del compromiso.
- El sistema de comunicaciones e información necesario para la asignación del SRI. La asignación a cada participante del SRI para cada hora se realizará en forma previa e informará junto con el predespacho diario o bien en tiempo real en caso de existir redespachos del SRI que impliquen una reasignación del servicio. En todos los casos, la asignación se formalizará a través de la red MEMNet. Esta asignación será la que se considerará para la remuneración y control de cumplimiento del servicio.
- Los equipos de comunicaciones necesarios para el restablecimiento de la demanda cortada. Los participantes deberán informar junto con el pedido de habilitación la identificación de los teléfonos e interlocutores responsables. De existir un número de participantes tal que a criterio del OED lo requiera, se podrá solicitar a los participantes que dispongan de sistemas de PAGERS y/o BEEPERS que permitan distribuir la comunicación a listas de usuarios desde los Centros de Control de su área. Los Agentes que aportan al SRI sólo podrán contratar proveedores de tal servicio de comunicación que dispongan sistemas de registro para las mismas. En el caso de regiones donde no estén disponibles sistemas comerciales de este tipo, CAMMESA definirá con participación del agente responsable del Centro de Control y de los Agentes involucrados, el sistema que considere más adecuado dentro de los existentes en esa zona. Cuando la solicitud se realice en forma telefónica, la misma deberá realizarse mediante equipos que cuenten con grabación o a través de sistemas informáticos en los que se pueda constatar dicha solicitud.

Para proceder a la Habilitación se deberá cursar una nota dirigida a CAMMESA donde el Agente solicita ser reconocido para prestar el SRI, declarando cumplir con las exigencias definidas en este PT. De manera similar en caso de querer retirarse de la participación del SRI, deberá informarlo mediante una nota a CAMMESA. Con el fin de sistematizar el intercambio de información, CAMMESA desarrollará formularios estandarizados.

El agente que solicite participar el SRI y haya cumplimentado los requisitos establecidos obtendrá la habilitación correspondiente a más tardar dentro de los 15 días de presentada la solicitud. A tales efectos CAMMESA notificará de la habilitación al Agente y lo incluirá en la lista de los agentes habilitados que se publicará junto con la Programación Semanal. Esta habilitación le permite participar en el SRI recibiendo en consecuencia, los créditos que correspondan y siéndole de aplicación el régimen de compensaciones establecidos en el punto 7 del Anexo 41. CAMMESA informará a cada Centro de Control de Área la habilitación de todo GUMA del área para el SRI.

5. CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO HORARIO DE RESERVA INSTANTÁNEA

El volumen de Reserva Instantánea requerido para evitar la actuación del esquema de alivio de cargas ante la contingencia de referencia depende de múltiples variables, como ser:

- Volumen de Generación perdida
- Demanda prevista local vinculada al SADI
- Demanda prevista de exportación mediante conversoras
- Frecuencia de consigna prevista
- Despacho previsto y respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia
- Sensibilidad de la demanda con la frecuencia

Para obtener el valor requerido del volumen de reserva instantánea se considerarán márgenes de seguridad mínimos que contemplen las características técnicas del servicio.

Estos criterios básicos de diseño para la determinación del volumen de SRI requerido son:

- Frecuencia mínima 0.1 Hz por encima del primer escalón del esquema de alivio de cargas (actualmente 49.1 Hz)
- Tiempo de restablecimiento menor a 10 segundos por debajo de 49.2 Hz (frecuencia correspondiente a la temporización del relé de restablecimiento)
- Frecuencia inicial igual a la frecuencia de consigna, o sea disponibilidad de la reserva de RPF de acuerdo al despacho previsto.
- No se considera la carga fichada de los GUMAs que hubieren optado por no recibir los beneficios del SRI
- Se considerará que el % de RPF que participa ante caídas de frecuencia y a incluir en la fórmula para determinar el volumen de SRI requerido, será el valor mínimo entre el % despachado alcanzado y el correspondiente al %RPF Min, que actualmente es del 2,1%. Es decir que si en una hora el % alcanzado fuera el óptimo (p.e. 3%) el valor a incluir en la fórmula sería 2,1 %. En el otro extremo, si el % despachado de RPF fuera cero (por ejemplo ante cortes programados), sería cero el valor a incorporar en la fórmula mencionada.

Considerando que el cálculo y determinación del volumen de reserva instantánea prevista para cada hora resulta muy complejo y con un alto grado de indeterminación asociado a la dinámica del sistema, la fórmula de cálculo de la misma, así como sus parámetros asociados será validada periódicamente.

Junto con la Programación Estacional y cuando se produzcan cambios topológicos que lo justifiquen se presentará una memoria de cálculo incluyendo los resultados de las simulaciones efectuadas, los criterios utilizados y los parámetros resultantes para la determinación del volumen de reserva en función de las variables de referencia. Se anexa al presente PT el documento “CÁLCULO DEL VOLUMEN DE RESERVA INSTANTÁNEA – MEMORIA DE CÁLCULO – METODOLOGÍA, FÓRMULA y PARÁMETROS”, que contiene los criterios y parámetros resultantes, los que serán actualizados en la medida que sea necesario. Los resultados obtenidos se contrastarán con lo que ocurra en fallas de generadores que requieran la actuación del SRI con el fin de ajustar los parámetros, de ser necesario.

En el caso de áreas aisladas físicamente a nivel del STAT ya sea por mantenimiento o salida forzada de líneas, se evaluará el requerimiento de acuerdo a las condiciones locales de oferta y demanda de reserva instantánea. Para dichas áreas se aplicarán los mismos criterios generales del Mercado trasladados a las particularidades del área local.

6. TIPOS DE OFERTAS – ESQUEMA DE CONTROL

Los consumidores habilitados para ofertar el SRI y participar en el Mercado ante perturbaciones que originen la caída de la frecuencia deben desconectar la potencia asignada como servicio de reserva instantánea de manera similar a las desconexiones por relés de corte por subfrecuencia del esquema de alivio de cargas. Conceptualmente el orden de desconexión es el dado por el de la correspondiente lista de mérito. Tomando en cuenta estas consideraciones y las características técnicas del equipamiento de control, inicialmente la desconexión de carga se deberá realizar bajo el siguiente esquema:

- Bomba operando en forma económica => 49.5 Hz (para el caso de más de una bomba en una misma central se las podrá escalonar; por ejemplo bomba 1 en 49.6 Hz y bomba 2 en 49.5 Hz)
- Resto de ofertas de SRI => 49.4 Hz

Este esquema lleva implícito que para evitar cortes cuando no tenga asignado el SRI las ofertas deberán ajustar de manera dinámica el seteo de los relés o del esquema de control al del esquema de alivio de cargas.

Los GUMAs que hubieren optado por no recibir los beneficios del SRI deberán fichar un corte equivalente al 10% de su demanda en 49.3 Hz.

El esquema descripto deberá ajustarse en caso de que se modifique el esquema de Alivio de Cargas vigente, particularmente si se cambiase la frecuencia correspondiente al primer escalón absoluto.

Para la verificación de incumplimientos se adoptará la misma tolerancia que para verificar las obligaciones asociadas al esquema de Alivio de Cargas en lo que hace a los relés absolutos. Actualmente el valor definido es de 0,04 Hz.

7. CONFORMACIÓN DE LA LISTA DE MÉRITO

LISTA DE MÉRITO SEMANAL PARA EL SRI

A partir de las ofertas semanales realizadas por los Grandes Usuarios, Exportadores mediante estaciones conversoras y Centrales de Bombeo habilitados para prestar el SRI, se generarán las listas de mérito del SRI a ser utilizadas tanto en la programación diaria como en los sucesivos redespachos.

OFERTAS SEMANALES

Para participar en la licitación de este servicio los interesados deberán presentar sus ofertas semanalmente junto con los datos requeridos para la Programación Semanal.

Los oferentes podrán discriminar sus ofertas en uno o más bloques de potencia con sus correspondientes precios ofertados. A los efectos de la conformación de las Listas de Mérito y para la asignación del SRI, los bloques potencia/precio serán considerados como ofertas independientes. La potencia mínima de cada bloque ofertado no podrá ser inferior a 1 MW ni su precio superar al PRECIO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTÁNEA (1.35 $/MWh).

Las ofertas deberán contener:

- Identificación del oferente
- Potencia instantánea ofertada para cada bloque de potencia y hora de la semana [MW]
- Precio ofertado para la prestación del SRI, para cada bloque de potencia y hora de la semana [$/MWh].

La oferta mínima deberá ser de 1 MW y la máxima asignable será aquella que no provoque afectación a otros Agentes (p.e. que el corte adelantado no implique una disminución de la calidad de otro Agente o que la disminución de carga requiera de la actuación de DAG en alguna central)

CAMMESA desarrollará formularios y sistemas estandarizados para la administración de las declaraciones a realizar por los Agentes.

En el caso de las Estaciones Conversoras, tanto los derechos como las obligaciones que surgen de participar en el Mercado asociado al SRI estarán a cargo de los participantes del MEM que comercialicen las operaciones de exportación. Las responsabilidades, mecanismos de intercambio de información, pagos, compensaciones y tratamiento comercial correspondientes a las exportaciones mediante estaciones conversoras se administrarán como sigue:

- de existir acuerdos entre los participantes, según los criterios establecidos e informados por ellos
- de no existir acuerdos, el criterio a aplicar será el de proporcionalidad de participación de cada operación de exportación en la hora

Adicionalmente, las centrales de bombeo podrán especificar un precio máximo de la energía para el cual mantienen sus ofertas al SRI [$/MWh]. Si el precio SPOT de la energía en el nodo de la central, en algún intervalo SPOT previsto en la Programación Semanal o en el Despacho o Redespacho Diario, supera dicho valor se considera que la Central de Bombeo retira su oferta a SRI en ese intervalo. De no especificarse tal precio máximo se considera que las ofertas se mantienen para todas las horas de la semana.

Opcionalmente, junto con los datos necesarios para la Programación Semanal correspondiente a la primera semana del mes, los interesados podrán realizar una oferta por defecto con las mismas características que la oferta semanal y especificando el período de validez de la misma. Si existiesen dos o más ofertas por defecto para una misma semana, se considerará como válida la última realizada. Toda semana en que el agente no realice oferta al SRI, se deberá asumir como válida la oferta por defecto.

Dado que el SRI por bombeo económico es remunerado un precio fijo y una potencia constante, función de la potencia media disponible en condiciones de bombear de manera económica, se considera como oferta de la bomba para esta modalidad la potencia prevista a bombear y a precio cero (a menos que no estén disponibles los automatismos para prestar el SRI). Por lo tanto, entra en la Lista de Mérito en el primer lugar cuando esté despachada.

ORDENAMIENTO

A los efectos de establecer la Lista de Mérito Semanal, las ofertas recibidas para cada hora de la semana, se ordenarán por precio creciente ofertado para brindar el SRI.

A igualdad de precio ofertado las ofertas se ubicarán en la Lista de Mérito según el siguiente criterio:

- Primero se ubicarán los Grandes Usuarios, ordenados por mayor a menor potencia ofertada.
- A continuación se ubicarán las ofertas de Estaciones Conversoras, ordenadas por mayor a menor potencia ofertada
- En último término se ubicarán las ofertas de las Centrales de Bombeo ofertados como bombeo no económico.

Las listas así conformadas serán publicadas junto con los resultados de la Programación Semanal.

LISTAS DE MÉRITO DIARIA HORARIA PARA EL SRI

Los agentes que hayan realizado ofertas semanales para participar en el SRI, podrán modificar diariamente las Potencias Instantáneas Ofertadas, debiendo enviar los nuevos valores junto con los datos requeridos para el Predespacho Diario o en tiempo real para los redespachos.

Las modificaciones habilitadas son:

- Retiro de la oferta en alguno o todos los bloques de potencia ofertados.
- Reducción o aumento de las Potencias Instantáneas Ofertadas de alguno o todos los bloques ofertados, respetando el valor mínimo de 1 MW para cada bloque.
- El criterio a utilizar para la ubicación del aumento o disminución de las ofertas de potencia será el siguiente: los aumentos de potencia ofertada se ubicarán comenzando por los escalones de mayor precio ofertado y las disminuciones por los de menor. Este criterio busca que no se alteren mediante modificaciones del volumen ofertado horario las condiciones de competencia de precios ofertados semanalmente.

Para la conformación de las Listas de Mérito Diarias horarias se modificarán las Listas de Mérito Semanales teniendo en cuenta los cambios en las Potencias Instantáneas Ofertadas y las previsiones de demanda de los GUMAs, de las exportaciones mediante Estaciones Conversoras y de las Centrales de Bombeo que aportan al SRI. En caso de no contarse con mediciones que permitan realizar el control de cumplimiento por inconvenientes en el sistema de comunicaciones la oferta podrá verse restringida de participar en el Mercado.

8. ASIGNACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA RESERVA INSTANTÁNEA

ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA REQUERIDA PARA EL SRI

El SRI para cada hora se asignará diariamente, para ello:

- Se descontará del volumen de SRI requerido para la hora la potencia de bombeo despachada de manera económica.
- La potencia resultante del punto anterior, de ser mayor que cero, se asignará entre las ofertas que conforman la Lista de Mérito Diaria para esa hora, comenzando por la primera de la lista.

Las Listas de Mérito Diario y la Asignación de la RI serán publicadas junto con los resultados del Predespacho Diario.

En caso de resultar cambios significativos en el despacho previsto o en la oferta de reserva instantánea, se procederá a realizar el redespacho del SRI, el que se considerará asumido por los prestadores del servicio a partir del momento en que sean informados. La asignación será informada de manera telefónica o por un medio equivalente y confirmada a través de su publicación en la red MEMNet.

PRECIO HORARIO DEL SRI

El Precio horario del SRI es el correspondiente a la oferta más cara asignada a través de proceso descripto en el punto anterior.

Si en alguna hora “h” no es posible completar el requerimiento con las ofertas disponibles el precio del SRI será el PRECIO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTÁNEA (1.35 $/MWh)

REMUNERACIÓN DEL SRI

Los prestadores del SRI serán remunerados de acuerdo al siguiente esquema:

- Bombeo económico: las bombas que aporten el SRI cuando están despachadas en forma económica serán remuneradas a través de un cargo fijo de 500 $/MW-mes. Para determinar el monto mensual a asignar a la central por este concepto, se deberá multiplicar el cargo fijo establecido por la potencia

media disponible en condiciones de bombear de manera económica. Este último valor se define como la potencia disponible media mensual para el bombeo, afectada por un factor que refleja la expectativa máxima media de bombeo económico. Inicialmente este último factor se establece igual al DIEZ POR CIENTO (10%), considerando los registros de bombeo económico de los últimos años. Para determinar la disponibilidad de la bomba para el SRI, se considerará el efecto de las restricciones técnicas de la central y las de transporte.

- GUMAs, exportación mediante conversoras y bombeo/generación simultáneos: los participantes que tengan el SRI asignado en una hora recibirán una remuneración igual al precio resultante del SRI multiplicado por la potencia asignada como SRI en el último redespacho vigente.

BOMBEO ECONÓMICO – CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD

Para determinar la disponibilidad de la bomba para el SRI se considerará el efecto de las restricciones técnicas de la central y las de transporte del conjunto bomba – generador, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se calculará la disponibilidad media de la bomba en las horas en que no se remunera la potencia (horas de más baja demanda), descontando la potencia que no estuviera en condiciones de ser bombeada por restricciones de la red de transporte en Alta Tensión (STAT o Distro).
- Se calculará la disponibilidad media del generador asociado a la bomba en las horas en que se remunera la potencia (horas de más alta demanda).
- El valor a reconocer en la remuneración del bombeo económico será el mínimo entre la disponibilidad media de la bomba y la disponibilidad media del generador dividido por el rendimiento técnico del conjunto bomba-generador.

9. INCUMPLIMIENTO DEL SERVICIO DE RESERVA INSTANTÁNEA

El Anexo 41 define un control del cumplimiento del SRI y el establecimiento de compensaciones proporcionales al grado de incumplimiento del Servicio. El control de incumplimiento se realizará en función de la asignación del Servicio del último redespacho vigente informado. Por ejemplo si la conversora tiene asignado un volumen del SRI y sale de servicio por una falla propia, seguirá cobrando el servicio hasta tanto se redespache el SRI. De registrarse un evento que requiera la actuación del SRI y la conversora tenía asignado un % de SRI y está F/S pagará el incumplimiento. El redespacho deberá informarse a lo sumo una hora luego de recibida la novedad de disponibilidad de oferta o en caso de no contar con un redespacho se considerará que no está asignado.

No se considerará incumplimiento si la disminución de demanda de los oferentes obedece a una orden operativa (p.e. F/S de la bomba o reducción de carga de la conversora).

Las compensaciones definidas en el Anexo son incrementales (primer incumplimiento, se define una compensación igual a la remuneración de los 45 días anteriores; segundo incumplimiento, se define una compensación igual a la remuneración de los 90 días anteriores; tercer incumplimiento, se inhabilita por un año).

Como deben ser proporcionales al nivel de incumplimiento, para el primer y segundo caso la compensación será el monto correspondiente multiplicado por la relación:

Factor de incumplimiento (FI) = 1 -Pot cortada/Pot. Comprometida

Para la determinación del número de incumplimientos registrados se aplicará el siguiente criterio:

Si el FI fuera mayor al 20 % se considerará que incumplió totalmente y en consecuencia suma un incumplimiento a la lista. El criterio de consideración del número de incumplimientos sería similar al de la reserva fría actual. Se considera un período continuo móvil de 90 días en el cual se analizará la consideración de reiteración de incumplimientos. La inhabilitación podrá ser levantada si el oferente informa que fue corregida la causa que dio origen a los incumplimientos registrados. En tal caso, se considerará que ingresa en la lista de los Agentes que incumplieron dos veces, y de volver a incumplir en los primeros 90 días se le aplicará la compensación de 90 días y se lo inhabilitará por un año.

En el caso de las centrales con bombeo económico, dado que la remuneración es menor y mensual, el primer incumplimiento implicará la pérdida de la remuneración del mes y el segundo incumplimiento en la ventana móvil de 90 días, la pérdida de remuneración de dos meses. Un tercer incumplimiento implicaría la falta de remuneración por un período de doce meses. La bomba debe seguir cumpliendo con los requisitos establecidos para su funcionamiento como tal.

10. RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO

Cuando se produzcan caídas de frecuencia tales que impliquen cortes de demanda en el SADI ya sea por la actuación de los relés del Servicio de Reserva Instantánea o de los relés del Esquema de Alivio de Cargas, el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) ordenará las acciones necesarias para reemplazar la potencia de generación perdida, evaluará la evolución de la situación y, cuando las condiciones del Sistema lo permitan, ordenará la reposición de cortes, ya sea parcial o total, por intermedio de los diversos Centros de Control de Área involucrados (COT, COTDT o COD) y de los Organismos Coordinadores de otros países (para las demandas de exportación). Estos deberán retransmitir las instrucciones del COC a los Centros de Operaciones de Distribuidores, GUMAs, Estaciones Conversoras y Centrales de Bombeo conectados a las respectivas redes, a fin de que los mismos puedan proceder a la normalización del servicio en el menor tiempo posible.

En caso de que la velocidad de respuesta de las reservas disponibles no permita ordenar la reposición inmediata y conjunta de todos los cortes producidos, la primera prioridad será el restablecimiento del servicio de aquellas demandas que no estén prestando el Servicio de Reserva Instantánea. Para el mismo caso, el restablecimiento gradual de las demandas que sí estén prestando el SRI se procurará realizar en forma proporcional, condicionada por la magnitud de los módulos de potencia involucrados.

Dado que la celeridad del proceso de restablecimiento del servicio dependerá de la eficacia de las comunicaciones operativas, previamente al inicio del Mercado de SRI el COC instruirá a los Centros de Control de Áreas para la adecuación de las órdenes operativas de restablecimiento de cortes por Alivio de Cargas y/o por relés del SRI. En cada caso los respectivos Centros de Control de Área adecuarán los mecanismos operativos de comunicaciones con los prestadores del SRI que permitan la transmisión de las instrucciones operativas correspondientes.

11. PRECIOS POR SERVICIOS DE RESERVA INSTANTÁNEA

Las siguientes fórmulas y criterios definen el tratamiento comercial a seguir para la administración y facturación del Mercado asociado al SRI.

Datos

Datos definidos por Resolución

Precio del Servicio de Reserva Instantánea $(\$/\mathbf{MW}^{*h})$: **13.5**%$**PPAD**[1] (valor máximo) Valor fijo adicional a la potencia de las centrales de bombeo $(\$/\mathbf{MW-mes})$: **500**

Datos Estacionales

UNISRI ($/MW mes): valor unitario por Servicio de Reserva Instantánea

UNIFONSRI ($/MW mes): valor unitario del saldo previsto en el Fondo de Apartamiento del Servicio de Reserva para Calidad de Suministro

Datos Horarios

GUMA habilitado para el servicio: potencia SRI asignada horaria

Demanda EXPORTACIÓN habilitada para el servicio: potencia SRI asignada horaria

Central de bombeo económico: potencia SRI

Precio horario SRI: valor de corte de la licitación o el máximo si la oferta es insuficiente

Créditos a los prestadores del SRI

GUMAs y Demanda EXPORTACIÓN mediante conversoras

El crédito mensual por la prestación del servicio es

$\mathbf{CrSR}\,\mathrm{Im}(\$) = \sum \mathbf{h}$ Pot. Asignada SRIh * Precio SRIh para todas las horas del período con asignación

Central de Bombeo económico

El crédito mensual por la prestación de servicio es

Cr SRIm ($) = PotenciaSRI * valor fijo adicional a la potencia ($/MW-mes)

Donde PotenciaSRI es la potencia media bombeada (u otra según alternativa)

Central de Bombeo en operación simultánea generación - bombeo

El crédito mensual por la prestación del servicio es

$$\mathbf{CrSR}\,\mathrm{Im}(\$) = \sum \mathbf{h}\ \text{Pot. Asignada SRIh} * \text{Precio SRIh}$$

Débito a los Distribuidores por SRI

El Precio Estacional por Servicio de Reserva Instantánea (PESTSRI) se determina para cada trimestre como

PESTSRI ($/MW mes) = UNISRI + UNIFONSRI

Cargo mensual por Servicio de Reserva Instantánea para los Distribuidores es

$$\mathbf{CARGOSR}\,\mathrm{Im}(\$) = \mathbf{REQMAXMJ} * \mathbf{PESTSRIj} * \mathbf{FAj}$$

Débito a los GUMA, Autogeneradores y Demanda de Exportación por SRI

El Cargo mensual por Servicio de Reserva Instantánea es

$$\mathbf{CARGOSR}\,\mathrm{Im}\ \mathbf{j}(\$) = \mathbf{REQMAXmj}(\$) * \mathbf{PMESSR}\,\mathrm{Im} * \mathbf{FAj}$$

donde

PMESSRIm: Precio Mensual por Servicio de Reserva Instantánea

Aquellos GUMA que opten por no contar con los beneficios del SRI estarán excluidos de este pago.

Determinación del Precio Mensual por Servicio de Reserva Instantánea

$$\mathbf{PMESSRI^m(\$/MWmes)} = \frac{\mathbf{MONSRI^m} - \sum \mathrm{Incumplimientos}}{\sum \mathbf{J}\left(\mathbf{REQMAX^m J} * \mathbf{FAj}\right)}$$

1 Valor modificado por Res SE Nº 246/2002

donde

MONSRIm: Monto Mensual del Servicio MONSRIm ($), calculado mediante la integración de los créditos a los prestadores del servicio.

REQMAX: Requerimientos Máximos de Potencia en el Mes de todos los Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores, Demanda de Exportación excluidos aquellos GUMA que optaron por no recibir los beneficios del SRI.

Incumplimientos: son las compensaciones pagadas por los prestadores por haber incumplido el SRI.

Determinación de las Compensaciones por Incumplimientos del SRI

En caso de verificarse que el incumplimiento es atribuible al agente habilitado, éste deberá pagar una compensación de acuerdo a lo indicado en el punto precedente de este PT.

Cuenta de Apartamiento del Servicio de Reserva para Calidad del Suministro

Se crea una nueva Cuenta de Apartamiento con un manejo y operatoria similar a la Cuenta de Servicios Asociados.

Modificación del precio medio utilizado en el cargo de potencia correspondiente a la operación de los Grandes Usuarios Menores (GUME)

Se debe agregar el Precio Estacional por Servicio de Reserva Instantánea en el cálculo del precio aplicado.

P.T. 25: ANEXO CÁLCULO DEL VOLUMEN DE RESERVA INSTANTÁNEA. MEMORIA DE CÁLCULO. METODOLOGÍA. FÓRMULA Y PARÁMETROS

1. Generalidades

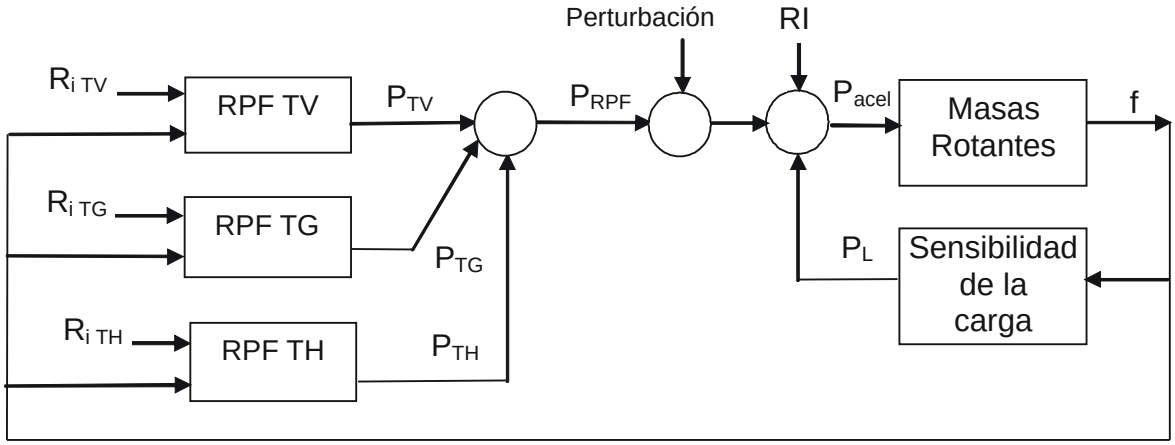
El objetivo es desarrollar una fórmula que permita calcular horariamente con buena aproximación el monto de la Reserva Instantánea (RI) necesaria para tratar de evitar cortes de carga por subfrecuencia del ECSF ante la desconexión intempestiva del mayor grupo generador en servicio.

Para ello se abordaron dos etapas, la primera con un resumen de conceptos técnicos que permiten arribar a la fórmula, luego una segunda de validación final de sus parámetros mediante un simulador de transitorios electromecánicos completo (PSS/E).

2. Fórmula para el cálculo del Volumen de Reserva Instantánea

En este punto se resumen los conceptos técnicos necesarios para el planteo de una fórmula que permita calcular el monto de la Reserva Instantánea (RI).

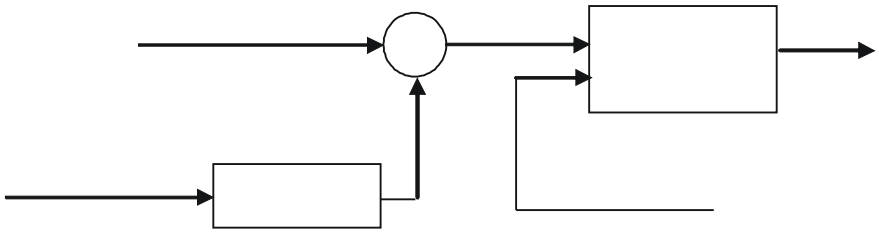
2.1. Modelo dinámico aproximado



Donde “RPF TV”, “RPF TG” y “RPF TH” son los aportes de la Regulación Primaria de Frecuencia de todo el parque regulante de TV, TG y TH respectivamente. En cuanto a la sensibilidad de la carga, se incluyen las pérdidas pero no la exportación a Brasil dado que la misma es insensible a la frecuencia.

2.2. Aporte de la RPF

2.2.1. Modelo aproximado de un grupo regulante



Donde F_c es la frecuencia de consigna, F_o es la frecuencia inicial antes de la perturbación y E_P es el estatismo permanente promedio de las máquinas regulantes. La Reserva Inicial (Ri) es la reserva disponible en el instante previo a la perturbación.

Si $F_o = F_c$, entonces la Reserva Programada (R_o) coincidirá con Ri.

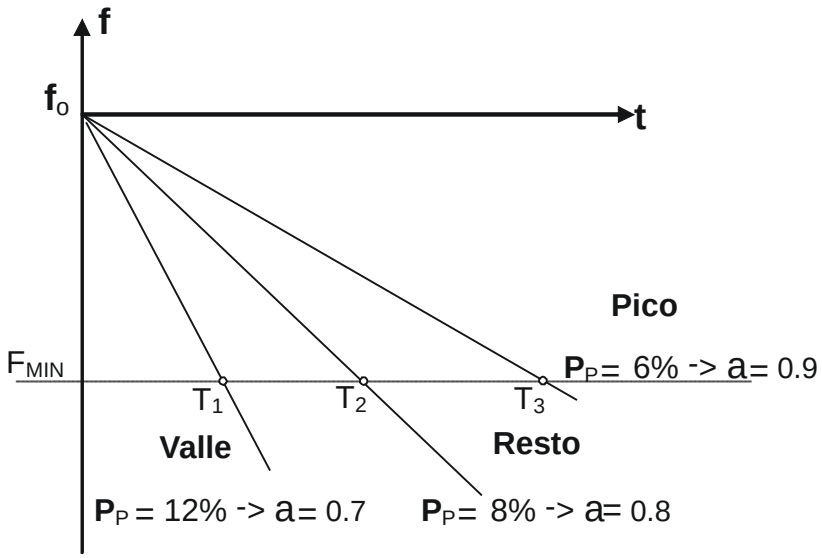
Por otra parte, el aporte (MW) de las máquinas regulantes se establece como:

P = Ri x a(F) ; donde a(F) es el Factor aporte. Este factor es función de la relación perturbación <-> demanda, y se obtiene de simulaciones dinámicas.

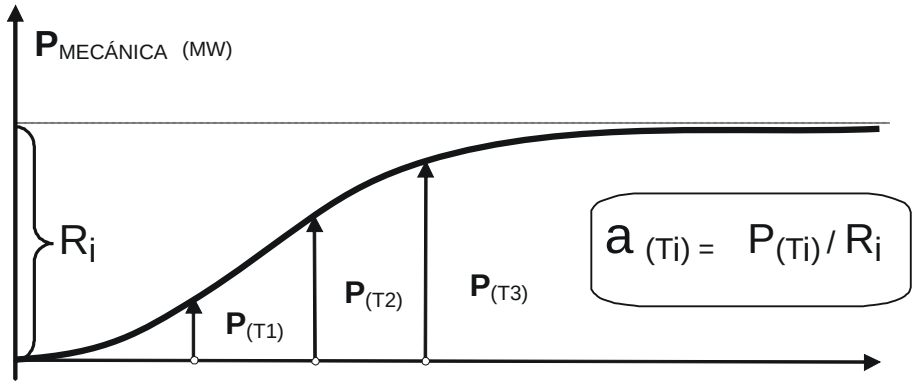
2.2.2. Factor de Aporte (a) o colaboración de la RPF

Cabe destacarse que ante la pérdida de un generador importante, de la reserva disponible para RPF solo una parte será entregada antes que la frecuencia alcance su mínimo valor, identificándose esta proporción como un factor a aplicar sobre la reserva inicial disponible (generalmente 0,6 < a < 1).

Haciendo un análisis cualitativo podemos decir que cuando mayor es la demanda, mayor será el tiempo que tardará la frecuencia en descender hasta F_{MIN}, es decir que el aporte de la RPF se dará en mayor proporción. Además una misma perturbación máxima, por ejemplo P_P= 800 MW, produciría sobre la frecuencia un impacto variable durante el día según se muestra con valores aproximados en la Figura siguiente



En cuanto a la evolución temporal de la potencia entregada por un generador ante la misma perturbación al sistema en la Figura siguiente se muestra en forma cualitativa su evolución temporal.



Donde

P_{MAX} = Min [$P_{MAX\ OPERABLE}$; k_{MAX} x P_0]

k_{MAX} = 1,05 para máq. Térmicas, y 1,10 para Hidráulicas

2.2.2.1. Factor de Aporte (a) del parque regulante de TG

- Para variaciones normales de la frecuencia (Fc ± 0,2 Hz), ante caídas de la frecuencia, las TG pueden entregar la totalidad de la reserva programada para RPF.
- Ante grandes variaciones de la frecuencia (f > 0,2 Hz), la disminución del aire del compresor y la acción del control de temperatura pueden ocasionar una disminución de la potencia generada, especialmente si inicialmente la TG dispone de poca reserva (< 3 %).

En estos casos el factor de aporte de esa TG puede resultar **negativo**, haciendo que el factor a_{TG} del conjunto de TG regulante pueda alcanzar valores sustantivamente menores a 0,5

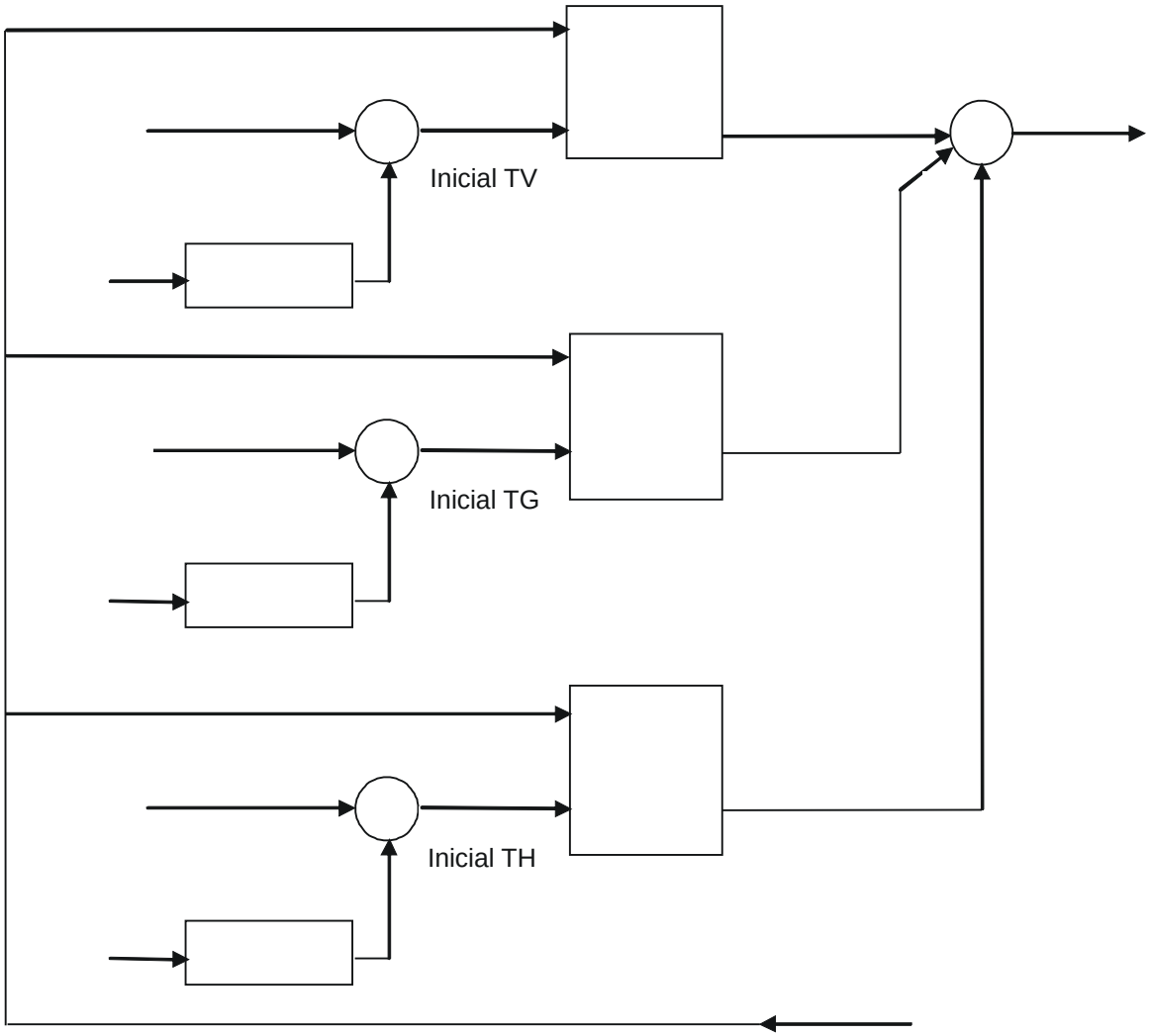
2.2.2.2. Factor de Aporte (a) del parque hidráulico

- Para variaciones normales de la frecuencia (Fc ± 0,2 Hz) se considera una reserva útil máxima para RPF igual al 10 % de la potencia generada
- Ante grandes variaciones de la frecuencia (f > 0,2 Hz), es posible que parte del parque hidráulico regulante, especialmente aquellos grupos de rápida respuesta, si disponen de suficiente reserva rotante puedan entregar más de un 10 % de la potencia generada.

En consecuencia, si se considera a la reserva útil para RPF como base para medir el aporte ante grandes perturbaciones, es factible que puedan obtenerse un factor a_{TH} levemente superior a la unidad.

2.2.3. Modelo para todo el parque regulante

La estructura presentada en el punto 2.1 es válida para cada grupo regulante (TV, TG e Hidro) por lo que el modelo aproximado para todo el parque regulante responde al siguiente diagrama de bloques:



2.2.4. Aporte de la RPF cuando F = F_{MIN}

Por lo anterior, la siguiente expresión representaría el aporte total de la RPF:

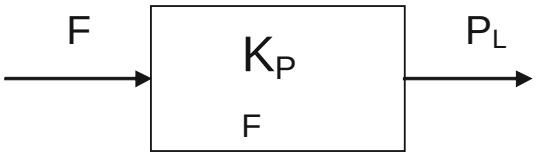
$$P_{RPF} = P_{TV} + P_{TG} + P_{TH} = a_{TV}\,(R_{i\,TV}) + a_{TG}\,(R_{i\,TG}) + a_{TH}\,(R_{i\,TH})$$

$$\mathbf{P_{RPF} = a_{TV}\,(R_{O\,TV} - F_O/\,E_P) + a_{TG}\,(R_{O\,TG} - F_O/\,E_P) + a_{TH}\,(R_{O\,TH} - F_O/\,E_P)} \quad (1)$$

donde $F_o = F_c - F_o$

2.3. Aporte de la Demanda (Cuando F = F_{MIN})

La sensibilidad de la demanda de potencia activa con la frecuencia se representa mediante un coeficiente denominado K_{PF} de la siguiente manera:



Donde $K_{PF} = (P_L / P_{Lo}) / (F / F_n)$

Es decir

$P_L = K_{PF}$ x P_{Lo} x (F / F_n) (2)

Donde $F = F_{MIN} – F_o < 0$

2.4. Balance de Potencias

Como hipótesis, cuando f =F_{MIN} la potencia acelerante debe ser nula para empezar a cambiar la pendiente descendente que tenía la frecuencia, es decir

$P_{ACEL} = 0$

Entonces la expresión que representa a la Potencia Acelerante (ver los sumadores correspondientes en la figura del Punto 1) se convierte en la siguiente ecuación de equilibrio:

$RI + P_{RPF} - P_L - P_P = 0$

Donde:

RI: Reserva instantánea

$P_{RPF} = (P_{TV} + P_{TG} + P_{TH})$ Aporte de RPF de cada grupo generador

P_L : Disminución de la demanda debido a su sensibilidad a la frecuencia

P_P : Perturbación (desconexión intempestiva del mayor generador)

Despejando el valor de la Reserva Instantánea obtenemos la fórmula general:

$RI = P_P - (P_{TV} + P_{TG} + P_{TH} - P_L)$ (3)

2.5. Volumen de Reserva Instantánea para que $P_{ACEL} = 0$ en F_{MIN} (RI_{FMIN})

Si dentro de la fórmula general (3) del punto anterior reemplazamos el aporte de la RPF por la expresión (1) y el aporte de la demanda por la expresión (2), la fórmula detallada para el cálculo del Volumen de Reserva Instantánea (RI_{FMIN}) necesaria para detener la caída de la frecuencia en F_{MIN} será la siguiente:

$RI_{FMIN} = P_P - (a_{TV} (R_{O\,TV} - F_O/ E_P) + a_{TG} (R_{O\,TG} - F_O/ E_P) + + a_{TH} (R_{O\,TH} - F_O/ E_P) - K_{PF}$ X P_{Lo} X (F / F_n)) (4)

2.6. Volumen de Reserva Instantánea para recuperación de la frecuencia (RI_{REC})

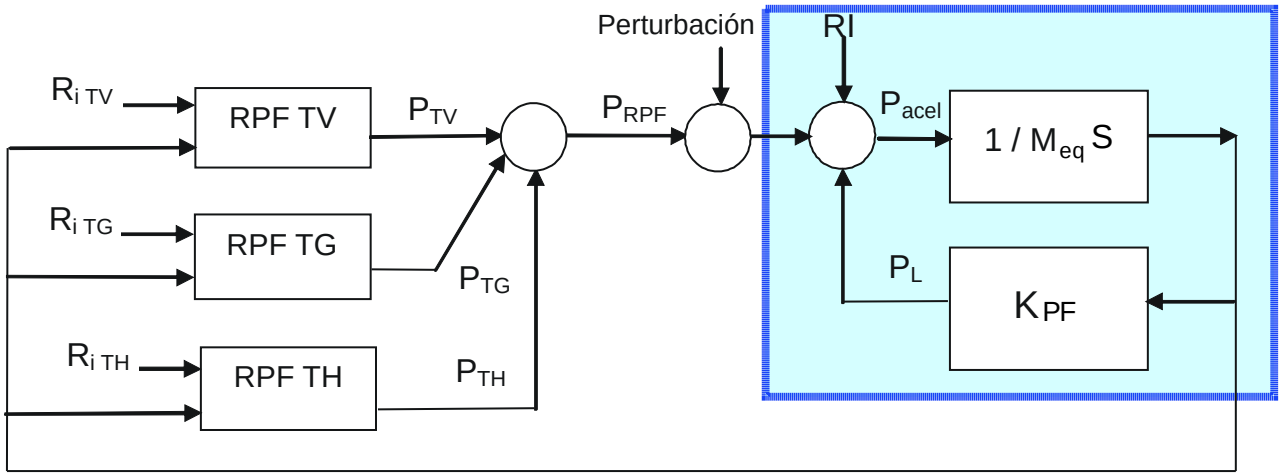
Mediante la RI_{FMIN} de la fórmula anterior se logra detener la caída de frecuencia en F_{MIN}, pero luego para evitar cortes por relés de restablecimiento se hace necesario dimensionar un volumen adicional de Reserva Instantánea (RI_{REC}) para lograr la recuperación de la frecuencia a los valores mínimos estipulados.

En la figura siguiente se muestra cualitativamente lo citado anteriormente mediante un diagrama temporal de variación de la frecuencia.

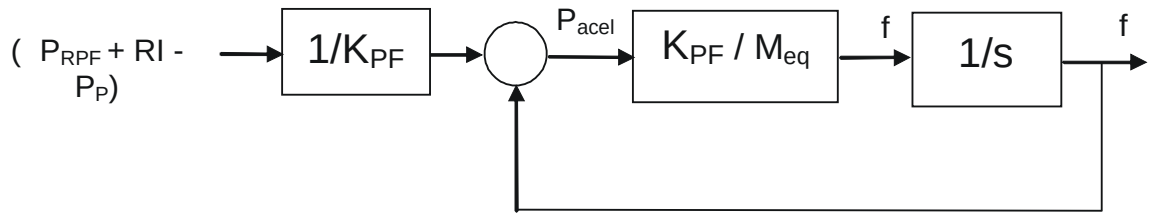
Como hipótesis se consideró F_{MIN} = 49.1 Hz, F_{REC} = 49.2 Hz y el tiempo máximo debajo de 49.2 Hz (T_{MIN}+T_{REC}) no debe superar 10 seg.

2.6.1. Cálculo del Volumen de RI_{REC}

Para el siguiente desarrollo conviene recordar la siguiente figura (del Punto 1: modelo dinámico aproximado), y de ella detallaremos la representación de el efecto de las Masas Rotantes y Sensibilidad de la carga.

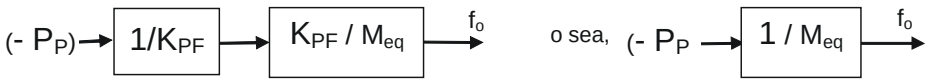


El área resaltada puede rescribirse de la siguiente manera:



2.6.2. Para t = 0:

Se da una situación de equilibrio en la frecuencia, es decir f = 0, por lo que la figura anterior podría resumirse de la siguiente manera:



Es decir,

$$M_{eq} = (-P_P) / \delta f_0 \quad (5)$$

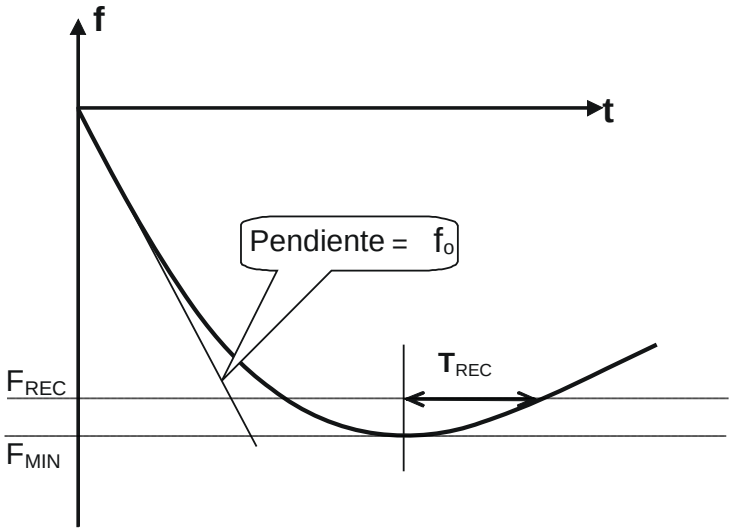
Donde:

P_P = Perturbación (desconexión intempestiva del mayor generador)

M_{eq} = Inercia equivalente del sistema

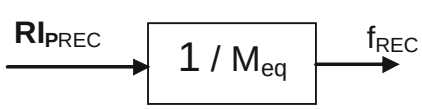
o o < 0

Correspondiéndose con el siguiente esquema temporal de la frecuencia:



2.6.3. Para f = F_{MIN}:

se da otra situación de f = 0, por lo que si consideramos como hipótesis preliminar que la RPF está agotada en F_{MIN}, esta situación podría representarse de la siguiente manera:



Es decir, **RI** M_{eq}

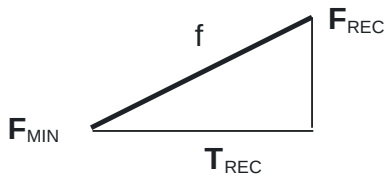
Donde:

RI_{PREC} = R. I. adicional para pendiente mínima de recuperación de f

M_{eq} = Inercia equivalente del sistema

REC = Pendiente mínima de la frecuencia para recuperar f > F_{REC}

2.6.4. Por otra parte, de las hipótesis, la recuperación de la frecuencia debe subir desde F_{MIN} hasta F_{REC} en un tiempo T_{REC}, (ver figura del punto 6), entonces:

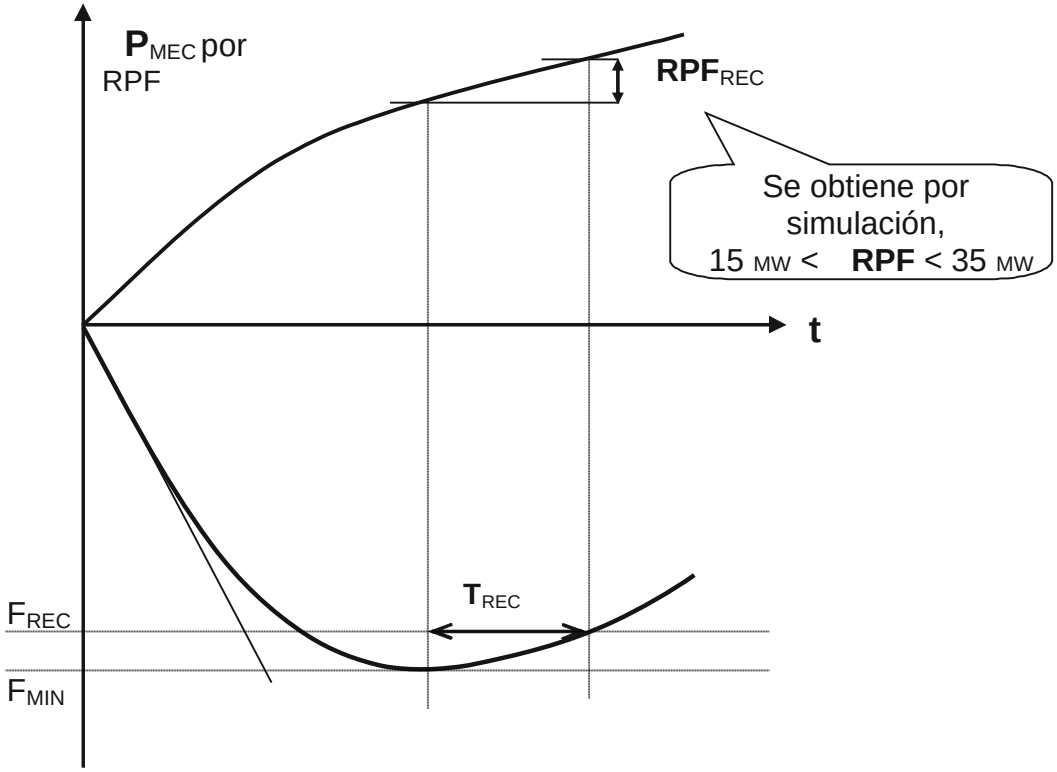


Es decir,

$$f_{REC} = (F_{REC} - F_{MIN}) / T_{REC}$$

2.6.5. Aporte de la RPF desde T_{MIN} hasta T_{REC}

Desde el instante que la frecuencia alcanza el valor mínimo hasta que se recupera por encima de 49,2 Hz transcurren entre 4 y 6 segundos (T_{REC}). Durante ese lapso las máquinas que participan de la RPF realizan un aporte adicional en MW que denominamos RPF_{REC}, que se presenta en forma cualitativa en la siguiente figura:



2.6.6. Fórmula de Reserva Instantánea adicional para recuperación de la frecuencia

Reemplazando lo obtenido en (5) y (7) dentro de la fórmula (6) se obtiene el monto aproximado de Reserva Instantánea adicional necesaria para lograr la pendiente de recuperación requerida de la frecuencia:

$$RI_{PREC} = \frac{(-P_P) * (F_{REC} - F_{MIN})}{T_{REC} * \delta f_o}$$

Donde RI_{PREC} da el valor requerido de RI para que la frecuencia del SADI crezca desde F_{MIN} a F_{REC} en un tiempo aproximadamente igual a T_{REC}, considerando que se agotó toda la reserva para RPF en F_{MIN}. Conviene $_o$ es negativa.

Si además se tiene en cuenta el aporte adicional de RPF según 6.1.3., se obtiene la siguiente expresión:

$$RI_{PREC} = \frac{(-P_P) * (F_{REC} - F_{MIN})}{T_{REC} * \delta f_o} - RPF_{REC} \qquad (8)$$

2.6.7. Incremento de la RI en horarios de baja carga (RI_V)

Este término tiene que ver con el aumento de la demanda durante la perturbación por variación de tensión, pérdidas, etc., situación que de acuerdo a las simulaciones realizadas con el PSS/E solo tiene incidencia significativa en horarios de baja carga, representándose este efecto mediante la siguiente expresión:

$RI_V = 148 - 1.72 \times 10^{-2} (G_{SADI})$ si $G_{SADI} < 8700$ (baja carga)

$RI_V = 0$ si $G_{SADI} > 8700$

(9)

2.6.8. Efecto de la RI en Grandes Usuarios (RI_{GU})

Si el corte de RI se produce sobre Grandes Usuarios, por aumento de tensión, variación en las pérdidas, etc en las áreas donde se desconecta la RI, demandará un aumento de la RI necesaria en función del monto de la carga desconectada, obteniéndose la expresión siguiente:

$RI_{GU} = 0.15 \times RI^*$ si $RI^* < 300$

$RI_{GU} = 45$ si $RI^* > 300$

(10)

Donde RI * sería la RI asignada a Grandes Usuarios.

2.7. Formula final para el cálculo de la Reserva Instantánea

La Reserva Instantánea total (RI) requerida para que ante una desconexión intempestiva del grupo generador mas grande (P_P) la frecuencia descienda hasta F_{MIN} y se recupere hasta el valor F_{REC} en un tiempo máximo de (T_{MIN}+T_{REC}) se puede determinar aproximadamente con la siguiente expresión que resulta de juntar los términos (4), (8), (9) y (10):

$$RI = P_P - \{a_{TV} * (R_{0TV} - F_0 / E_P) + a_{TG} * (R_{0TG} - F_0 / E_P) + + a_{TH} * (R_{0TH} - F_0 / E_P) + K_{PF} * P_{LO} * (F / F_n)\} + + \{[(- P_P) * (F_{REC} - F_{MIN})]/(T_{REC} * \delta f_0)\} - RPF_{REC} + RI_V + RI_{GU} \quad (11)$$

Donde:

$_o < 0$

$F = F_{MIN} – F_0 < 0$

$F_O = F_C – F_0$

3. Fórmula práctica – Ajuste de parámetros

El objetivo de esta sección es ajustar los parámetros componentes de la fórmula anterior, a fin de obtener una fórmula práctica para el cálculo del Volumen de Reserva Instantánea horaria.

La obtención de los parámetros para una fórmula práctica se realizó comparando los valores de ajuste contra los obtenidos mediante el simulador de transitorios electromecánicos (PSS/E), ejecutado sobre un modelo completo del SADI.

3.1. Evolución temporal de la Frecuencia - Simulaciones

Utilizando el programa PSS/E con el modelado detallado de toda la red, incluyendo la conversora, se analizaron 28 casos, variando los estados de demanda, exportación, porcentaje de Regulación Primaria de

Frecuencia (RPF), composición del parque generador, etc., a fin de obtener valores finales para los parámetros que componen la fórmula para el cálculo del Volumen de la Reserva Instantánea

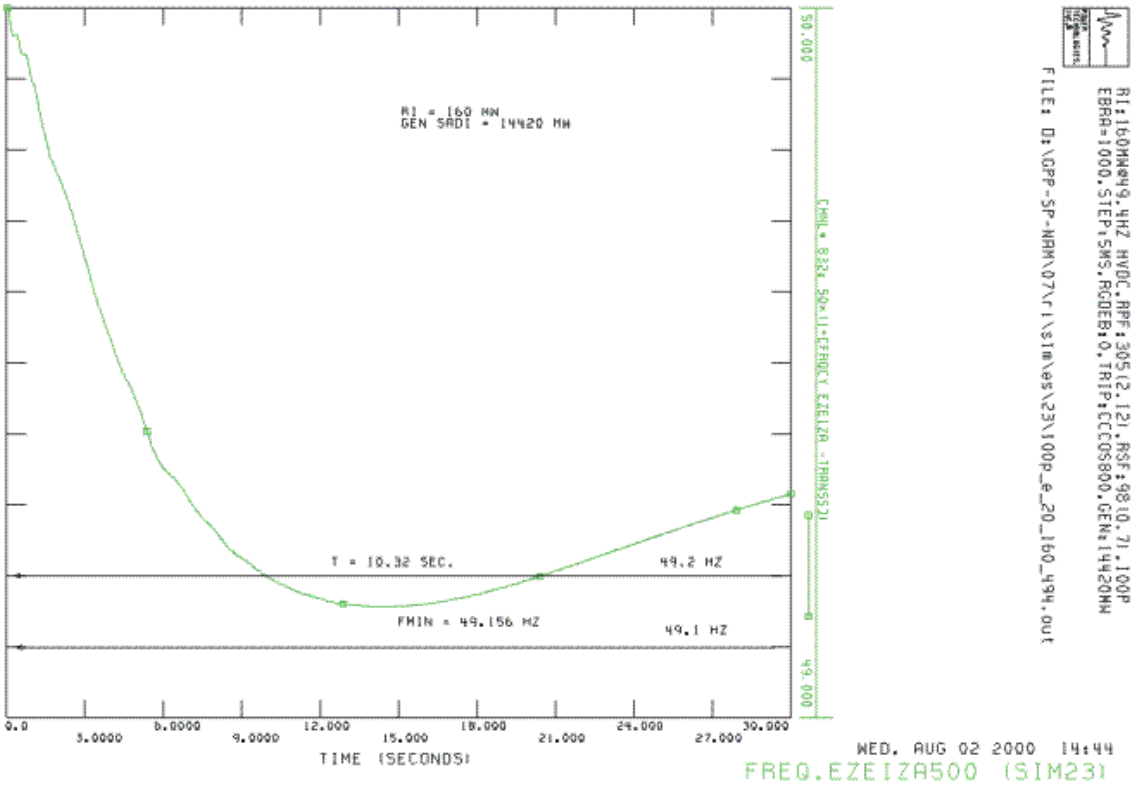
A continuación se presentan algunos gráficos resultantes de las distintas simulaciones dinámicas donde se puede apreciar la evolución temporal de la frecuencia para luego determinar a partir de ellos los valores de algunos parámetros de la fórmula.

Como generalidades se puede destacar que la RI (conversora o G.U.) utilizada se desconectó a los 49.4 Hz

3.1.1. Simulación para Demanda Pico

En este caso la Demanda total del Sistema Argentino fue de 13.240 MW, con una exportación a Brasil de 1000 MW, desconectándose el ciclo combinado de C.Costanera con 800 MW, contemplando una reserva para RPF de 305 MW, y para RSF de 98 MW.

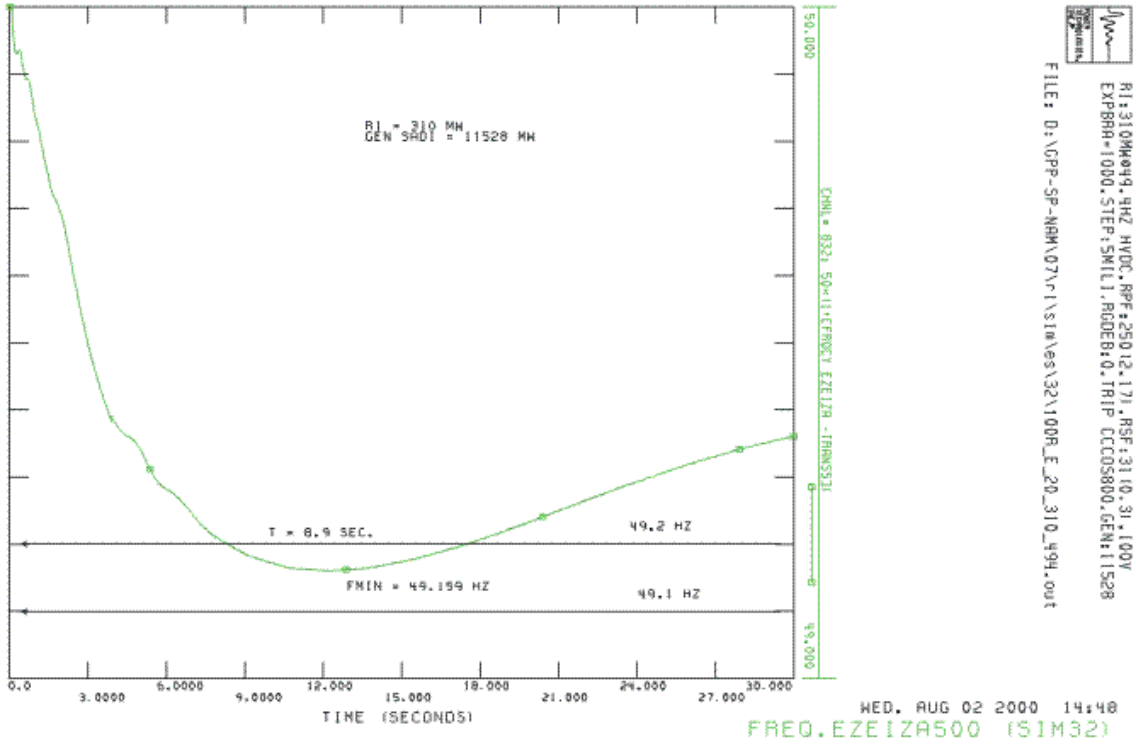
En la respuesta temporal de la frecuencia puede observarse que el valor mínimo alcanzado fue de 49.16 Hz y que permaneció debajo de 49.2 Hz por 10,3 segundos. Para ello fue necesario una desconexión de 160 MW (RI) a los 49.4 Hz.



3.1.2. Simulación para Demanda de Horas Restantes

También con exportación a Brasil de 1000 MW, pero este caso la demanda total del Sistema Argentino fue de 10.234 MW, desconectándose el ciclo combinado de C.Costanera con 800 MW, disponiéndose de una reserva para RPF de 250 MW, y para RSF de 31 MW.

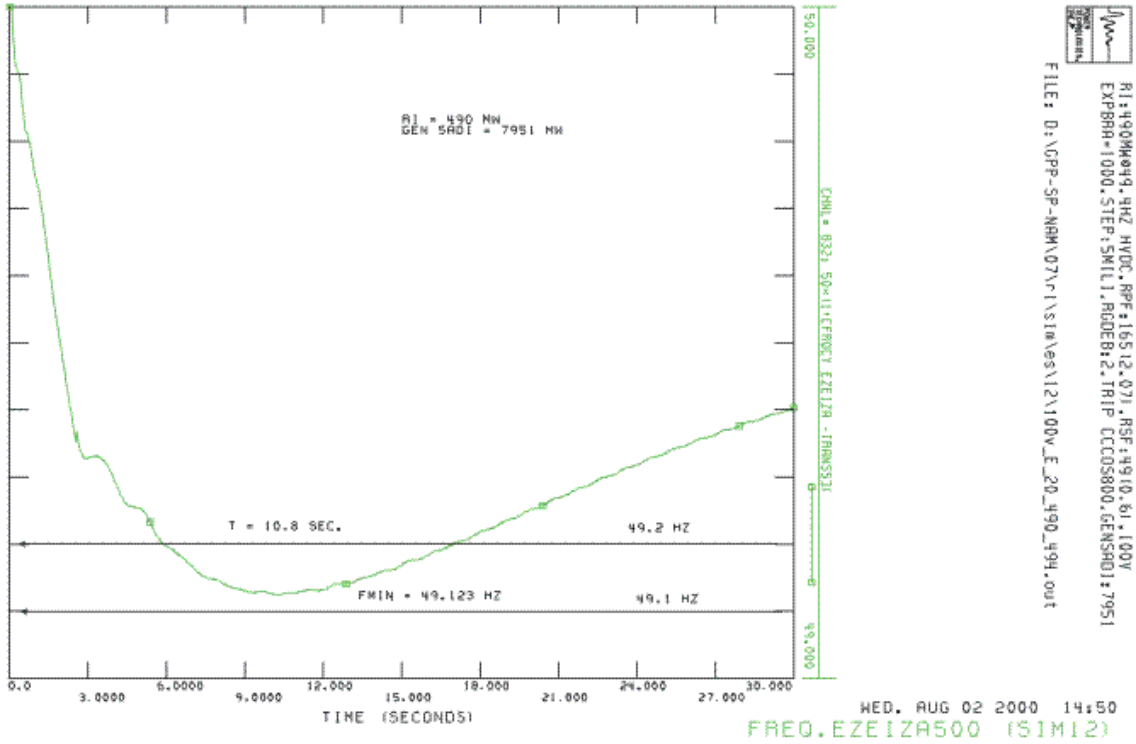
De la gráfica siguiente puede observarse que la frecuencia mínima fue de 49.16 Hz y permaneció debajo de 49.2 Hz por 8,9 segundos. Fue necesario desconectar en 49.4 Hz una potencia de Reserva Instantánea de 310 MW.



3.1.3. Simulación para Demanda de Valle

En este caso la Demanda total del Sistema Argentino fue de 6.708 MW, con 1000 MW de exportación a Brasil , desconectándose también el ciclo combinado de C.Costanera con 800 MW, considerando una reserva para RPF de 165 MW, y para RSF de 49 MW.

En la figura siguiente puede observarse que la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 49.12 Hz debido a su mayor pendiente inicial y que permaneció debajo de 49.2 Hz por 10,8 segundos. Fue necesario utilizar una Reserva Instantánea de 490 MW a los 49.4 Hz para lograr esta recuperación.



3.2. Fórmula teórica para el cálculo del Volumen de RI

A continuación se transcribe la estructura de la fórmula teórica obtenida en el punto III para el cálculo del Volumen de Reserva Instantánea.

$$RI = P_P - \{a_{TV} * (R_{0TV} - F_0 / E_P) + a_{TG} * (R_{0TG} - F_0 / E_P) + + a_{TH} * (R_{0TH} - F_0 / E_P) + K_{PF} * P_{LO} * (F / F_n)\} +$$
$$+ \{[(-P_P) * (F_{REC} - F_{MIN})] / (T_{REC} * \delta f_0)\} - RPF_{REC} + RI_V + RI_{GU}$$

Donde:

$_0 < 0$

$F = F_{MIN} - F_0 < 0$

$F_O = F_C - F_0$

Variables horarias

P_P, $R_{O\,TV}$, $R_{O\,TG}$ y $R_{O\,TH}$

Referencias

P_P = Perturbación en MW

a_{TV}, a_{TG} y a_{TH} = Factores de aporte del parque regulante de TV, TG e Hidro respectivamente

$R_{O\,TV}$, $R_{O\,TG}$ y $R_{O\,TH}$ = Reserva inicial de la RPF de grupos TV, TG e Hidro respectivamente

F_{MIN} = Frecuencia mínima alcanzada en cada caso > 49,1 Hz

F_n = Frecuencia nominal = 50 Hz

F_0 = Frecuencia inicial 49,8 Hz < F_0 < 50,2 Hz

F_C = Frecuencia de consigna

F_{REC} = Frecuencia de recuperación = 49.2 Hz

E_P = Estatismo permanente promedio del parque regulante. (5%)

K_{PF} = Coeficiente de sensibilidad de la demanda ante variaciones de frecuencia

P_{Lo} = Demanda (MW) afectada por la variación de frecuencia (sin considerar la exportación a Brasil)

$_o$ = Pendiente inicial de caída de la frecuencia < 0

T_{REC} = tiempo de recuperación desde F_{MIN} hasta F_{REC} (seg)

RPF_{REC} = Aporte adicional de la RPF (MW) durante T_{REC}

RI_V = Fracción de RI requerida por el aumento de la demanda con la tensión

3.3. Datos horarios a ingresar en la fórmula

- P_P : Perturbación en MW

Corresponde a la mayor unidad generadora en servicio (los ciclos combinados se consideran una unidad).

- $R_{O\,TV}$, $R_{O\,TG}$ y $R_{O\,TH}$: Reserva programada para RPF

Son datos a ingresar, correspondiendo a la reserva inicial de la RPF de grupos TV, TG e Hidro respectivamente, en MW

$R_{O\,TH}$ (Comahue) es la potencia inicial regulante (MW) del parque hidráulico de Comahue

Considerando lo indicado en el punto 5 del PT25, los valores de Reserva (R_{Oi}) a incluir en la fórmula se ajustarán de manera proporcional a la relación entre el %RPF Mínimo (actualmente del 2,1%) y el % de RPF despachado alcanzado (p.e. 3% si se alcanza el % óptimo actual), siempre que el % alcanzado sea mayor al mínimo. En caso contrario, si el % alcanzado fuera menor al mínimo, los valores de Reserva a incluir en la fórmula serán los programados para la hora.

- G_{SADI}

Generación total del sistema argentino en MW

3.4. Parámetros componentes de la fórmula práctica

A continuación se presentan los resultados obtenidos mediante el análisis de los 28 casos simulados:

- a_{TV} :Factor de aporte del parque regulante de TV

El valor promedio obtenido de las distintas simulaciones donde el parque regulante de TV era significativo fue de 0,80 , es decir que durante el tiempo que el sistema tarda en llegar a F_{MIN} el parque de TV regulante aportará el 80% de la reserva inicial.
El término F_O/ E_P es nulo por que se supone que $F_0 = F_C$

- a_{TG} :Factor de aporte del parque regulante de TG

Ídem anterior pero con un promedio de 0,70

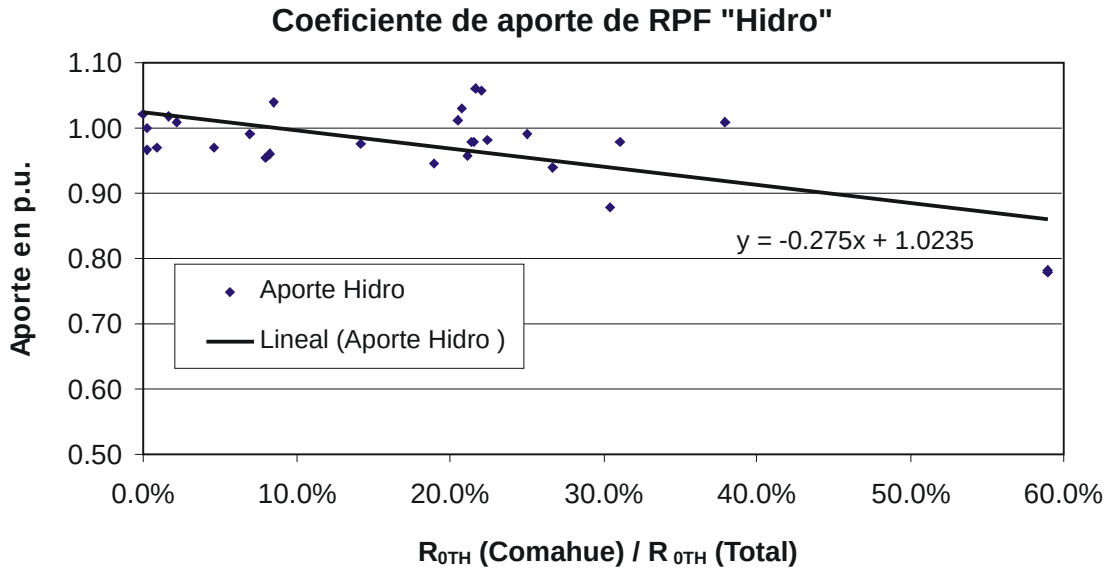
- a_{TH} :Factor de aporte del parque Hidráulico regulante

Considerando que el término F_O/ E_P es nulo por que se supone que $F_0 = F_C$, y además debido a la diferencia de velocidad de respuesta del parque hidráulico de Comahue respecto de Yacyretá y Salto grande, fue necesario representar el aporte mediante una función que contempla el porcentaje de participación de cada uno, obteniéndose la siguiente expresión:

$a_{TH} = 1{,}0235 – (0{,}275\ R_{O\ TH\ (Comahue)} / R_{O\ TH\ (Total)})$

donde $R_{O\ TH}$ es la reserva inicial

Esta expresión representa la línea de tendencia de los valores obtenidos en las 28 simulaciones según puede apreciarse en la figura siguiente:



- P_{Lo} : Demanda sensible a la variación de frecuencia

Corresponde a toda la demanda interconectada de 50 Hz, es decir exceptuando la exportación a Brasil mediante las conversoras, cuya carga es insensible a las variaciones de frecuencia. Es decir que P_{Lo} en MW podría obtenerse con la siguiente relación:

P_{Lo} = Demanda Argentina + Demanda de UTE

En la siguiente expresión se presenta una forma aproximada para calcular PLo, donde el coeficiente 1,1 proviene de estimar la demanda de UTE como el 10% de la demanda argentina.

$P_{Lo} = 1{,}1 \times (G_{SADI} – \text{Exp. Brasil} - \text{Exp. UTE})$

donde G_{SADI} es la generación total del SADI

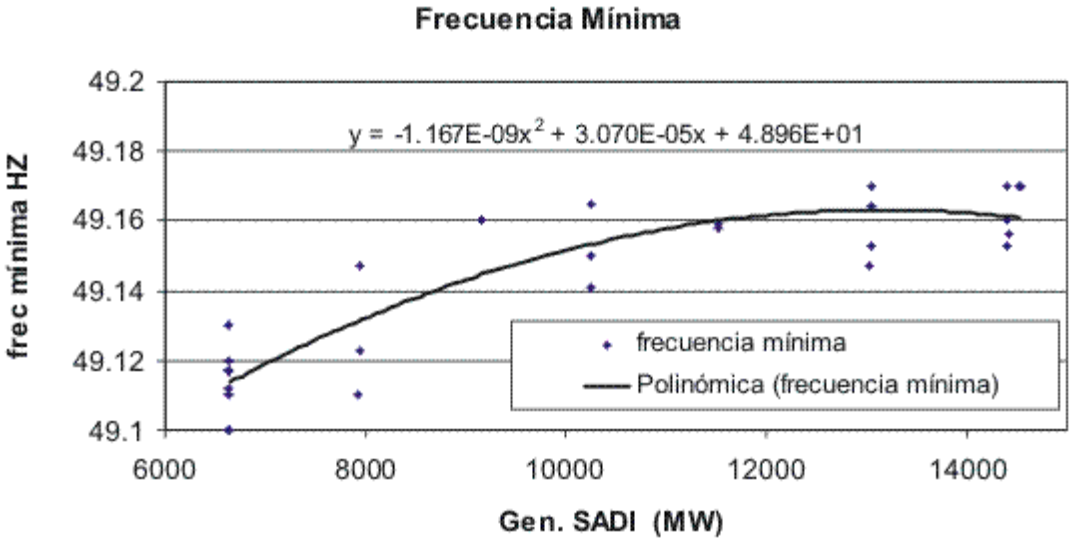
- F_{MIN} : Frecuencia mínima

En las simulaciones realizadas se consideró que $F_0 = F_C = 50$ Hz

La frecuencia mínima cada caso dependerá de la inercia de lasa masas rotantes del sistema, estando representada según la siguiente función:

$F_{MIN} = 48{,}96 + 3{,}07 \times 10^{-5} (G_{SADI}) - 1{,}167 \times 10^{-9} (G_{SADI})^2$

donde G_{SADI} es la generación total del SADI



En la figura siguiente se muestra la línea de tendencia (polinómica) que representa los valores obtenidos en las simulaciones.

- F entre frecuencia inicial y frecuencia mínima

Si suponemos que la frecuencia inicial coincide con la frecuencia de consigna ($F_0 = F_C$), en función de la expresión del punto anterior se obtiene:

$F = 48{,}96 + 3{,}07 \times 10^{-5} (G_{SADI}) - 1{,}167 \times 10^{-9} (G_{SADI})^2 - F_C$

donde G_{SADI} es la generación total del SADI y F_C = 50 Hz excepto cuando se hace regulación terciaria

- T_{REC} : tiempo de recuperación

Es el tiempo de recuperación desde F_{MIN} hasta F_{REC} que es proporcional a la pendiente de recuperación de la frecuencia. Conviene recordar que por hipótesis, la frecuencia no debe permanecer debajo de 49,2 Hz por mas de 10 seg. El valor medio de los tiempos obtenidos permite adoptar un tiempo de recuperación T_{REC} = 6 seg

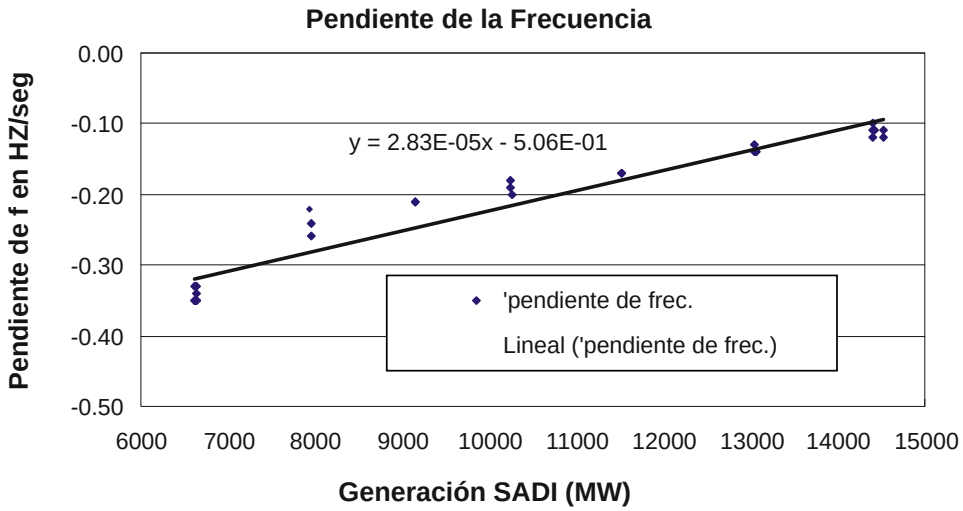
- $_o$: Pendiente inicial de la frecuencia

Es la pendiente promedio de caída de la frecuencia, que está relacionada principalmente con la inercia del sistema de acuerdo a la expresión siguiente:

$_o = 2{,}83 \times 10^{-5} (G_{SADI}) - 0{,}506$

donde G_{SADI} es la generación total del SADI

En la figura siguiente se muestra la línea de tendencia que representa los valores obtenidos en las simulaciones.



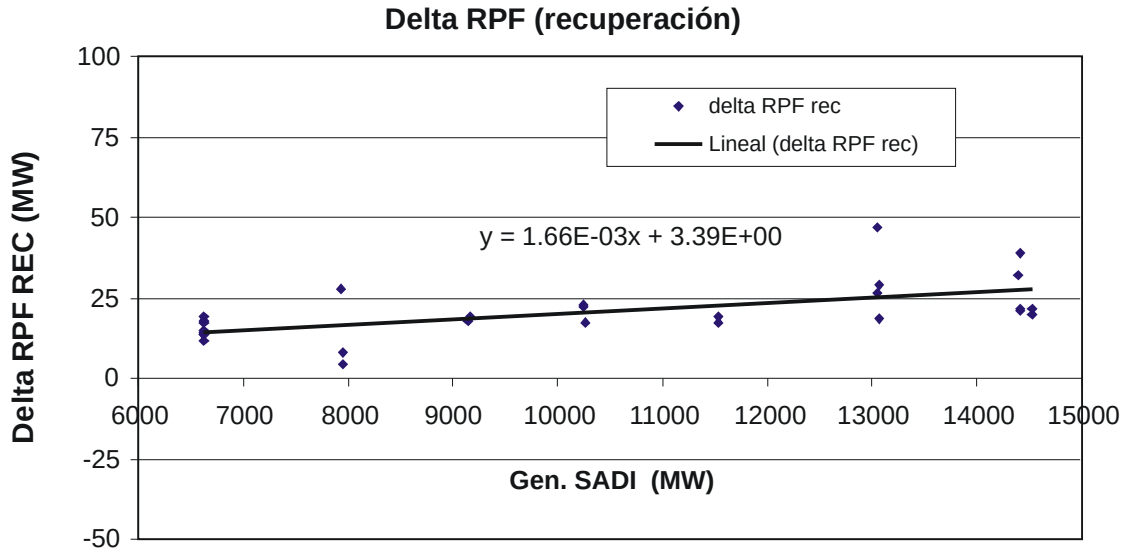
- RPF_{REC} : Aporte adicional de la RPF (MW) durante T_{REC}

Durante el período de recuperación de la frecuencia hasta alcanzar los 49.2 Hz, el parque regulante continúa entregando el resto de la reserva disponible, lo que se considera en la siguiente ecuación:

$RPF_{REC} = 1.7 \times 10^{-3} (G_{SADI}) + 3,4$

donde GSADI es la generación total del SADI

En la gráfica siguiente se pueden apreciar los valores obtenidos en las simulaciones y la línea de tendencia que los representa.



- RI_V : Incremento de la RI en horarios de baja carga

Este término tiene que ver con el aumento de la demanda durante la perturbación por varios motivos (variación de tensión, pérdidas, etc), situación que de acuerdo a las simulaciones realizadas con el PSS/E solo tiene incidencia en horarios de baja carga, representándose este efecto mediante la siguiente expresión:

$RI_V = 148 - 1.72 \times 10^{-2} (G_{SADI})$ si $G_{SADI} < 8700$ (baja carga)

RI_V = 0 si G_{SADI} > 8700

- RI_{GU} : Efecto de la RI en Grandes Usuarios

Si el corte de RI se produce sobre Grandes Usuarios, por aumento de tensión, variación en las pérdidas, etc en las áreas donde se desconecta la RI, en las simulaciones realizadas se detectó la necesidad de un aumento de la RI necesaria en función del monto de la carga de GU desconectada, obteniéndose la expresión siguiente:

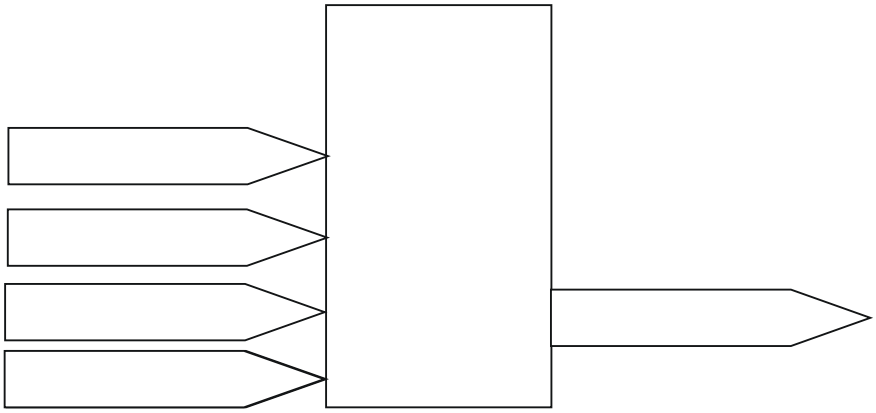
RI_{GU} = 0.11 x RI * si RI * < 300

RI_{GU} = 35 si RI * > 300

Donde RI * sería la RI necesaria menos la asignada al bombeo y a la conversora.

3.5. Formula práctica

En síntesis, la estructura de la fórmula para obtener el Volumen de Reserva Instantánea requerirá del suministro de datos para las siguientes variables:



A continuación se detalla la composición interna de la fórmula práctica con sus respectivos parámetros:

$$RI = P_P - \{0{,}8 * (R_{0TV}) + 0{,}7 * (R_{0TG}) + a_{TH} * (R_{0TH}) + 1{,}5 * P_{LO} * (F / 50)\} +$$
$$+ \{[(-P_P) * (49.2 - F_{MIN})]/(6 * \delta f_0)\} - RPF_{REC} + RI_V + RI_{GU}$$

donde:

a_{TH} = 1,0235 –(0,275 $R_{O\ TH\ (Comahue)}$ / $R_{O\ TH\ (Total)}$)

P_{Lo} = 1,1 x (G_{SADI} – Exp. Brasil - Exp. UTE)

F = 48,96 + 3,07 x 10^{-5} (G_{SADI}) -1,167 x 10^{-9} (G_{SADI})^2– F_C F_C= frec. Consigna

F_{MIN} = 48,96 + 3,07 x 10^{-5} (G_{SADI}) -1,167 x 10^{-9} (G_{SADI})2

f_o = 2,83 x 10^{-5} (G_{SADI}) – 0,506

RPF_{REC} = 1.7 x 10^{-3} (G_{SADI}) + 3,4

RI_V = 148 - 1.72 x 10^{-2} (G_{SADI}) si G_{SADI} < 8700

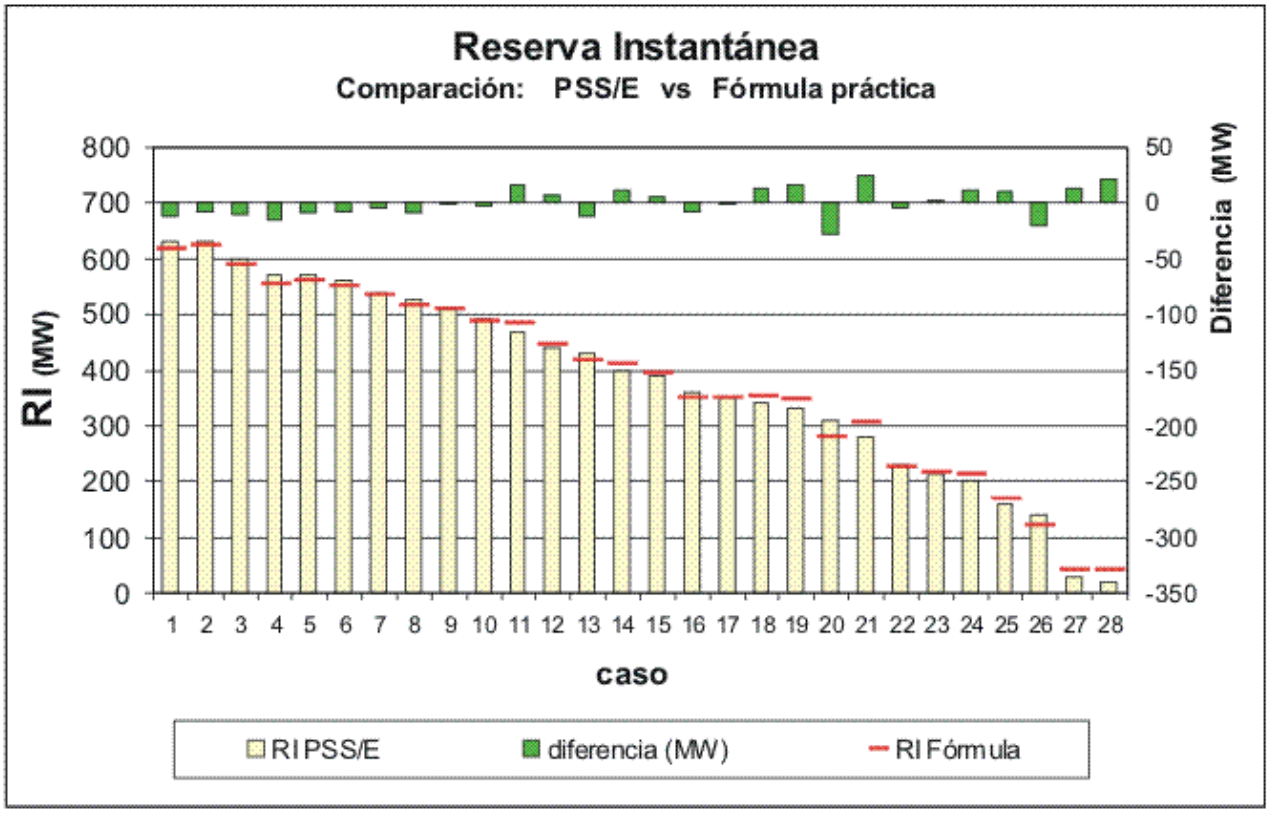
RI_V = 0 si G_{SADI} > 8700

RI_{GU} = 0.11 x RI_{GU} si RI_{GU} < 300

RI_{GU} = 35 si RI_{GU} > 300

3.6. Resultados comparativos

En la figura siguiente se presenta una comparación de los resultados obtenidos de RI con la fórmula y con el PSS/E para los 28 casos evaluados.



P.T. 26: SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTIBLES (SCOMB)

1. OBJETO

El objeto del Procedimiento Técnico es el de definir los aspectos relacionados con la implementación y administración del SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTIBLES (SCOMB) según lo dispuesto por la Res. S.E. N° 387/05. El sistema comprende la medición, registro, transmisión y procesamiento de la información correspondiente al consumo de combustibles en centrales térmicas, con el objeto de poder determinar en forma adecuada el reconocimiento de costos asociado a dichos consumos reales.

2. ALCANCE

Se incluye en el SCOMB a los consumos de generadores térmicos del MEM con Gas Natural, Gas Oil, Fuel Oil y Carbón Mineral. Los valores correspondientes al consumo de cada tipo de combustible deben ser enviados en forma diaria con discriminación horaria y por cada unidad generadora.

3. ASPECTOS GENERALES - IMPLEMENTACION

La información a ser incluida en el sistema transaccional económico se corresponde con valores de consumo de paso horario con una frecuencia diaria de remisión de la información. Los costos asignados a la implementación del sistema SCOMB serán incluidos en los Servicios Asociados a la Potencia. Se priorizará la utilización de equipamiento de medición existente, minimizando el nivel de inversiones requeridas.

El sistema de mediciones se implementará en dos etapas. En la primera se utilizará el equipamiento y/o la información existente. En el punto 7-1 se indica la metodología para la de-terminación de las mediciones en esta primera etapa. En una segunda etapa, se complementarán las mediciones con la instalación de medidores en aquellos generadores y para los tipos de combustible que resulte conveniente. La metodología correspondiente se detalla en el punto 7-2 de este Procedimiento.

4. CARACTERISTICAS DE LAS MEDICIONES

Para la implementación del SCOMB se definirán los parámetros y características básicas de las mediciones mediante un Anexo SCOMB (antes denominado Norma SCOMB) que se incorpora al presente PT y que incluye entre otros aspectos, los siguientes conceptos:

- Especificación de las magnitudes a medir por unidad generadora, según tipo de combustible.
- Período de integración de las mediciones, y frecuencia de su envío a CAMMESA.
- Especificación de la jerarquía (nivel de incertidumbre) requerida para la medición SCOMB según tipo de combustible y central.
- Especificación de requerimientos adicionales a satisfacer por los medidores y/o dispositivos de monitoreo remoto, programación, recolección y transmisión de datos
- Especificación de los medios de transmisión de los datos SCOMB a CAMMESA.
- Especificación de requerimientos del software de transmisión de información a CAMMESA.
- Requerimientos de Seguridad Física y Lógica, y de Auditoría (Loggers) del nodo SCOMB.
- Requerimientos de transmisión de datos vía SOTR como medio de respaldo del SCOMB.
- Formato de datos a enviar a CAMMESA (mediciones de combustible consumido por hora, por máquina y por tipo de combustible).
- Especificación de la forma de envío a CAMMESA de mediciones aperiódicas y/o no automáticas tales como existencias, entradas y salidas de combustibles líquidos en tanques de almacenamiento, poderes caloríficos, densidad, etc..

5. HABILITACION PROVISORIA

Los Agentes que ya tengan instalados equipos de medición y deseen incluir sus consumos reales en las transacciones económicas, deberán solicitar una habilitación transitoria. Los Agentes que no tengan equipos de medición y deseen incluir sus consumos reales de combustibles líquidos en las transacciones económicas,

deben presentar periódicamente las mediciones correspondientes avaladas por un Auditor Independiente, informando los consumos con discriminación horaria.

6. HABILITACIÓN DEFINITIVA - PROYECTOS DE MEDICIÓN DE NODOS SCOMB

Se instalarán nuevos medidores y se implantarán esquemas de medición en aquellos casos en que con el equipamiento o sistema de medición existente no puedan medirse los valores requeridos con la calidad y prestaciones adecuadas. La prioridad de implantación se asigna a las siguientes unidades:

a) Consumidores de fuel oil provisto por el Estado Nacional (Res. 389)

b) Consumidores con prefinanciación de gas oil. (Res. 436)

c) Unidades no contempladas en las categorías anteriores y que consumieron combustibles líquidos o carbón por más de 96 hs. en 2004.

d) Unidades que consumieron en algún momento gas natural nominado. (Res. 659)

e) Resto de las unidades térmicas.

Una vez analizada la documentación solicitada a los Agentes (relevamiento de equipamiento de medición existente), CAMMESA definirá el cronograma estimado de instalación de medidores y habilitación de nodos SCOMB, considerando las prioridades anteriores y el análisis de conveniencia correspondiente.

La realización de cada proyecto SCOMB será gestionada por cada Generador. Los Generadores enviarán el Proyecto Técnico – Económico de Medición SCOMB a CAMMESA, la que lo analizará y aprobará o rechazará. Se deberán presentar al menos 2 (dos) proyectos correspondientes a diferentes proveedores de instrumental. CAMMESA informará a la Secreta-ría de Energía los montos involucrados en cada proyecto aprobado.

El pago al Generador de los costos involucrados en el proyecto se realizará en etapas de acuerdo a los costos que sea necesario ir cubriendo y en particular para aquellos asociados al costo del equipo de medición, contra presentación de los documentos respaldatorios.

Una vez ejecutado el Proyecto de Medición por parte del Generador, el mismo deberá solicitar a CAMMESA la Habilitación Definitiva del nodo SCOMB, la que será extendida una vez completadas las pruebas de funcionamiento correspondientes a satisfacción de CAMMESA.

7. METODOLOGIA - ETAPAS

El nivel de incertidumbre máximo será el asociado a las características de los esquemas e instrumentos de medición disponibles comercialmente. El valor máximo admisible será más bajo para aquellas mediciones de unidades con un alto nivel de despacho con combustibles de costos elevados (combustibles líquidos).

A continuación se describen los aspectos básicos para la determinación de los consumos horarios de combustibles para cada tipo de combustible, para el período anterior a la obtención de la Habilitación Definitiva del nodo SCOMB y para el período posterior a la obtención de dicha habilitación. En todos los casos se contrastará la integración de los valores horarios medidos con los valores que se tengan de paso semanal o mensual y se realizarán los ajustes que correspondan ya sea por variación de volúmenes o de poder calorífico.

En el ANEXO SCOMB se determina para cada tipo de combustible cuál de estas mediciones se tomará como principal y cuál como de control, en base a la menor incertidumbre de medición disponible.

Las mediciones diarias de gas natural deberán ser aquellas disponibles en cada caso (6 a 6 o de 0 a 24); las mediciones de los combustibles alternativos deberán ser consistentes con la información de gas correspondiente.

Los días hábiles antes de las 15 hs deben ser remitidos a CAMMESA los valores provisorios balanceados conteniendo los volúmenes consumidos por unidad generadora normalizados, para cada tipo de combustible y el poder calorífico correspondiente. El medio de envío y recepción de la información será electrónico, ya sea a través de MEMNet y/o Internet, a de-finir por CAMMESA en acuerdo con los Generadores.

El poder calorífico a utilizar será el indicado en cada caso. De no disponerse de la información requerida, se deberán aplicar los establecidos en el Anexo 13 de Los Procedimientos. Deben informarse específicamente los consumos asociados a Arranques de unidades para su consideración en los consumos de cada tipo de combustible.

En general se requerirá el envío de copia de la documentación correspondiente a mediciones, entregas y consumos.

La eventual instalación de los equipos de medición se realizará de manera coordinada para minimizar el impacto sobre el MEM y sobre la disponibilidad del grupo, la que no será afectada en el período que dure la instalación.

7.1. PRIMERA ETAPA - ANTES DE HABILITACIÓN DEFINITIVA DEL NODO SCOMB

- Gas Natural
- Se utilizarán las mediciones existentes de la Distribuidora/Transportadora de Gas Natural, a ser solicitadas por cada Generador. Si éstas correspondieren a mediciones de varias unidades agrupadas, se utilizarán las lecturas individuales existentes y distribuirán para que coincidan con el valor total medido. En caso de no contar con medición horaria en alguna unidad, se podrá calcular su consumo en base a la generación y curvas de consumo. Los resultados de consumo horario por unidad de generación serán calcula-dos por cada agente generador en forma diaria tomando las mediciones operativas correspondientes a las lecturas de la Distribuidora/Transportadora ajustadas a condiciones estándar.
- En forma mensual se deberán enviar los valores definitivos de consumo que consten en documento, factura o nota de Distribuidora/Transportadora para verificación y cierre mensual.
- El poder calorífico a utilizar será el informado por la Distribuidora/Transportadora
- Fuel Oil – Gas Oil
- Para determinar los consumos se tomarán como base mediciones operativas de stock con frecuencia diaria/semanal en función del uso. Los valores horarios se determinarán distribuyendo los valores diarios con los registros de medidores disponibles. En caso de no contar con medición horaria en alguna unidad, se podrá calcular su consumo en base a la generación y curvas de consumo
- Para los valores de cierre mensuales, se utilizarán mediciones sobre tanques con movimiento con certificación de Inspector Independiente, con una frecuencia semanal/mensual en función de la intensidad de uso y declaración de ingresos y salidas con certificación de Inspector Independiente. En casos de ingresos con camiones deberá contarse con certificación de origen y las correspondientes verificaciones de volúmenes mediante lectura de tanques.
- El poder calorífico a utilizar será el informado por los Inspectores Independientes en la descarga ponderado con el correspondiente a existencias en tanques o el que surja de un ensayo, el que sea más representativo.
- Carbón Mineral
- Para determinar los consumos se tomarán como base mediciones operativas de cinta con frecuencia diaria/semanal en función del uso. Los valores horarios se determinarán distribuyendo los valores diarios con los registros de medidores disponibles si los hubiese. En caso de que el esquema de medición planteado no pueda alcanzar el nivel de in-certidumbre admisible, se utilizarán las curvas de consumo vigentes, las que serán contrastadas con las de otros combustibles que pueda quemar la central, determinadas en base a consumos medidos.
- El poder calorífico a utilizar será el informado por los Inspectores Independientes en la descarga del producto en la central o en la alimentación del mismo a las máquinas.

7.2. SEGUNDA ETAPA – LUEGO DE HABILITACIÓN DEFINITIVA DEL NODO SCOMB

- Gas Natural
- Se utilizarán las mediciones existentes de la Distribuidora/Transportadora de Gas Natural. La distribución horaria y por máquina de estas mediciones se realizará en base a las mediciones integradas de caudal volumétrico transmitidas a CAMMESA por el nodo SCOMB.
- En forma mensual se deberán enviar los valores definitivos de consumo que consten en documento, factura o nota de Distribuidora/Transportadora para verificación y cierre mensual.
- El poder calorífico a utilizar será el informado por la Distribuidora/Transportadora.
- Fuel Oil – Gas Oil

- Para determinar los consumos se tomarán como base mediciones integradas de caudal másico transmitidas a CAMMESA por el nodo SCOMB.
- Para contrastar los valores medidos, se utilizarán mediciones sobre tanques con movimiento con certificación de Inspector Independiente, con una frecuencia semanal / mensual en función de la intensidad de uso y declaración de ingresos y salidas con certificación de Inspector Independiente. En casos de ingresos con camiones deberá contarse con certificación de origen y verificaciones de volúmenes mediante lectura de tanques.
- En forma periódica se deberá enviar la documentación que certifique los valores declarados, para verificación y cierre.
- El poder calorífico a utilizar será el informado por los Inspectores Independientes en la descarga ponderado con el correspondiente a existencias en tanques o el que surja de un ensayo, el que sea más representativo.
- Carbón Mineral
- Para determinar los consumos se tomarán como base las mediciones operativas de cinta con frecuencia diaria/semanal en función del uso. Los valores horarios se determinarán distribuyendo los valores diarios con los registros de medidores disponibles o aquellos que se instalen. En caso de que el esquema de medición planteado no pueda alcanzar el nivel de incertidumbre admisible, se utilizarán las curvas de consumo vigentes, las que serán contrastadas con las de otros combustibles que pueda utilizar la central, determinadas en base a los consumos medidos.
- En forma periódica se deberá enviar la documentación que acredite los ingresos declarados, para verificación y cierre.

8. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION – RESULTADOS

Con la información diaria recibida, CAMMESA realizará el contraste de la misma con los valores que surjan de la operación y con los volúmenes que surjan del cálculo mediante la utilización de las curvas de consumo calórico vigentes.

Los resultados de la información diaria/horaria se incluirán en el Parte Posoperativo diario. En base a la información certificada se realizarán los ajustes semanales/mensuales que pudieren corresponder. Los valores definitivos de consumos de combustibles serán incluidos en las Transacciones Económicas para su valorización económica.

En forma periódica se realizará el cálculo de los consumos específicos medios en base a la información disponible para su eventual inclusión en el despacho de máquinas. Con los da-tos horarios de energía generada y consumos de combustibles se establecerán las curvas de consumo representativas para distintos niveles de potencia. Los ajustes de curvas y consumos específicos medios se realizarán periódicamente con los registros obtenidos, considerando los aspectos de consistencia estadística correspondientes. Dichas curvas podrán ser corregidas mediante ensayos, hasta el tope que surja de los resultados de las mediciones del SCOMB para la máquina.

9. AUTORIZACION DE INSPECTORES INDEPENDIENTES

Los inspectores independientes que certifiquen mediciones serán presentados por los Generadores y autorizados por CAMMESA para cumplir esa función. Los mismos deberán tener reconocida capacidad técnica. Los costos correspondientes a mediciones de control se incluirán como costos de implementación y cargarán a los Servicios Asociados, así como los costos asociados a la calibración de instrumental. Los costos de mediciones adicionales por consumos durante el período de habilitación transitoria estarán a cargo del Generador.

10. DATOS FALTANTES

En caso de no contar con información de consumos en alguna hora se utilizarán las curvas de consumo por tipo de combustibles determinadas sobre la base de los últimos consumos medidos. Los valores faltantes por indisponibilidad de la medición se completarán con valores en base a curvas representativas de consumo calórico.

P.T. 27: HABILITACION COMERCIAL DEL SISTEMA SMED

1. INTRODUCCION

La Resolución S.E. Nº 1281/2006 clasifica la demanda del SADI y establece prioridades de abastecimiento. El OED y los DISTRIBUIDORES deberán tener conocimiento de las de-mandas mayores o iguales a 300 kW para establecer la porción de demanda individual por usuario que no cuenta con respaldo mediante contratos en el Mercado a Término y la priori-dad de abastecimiento que le corresponde en consecuencia a cada momento.

P
ya sean **GUMA, GUME o GUDI**, se integren al Sistema de Medición de Demanda (SMED) en modo tal de que el OED pueda recolectar y/o recibir los valores de energía demandados en forma periódica y según lo requerido para el cumplimiento de la Resolución S.E. N°1281/2006.

La integración al sistema SMED implica la adecuación de las instalaciones de medición y/o de comunicaciones instaladas en cada punto de demanda creando en cada uno de ellos un nodo SMED con las capacidades de generar la información sobre la demanda requerida y también de transmitirla en tiempo y forma al OED.

Cada nodo SMED está compuesto básicamente por: (a) un sistema de medición de energía de la clase adecuada, con posibilidad de registrar el perfil de carga del usuario y con posibilidades de emitir pulsos proporcionales a la energía demandada, y (b) un equipo (RIC) que integra las funciones de registro de los pulsos emitidos por el medidor y las funciones de comunicaciones necesarias para que los valores registrados sean transmitidos remotamente con la periodicidad requerida.

De acuerdo con las instrucciones recibidas de la Secretaría de Energía mediante la Nota S.E N° 0045 de fecha 10 de enero de 2007, CAMMESA realizó la adquisición de todos los equipamientos necesarios y de los servicios relacionados con la lectura remota de los datos. El equipamiento adquirido para la adecuación de los sistemas de medición y su integración al Sistema SMED, correspondientes a los GUME y a los GUDI, fue remitido a los Agentes Distribuidores / Prestadores del Servicio Público de Distribución para su instalación.

En la misma Nota S.E. Nº 0045, la Secretaría de Energía también instruyó a CAMMESA a coordinar con los Agentes Distribuidores y/o Prestadores de dicha función los procedimientos para la habilitación comercial del SISTEMA DE MEDICIÓN DE DEMANDA (SMED), así como también las verificaciones y controles de tales instalaciones que resulten necesarios para asegurar la exactitud de los valores medidos..

2. OBJETIVO

Por lo expuesto anteriormente y en relación a la necesidad de contar con un documento que regule la habilitación comercial una vez realizada la instalación y puesta en marcha de los nodos del sistema SMED se desarrolla el presente **Procedimiento** el cual tiene por objetivos:

- Especificar los procedimientos de habilitación comercial que tiene que cumplir cada actor interviniente en la instalación de un nodo SMED
- Determinar la documentación a intercambiar entre los actores intervinientes.
- Establecer el procedimiento de verificación de la medición, registro in situ, circuitos y equipos, y la comunicación hasta el centro de adquisición de datos asociado para asegurar la exactitud de los valores medidos.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este Procedimiento se aplicará para la habilitación comercial de los nodos SMED correspondientes a las interconexiones entre los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía y los Grandes Usuarios **GUMA, GUME y/o GUDI** comprendidos dentro del alcance de la Resolución S.E. N° 1281/2006.

En los puntos de medición correspondientes a los **GUME y/o GUDI** se asume que los Agentes Distribuidores / Prestadores ya han instalado y puesto en marcha adecuadamente, según las instrucciones de los proveedores, los medidores de energía eléctrica y los RIC que se les proveyeran oportunamente en el marco de la Resolución mencionada.

En los puntos de medición correspondientes a los **GUMA** el Procedimiento se aplicará considerando lo expresado en el punto **6.2.**

4. DEFINICIONES

a) **Distribuidor:** denominación con la que de aquí en adelante se designa a los Agentes Distribuidores y/o los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM.

b) **Proveedor:** denominación con la que de aquí en adelante se designa a la empresa proveedora de los RIC y del Servicio de Adquisición de Datos Remotos SMED, que incluye los servicios de comunicaciones de los RIC con su Centro de Adquisición (CA) y entre su CA y las instalaciones de procesamiento de datos de CAMMESA (CAD).

c) **RIC ó RICs** (en plural): Registrador e Interfaz de Comunicaciones. Las funciones principales del equipo RIC son:

1. la recepción de los pulsos proporcionales a la energía que emite el medidor de energía eléctrica asociado mediante sus contactos emisores de pulsos, los cuáles se transmiten al RIC mediante una conexión cableada,
2. la acumulación de los pulsos recibidos durante períodos de 15 minutos en bloques de cuentas, y
3. la transmisión de dichos bloques de cuentas al CA mediante el vínculo de comunicaciones integrado, inmediatamente después de concluido el período de acumulación.

Además de estas funciones primarias, el RIC posee otras funciones adicionales de supervisión, comunicaciones y salvaguarda de los bloques de cuentas, y brinda la posibilidad de acceder remotamente al puerto serie del medidor. Por ello, la conexión física entre el RIC y el puerto serie del medidor deberá estar conectada previamente a la Habilitación Comercial del Nodo SMED. En el caso que dicha conexión no pueda ser realizada por no existir o estar ocupado el puerto serie del medidor, el cable flexible de unión deberá quedar convenientemente asegurado y protegido en el interior del gabinete del medidor, para su eventual y/o posterior conexión.

d) **Centro de Adquisición (CA):** Centro de procesamiento de datos en el cuál el pro-veedor de los RIC y prestador del Servicio de Adquisición de Datos Remotos recibe la información enviada desde los **RICs** remotos y desde el cuál la retransmite a las instalaciones de CAMMESA.

e) **Centro de Adquisición de Datos de CAMMESA (CAD):** Centro de procesamiento de datos instalado en las dependencias de CAMMESA, en el cuál se reciben los da-tos enviados por los CA de todos los proveedores del Servicio de Adquisición de Da-tos Remotos del Sistema SMED.

El CAD también cumplirá la función de poner la información recolectada por el Sistema SMED a disposición de los Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, así como también de los Grandes Usuarios GUMA, GUME y GUDI.

5. ACTORES INTERVINIENTES – RESPONSABILIDADES

Los Actores que intervienen en la Habilitación Comercial de un nodo SMED son:

- **El Distribuidor**, quién es el responsable del punto de medición del GUDI o del GUME y de la adecuación del mismo para convertirlo en un nodo SMED: (a) instalando el medidor de energía eléctrica y/o el RIC que le fueran suministrados por CAMMESA en el marco de la implementación del Sistema SMED, (b) realizando todas las verificaciones requeridas por el presente procedimiento para comprobar el correcto funcionamiento del nodo SMED.
- **El Proveedor**, quién es el responsable de dar el alta técnica de los RIC, verificando los enlaces de comunicaciones y la posibilidad de recolectar la información emitida por los **RICs**. En el caso de aquellos puntos que, por indisponibilidad de un nivel adecuado de señal GPRS (sistema global de transmisión de paquetes de datos a través de redes de telefonía celular), necesiten un sistema de comunicaciones de mayor complejidad (p.ej. satelital), la instalación y puesta en marcha del mismo también es responsabilidad del Proveedor.
- **CAMMESA,** quién realiza la Habilitación Comercial y el Registro de los Nodos del Sistema SMED cuando se cumplen los requisitos fijados en el presente Procedimiento.

6. PROCEDIMIENTO DE HABILITACIÓN COMERCIAL

6.1. PROCEDIMIENTO DE HABILITACIÓN COMERCIAL DE NODOS SMED DE UN GUME Ó GUDI

La habilitación comercial de cada nodo del Sistema SMED se desarrollará en las siguientes etapas:

6.1.1. Habilitación técnica

La habilitación técnica es la primera etapa del Procedimiento de Habilitación Comercial. Esta etapa se concreta con la recepción en CAMMESA de la "Planilla Semanal de Avance de las Instalaciones del SMED" (**Anexo 5**), la cuál debe estar completa y debe ser remitida conjuntamente con una Declaración del Distribuidor (**Anexo 6**) firmada por su Representante Técnico.

En dicha Declaración (**Anexo 6**) el Distribuidor certificará:

- que los datos de la “Planilla Semanal de Avance de las Instalaciones SMED” (Anexo 5) son correctos (por ejemplo, el Peso del Pulso y la correspondencia entre el Número de Serie del RIC y el Nombre del Medidor al que está conectado)
- que ha cumplido con el Procedimiento de Alta de los Puntos de Medición indicados en la “Planilla Semanal de Avance de las Instalaciones SMED” (**Anexo 5**) según el instructivo entregado por el **Proveedor** del RIC y lo ha realizado en conjunto con este último, asegurándose que el RIC transmite la información adecuadamente (con un nivel correcto de señal) al Centro de Adquisición (**CA**) del **Proveedor**.
- que hasta la finalización del proceso de Habilitación Comercial del SMED, el **Distribuidor** respaldará con información propia los datos recibidos en CAMMESA, debiendo su-ministrarlos a esa Compañía en un plazo razonable en el caso de existir errores o discrepancias en las demandas de algún usuario.

6.1.2. Habilitación comercial y registro del Sistema SMED

6.1.2.1. Verificación del Sistema de Medición Local:

La verificación del Sistema de Medición Local (Transformadores de medición - Medidor de energía eléctrica - Salida de pulsos del Medidor) la desarrollará el **Distribuidor**, con los procedimientos habituales que él utiliza para la puesta en servicio de sus sistemas de medición comercial de idéntica jerarquía y en el entendimiento que el equipamiento de transformado-res de medida y medidor que se usarán en el SMED son los previamente instalados en el nodo, o bien, el equipamiento existente de transformadores de medida y el medidor provisto por CAMMESA para reemplazar el existente.

El **Distribuidor** deberá informar para cada uno de los nodos SMED los datos que se indican en el Acta de Verificación – Sistema de Medición Local según el modelo dado en el **Anexo 2** del presente **Procedimiento**.

El Acta de Verificación - Sistema de Medición Local reviste carácter de declaración jurada y debe ser remitida a CAMMESA firmada por el representante técnico asignado por el **Distribuidor** y por un representante del GUME o GUDI correspondiente. Además del original a enviar a CAMMESA se deberán prever duplicados para entregar al Gran Usuario y triplica-dos para que queden en poder del Distribuidor.

Al Acta se adjuntará el protocolo de las verificaciones y/o ensayos realizados por el **Distribuidor** para certificar que el medidor, incluyendo los emisores de pulsos a los cuales se conecta el RIC, funciona conforme a los parámetros especificados por el fabricante, y que tanto los valores indicados localmente por el medidor como los factores de multiplicación asentados en el Acta son correctos.

El Distribuidor deberá remitir a **CAMMESA** los Originales del Acta y sus adjuntos, y la documentación descripta en el **Anexo 1 - Documentación de Verificación y Registro de Instalaciones SMED**, en el formato y medio especificados.

6.1.2.2. Verificación del Sistema de Lectura Remota.

La verificación del Sistema de Lectura Remota (Salida de pulsos del medidor – RIC - Enlace de comunicaciones entre el **RIC** y el **CA**) para cada uno de los nodos SMED la desarrollan en forma conjunta el **Distribuidor** (en forma local en el nodo) y el **Proveedor** (en forma re-mota desde el **CA**). Dicha verificación se realiza con el objeto de certificar el correcto funcionamiento de la salida de pulsos del medidor, del **RIC** y

del enlace de comunicaciones entre el **RIC** y el **CA**, debiendo verificarse especialmente la coincidencia entre lo registrado y transmitido por el RIC al **CA** con los pulsos emitidos por el medidor.

Oportunamente los **Proveedores** suministraron a los **Distribuidores** la metodología a des-arrollar para asegurar lo señalado en el párrafo anterior. Dado ello el Distribuidor deberá realizar para cada uno de los nodos SMED, los procedimientos que se le indicaran y asentará en el Acta de Verificación – Sistema de Lectura Remota los resultados obtenidos.

La verificación de que la cantidad de pulsos recibidos en el **CA** coincide con la energía registrada (dividida por el peso del pulso y las constantes que correspondan) por el medidor en cada período de acumulación de 15 minutos, podrá hacerse optando por una de las siguientes alternativas:

- en el sitio, comparando la energía registrada por el medidor y los pulsos recibidos en el CA, para la cantidad de períodos de acumulación de 15 minutos especificados en el instructivo del **Proveedor** (normalmente, 4 períodos = 1 hora), ó
- enviando a CAMMESA un archivo con las mediciones de 15 minutos recolectadas por el **Distribuidor** durante un período no inferior a una semana. Si el **Distribuidor** decidiera optar por esta alternativa deberá acordar previamente con CAMMESA las fechas de inicio y de fin del período de mediciones a informar.

El Acta de Verificación - Sistema de Lectura Remota que será confeccionada según el modelo dado en el **Anexo 3** del presente **Procedimiento**, reviste el carácter de declaración jurada y deberá ser remitida a **CAMMESA** firmada por el representante técnico asignado por el **Distribuidor**. En una instancia posterior, el Acta deberá ser firmada por un representante autorizado del Proveedor correspondiente. Se deberán prever además duplicados para entregar al **Proveedor** y triplicados para que queden en poder del Distribuidor.

Al Acta se adjuntará todo otro protocolo, check-list, o planilla que hayan sido suministrados por el **Proveedor** con las verificaciones y/o ensayos a ser realizados por el **Distribuidor** con la participación remota del **Proveedor** para certificar la correcta instalación y puesta en marcha del RIC, así como su correcto funcionamiento.

El **Distribuidor** deberá remitir a **CAMMESA** los Originales del Acta y sus adjuntos, y la documentación descripta en el **Anexo 1 - Documentación de Verificación y Registro de Instalaciones SMED**, en el formato y medio especificados.

6.1.2.3. Habilitación Comercial y Registro del Sistema SMED

CAMMESA procederá a la Habilitación Comercial de un Nodo del Sistema SMED sólo cuan-do haya recibido y aprobado:

- la Documentación de Verificación y sus adjuntos según se requiere en los puntos (6.1.1) y (6.1.2) precedentes y,
- la Documentación de Registro de Instalaciones SMED según se requiere en el **Anexo 1**, Punto 10.3 **Documentación Resumen en soporte digital para el Registro de Instalaciones SMED**. Para la aprobación de la Documentación de Registro es imprescindible que la misma tenga los contenidos, características y codificación especificados en el **Anexo 1**, Puntos 10.1 y 10.2.

6.2. PROCEDIMIENTO DE HABILITACIÓN COMERCIAL DE NODOS SMED DE UN GUMA

Para realizar la Habilitación Comercial de un Nodo del Sistema SMED en un GUMA, se procederá según lo expresado en el punto 6.1 anterior. En este caso, dado que el equipamiento a instalar complementa el sistema SMEC existente, el Representante técnico de CAMMESA reemplaza la figura del Distribuidor, asumiendo la responsabilidad por la instalación del medidor y/o RIC y por la realización de las verificaciones requeridas en el punto de medición.

7. PAGO DE LOS SERVCIOS DE INSTALACIÓN Y VERIFICACIÓN

El pago a los Distribuidores de los servicios de instalación de los nodos del Sistema SMED se efectivizará según los precios unitarios que han sido aprobados oportunamente por la Secretaría de Energía a la finalización de la Habilitación Técnica (ver 6.1.1), esto es, una vez recibida en CAMMESA la planilla completa del **Anexo 5** y la Declaración del **Anexo 6** firmada por el Representante Técnico del Distribuidor.

El pago a los Distribuidores de los servicios de verificación requeridos por el presente procedimiento a los efectos de que CAMMESA realice la Habilitación Comercial del Sistema SMED, se hará a un valor unitario (por punto de medición) equivalente al 50% del precio máximo aprobado por la Secretaría de Energía para

una instalación básica de un conjunto Medidor / RIC más el 50% del ajuste por distancia que corresponda, según el informe “Precios unitarios y plazos de instalación de conjuntos Medidor / RIC aceptables por CAMMESA” enviado a S.S.E.E. por Nota CAMMESA N° B-38657-1 de fecha 19/06/2007 y aprobado por Nota S.S.E.E. N°0582 de fecha 20/06/2007.

Según lo anterior, se remunerarán $265 por los servicios de verificación realizados en cada punto de medición, más un adicional de:

- $100 por cada punto de medición distante entre 100 Km y 300 Km de la base operativa del Distribuidor,
- $150 por cada punto de medición distante entre 300 Km y 500 Km de la base operativa del Distribuidor,
- $200 por cada punto de medición distante más de 500 Km de la base operativa del Distribuidor.

El pago se efectivizará de la siguiente manera:

- a la finalización de las tareas de verificación del 50% de los puntos de medición del Distribuidor, y una vez recibida en CAMMESA la totalidad de la información requerida (actas, protocolos, información digitalizada, etc.) a satisfacción de esa Compañía, según lo especificado en los Puntos 6.1.2.1, 6.1.2.2 y 6.1.2.3 del presente procedimiento para cada uno de los puntos habilitados.
- el resto a la finalización de las tareas de verificación en el 50% restante de los puntos de medición del Distribuidor, bajo las mismas condiciones que el primer 50%.

Tanto para los servicios de instalación como para los de verificación, los pagos se efectivizarán por medio de una Nota de Crédito que se incluirá en la cuenta del Distribuidor en el Documento de Transacciones Económicas que se emita en el mes posterior al cumplimiento de lo especificado en los párrafos anteriores.

8. PLAZOS

El plazo máximo para la finalización de la Habilitación Técnica (punto 6.1.1) es de 30 (treinta) días contados a partir de la fecha de notificación de este Procedimiento Técnico a los Distribuidores.

El plazo máximo para la finalización de las tareas de verificación (puntos 6.1.2.1, 6.1.2.2 y 6.1.2.3) es:

- 30 (treinta) días hábiles por cada 250 (doscientos cincuenta) puntos de medición para aquellos Distribuidores en cuya jurisdicción la dispersión geográfica (distancia entre los dos puntos de medición más alejados) sea menor o igual a 500 Km
- 60 (sesenta) días hábiles por cada 250 (doscientos cincuenta) puntos de medición para aquellos Distribuidores en cuya jurisdicción la dispersión geográfica (distancia entre los dos puntos de medición más alejados) sea mayor a 500 Km.

Los plazos mencionados anteriormente se contabilizarán a partir de la notificación del presente Procedimiento a los Distribuidores.

9. AUDITORÍA DE CALIDAD DE MEDICION

Una vez finalizada la Habilitación Comercial de los Nodos SMED según el presente Procedimiento, CAMMESA comenzará un proceso periódico de Auditorías de Calidad de la Medición SMED.

Con ese fin, se elaborará oportunamente un procedimiento específico, el cuál incluirá, entre otros aspectos, los mecanismos de verificación del equipamiento, las rehabilitaciones, el tratamiento de los incumplimientos, los cambios de la programación de medidores y/o RIC, la gestión de las claves de acceso, etc..

10. ANEXO 1 - DOCUMENTACION DE VERIFICACION Y REGISTRO DE INSTALACIONES SMED

En el presente **Anexo 1** se lista y describe la documentación que conformará la Documentación de Verificación y Registro de Instalaciones SMED, que deberá ser remitida a CAMMESA para su aprobación y registro.

10.1. Fotografías:

Se tomarán las fotografías digitales en alta resolución que se mencionan a continuación en un tamaño máximo de 5 Megapixels.

a) Una fotografía de los transformadores de medición.

b) Una o más fotografía(s) de plano general mostrando la instalación y equipamiento del Nodo SMED, las interconexiones entre los equipos y de la antena cuando la misma es externa al RIC.

c) Una fotografía del medidor instalado donde se pueda apreciar el número de serie del medidor. En caso que el mismo esté instalado dentro de un gabinete de puerta ciega, es necesario enviar otra foto con la puerta cerrada del gabinete.

d) Una fotografía del RIC instalado donde se pueda apreciar el número de serie del equipo.

e) Una fotografía del frente del establecimiento en el cual está instalado el punto de medición, en la que se aprecie, (en caso de estar indicado) la razón social del mismo, y/o su domicilio.

Excepcionalmente, en caso de que no sea posible acceder a las instalaciones sin afectar la continuidad del servicio y/o que la disposición de los equipos lo impidan, el Distribuidor que-dará exento del requerimiento de documentar fotográficamente las instalaciones del nodo SMED en cuestión, debiendo informar la situación a CAMMESA.

10.2. Actas de Verificación:

Se confeccionarán las Actas de Verificación cuyos modelos se incluyen en los **Anexos 2** y **3** del presente.

La identificación de las Actas será realizada siguiendo el siguiente formato:

VW-XX-YY-ZZZZ

Donde las diferentes posiciones se identifican a continuación:

V: Acta de verificación.

W: **M** (por medidor) Para el caso del Acta de Verificación – Sistema de Medición Local según el modelo del **Anexo 2**

R (por RIC) Para el caso del Acta de Verificación – Sistema de Lectura Remota según el modelo del **Anexo 3.**

XX: Identificación del Distribuidor (ver listado de códigos del **Anexo 4**)

YY: Año en el cual se realizó la Verificación (para 2007 será 07)

ZZZZ: Número correlativo de Acta del año en curso (ej. en el año 2008 recomienza el conteo).

10.3. Documentación Resumen en soporte digital para el Registro de Instalaciones SMED

La documentación que deberá remitirse a CAMMESA en soporte digital deberá ser confeccionada de la forma que se indica a continuación.

CD ó DVD con la siguiente información digitalizada:

En CD o DVD se armarán tantas carpetas como actas de verificación tipo VM-… se remitan. Cada carpeta se nombrará igual que el Acta de Verificación del tipo VM-… (Ej.: VM-EN-07-0001). En esa carpeta se incluirán:

a) Las fotografías mencionadas en **10.1.** , en archivos con formato JPG.

b) El Acta de Verificación – Sistema de Medición Local y sus adjuntos, digitalizados en un archivo con formato TIF.

c) El Acta de Verificación – Sistema de Lectura Remota y sus adjuntos, digitalizados en un archivo con formato TIF.

d) Un archivo con las claves de programación y de lectura aplicadas a los medidores, con el formato y encriptado que CAMMESA especifique.

e) Una planilla conteniendo la información que se indica en el ejemplo a continuación para cargado de los datos en la Base de Datos de CAMMESA, en un archivo con formato XLS.

Cammesa elaborará una planilla modelo con el formato definitivo de la misma. El formato de la planilla que se remitirá deberá ser respetado absolutamente a los efectos de posibilitar la carga automática de los datos.

En el ejemplo que sigue se muestra cómo se llenarían los datos para algunos casos ficticios de un GUDI y un GUME.

Medidor	**Fecha**	**Acta N °**		Precintado	Fotografía Transformadores	Fotografía(s) Instalación	Fotografía del medidor	Fotografía del RIC	Fotografía Frente Establecimiento	Comunicación GPRS	Comunicación Satelital	Otro tipo de Comunicación	**Observaciones**
N00021EP	15/09/2007	VM-EN-07	0001	X	X	X	X	X	X				
N00021EP	20/09/2007	VR-EN-07	0001	X	X	X	X	X	X	X			
NDON1XDP	22/09/2007	VM-EN-07	0002	X	X	X	X	X	X				
NDON1XDP	22/09/2007	VR-EN-07	0002	X	X	X	X	X	X		X		

11. ANEXO 2 - ACTA DE VERIFICACIÓN SISTEMA DE MEDICIÓN LOCAL

Nº VM – XX – YY- ZZZZ - Verificación de la cadena: Transformadores de medición- Medidor de energía- Salida de pulsos medidor – Hoja 1/2

Lugar	Fecha

Datos del GUDI / GUME			Datos Distribuidor	
Código	Nemotécnico	Descripción	Nemotécnico	Nombre

Nombres		Datos Medidor		
Punto Medición	Medidor	Marca	Modelo	Nº de serie

Transformador de Corriente		Transformador de tensión		Factores de Multiplicación del Medidor		
Corriente Primaria [A]	Corriente Secundaria [A]	Tensión Primaria [kV]	Tensión Secundaria [kV]	Emisor de pulsos [kWh/pulso]	Perfil de Carga Energía Activa[kWh]	Perfil de Carga Energía Reactiva [kvarh]

Datos RIC					
Marca	Modelo	N° de serie	Comunicación GPRS	Comunicación Satelital	Otro tipo de comunicación

Verificaciones:

Las verificaciones a realizar por el Distribuidor serán las habituales que el mismo desarrolla para la puesta en marcha del equipamiento de medición de sus Grandes Usuarios. Las mismas además incluirán las verificaciones que aseguren que las salidas de pulsos estén operativas. Con esos fines se deberá llenar la lista de verificaciones que se señalan en la **HOJA 2/2** de la presente Acta.

Resumen de las Verificaciones sobre:

Calidad de la medición del medidor:……..

Emisores de pulsos:……..

Conexionado y cableados:……

Firma del Distribuidor:…… Aclaración:…… Firma del Usuario:…… Aclaración:……..

ANEXO 2 – PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN - CADENA: Transf. de medición- Medidor de energía- Salida de pulsos medidor

N° VM – XX – YY- ZZZZ **Hoja 2/2**

Verificación	SI / NO	Información Adicional
Estado General de la Instalación		
Correcta Instalación mecánica		
Conexionado de tensiones y corrientes de medición		
Conexionado de las salidas de pulsos del medidor al RIC		
Conexionado del cable de comunicaciones RS232 al medidor		
La programación del medidor se ha realizado según lo requerido por CAMMESA		
Acondicionamiento de los cableados, sujeción, precintado, identificación de cables y borneras, etc.		
Habilitación de la batería interna del medidor		
Correcta puesta a tierra del panel del medidor		
Calibración del medidor en un punto de carga		Vr: ……V ;Vs:……V; Vt:……V; Ir:……..A ; Is:……A; It:…….A.
Calibración del medidor (Influencia de la variación de la corriente en el error del medidor)		
Correspondencia entre las corrientes de fase de medición vs tensiones de fase de medición		
Instalación Precintos en tapa y bornera propia del medidor		Nos.:Tapa:……Bornera medidor…… IDM……
Instalación Precintos en Bornera de contraste y Gabinete		Nos.: Bornera contraste…… Gabinete……
Emisión de pulsos por el medidor (Energía Entrante)		
Constante de pulsos emitidos correcta (Energía Entrante)		
Emisión de pulsos por el medidor (Energía Saliente)		
Constante de pulsos emitidos correcta (Energía Saliente)		
Verificación durante una hora de la coherencia entre la energía activa entrante al Gran Usuario y la acumulada en el display, la emitida por el emisor de pulsos y la acumulada en la memoria de masa. En caso de optar por la alternativa de envío de un archivo con las mediciones (según 6.1.2.3), aclarar en la columna Información Adicional.		
Idem. anterior para energía activa saliente del Gran Usuario.		
Existencia protocolo fabricante del medidor		

Firma del Distribuidor:…… Aclaración:…… Firma del Usuario:…… Aclaración:……..

12. ANEXO 3 - ACTA DE VERIFICACIÓN – SISTEMA DE LECTURA REMOTA - N° VR – XX – YY- ZZZZ

Verificación de la cadena: Salida de pulsos medidor - RIC - Enlace de comunicaciones entre el RIC y el CA. **Hoja 1/3**

Lugar	Fecha	Hora

Datos del GUDI / GUME			Datos Distribuidor	
Código	Nemotécnico	Descripción	Nemotécnico	Nombre

Nombres		Datos Medidor		
Punto Medición	Medidor	Marca	Modelo	N° de serie

Datos RIC						
Marca	Modelo	N° de serie	Comunicación GPRS	Comunicación Satelital	Otro tipo de comunicación	N° Precinto Seguridad

Lugar de Instalación					
Provincia	Localidad	Calle / Ruta	Número. / Km.	Latitud	Longitud
Referente			Teléfono	Horario	Observaciones

Verificaciones:

Resumen de las verificaciones acerca de la correcta instalación y puesta en marcha del RIC:
……
……
Resumen de la verificación de la coincidencia de los pulsos registrados y transmitidos al CA por el RIC con los pulsos emitidos por el medidor de energía:
……
……

Firma del Distribuidor:…… Aclaración:…… Firma del Proveedor:…… Aclaración:……..

Anexo 3 - PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL RIC

N° VR – XX – YY- ZZZZ **HOJA 2/3**

Verificación	SI / NO	Información Adicional
Realización de todos los chequeos y seteos previos a la instalación requeridos por el Proveedor del RIC		
Estado General de la Instalación		
Correcta Instalación mecánica		
Correcta Instalación de la antena		Antena: Interna – Externa
Conexionado de las entradas de pulsos al medidor		
Conexionado del cable de comunicaciones RS232 al medidor		
Conexionado de alimentación externa del RIC		Tensión: V.
Acondicionamiento de los cableados, sujeción, precintado, identificación de cables y borneras, etc.		
Habilitación de la alimentación interna (batería) del RIC		
Estado de indicadores externos de alimentación		
Estado de indicadores externos de intensidad de señal		
Estado de indicadores externos de pulsos recibidos desde el medidor.		
Realización del proceso de puesta en marcha de acuerdo con las instrucciones del Proveedor.		
Realización exitosa del check-list suministrado por el Proveedor.		
Realización del proceso de integración al sistema con el Proveedor del RIC (Alta del punto de Adquisición)		Código de verificación de instalación del proveedor: Operador:
Comunicación al Proveedor de toda la información pertinente a la instalación SMED y al ámbito de instalación.		
Instalación Precinto de seguridad del RIC		Número Del Precinto de Seguridad:
Toma de fotos de la instalación finalizada y verificada		

Firma del Distribuidor:…… Aclaración:…… Firma del Proveedor:…… Aclaración:……..

Anexo 3 – PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN DE LA COINCIDENCIA ENTRE LO REGISTRADO Y TRANSMITIDO AL CA POR EL RIC CON LOS PULSOS EMITIDOS POR EL MEDIDOR DE ENERGÍA N° VR – XX – YY- ZZZZ

HOJA 3/3

Verificación	SI / NO	Información Adicional
Emisión de pulsos por el medidor (Energía Entrante)		
Constante de pulsos emitidos correcta (Energía Entrante)		
Emisión de pulsos por el medidor (Energía Saliente)		
Constante de pulsos emitidos correcta (Energía Saliente)		
Recepción correcta de los pulsos por RIC (Energía Entrante)		
Recepción correcta de los pulsos por RIC (Energía Saliente)		
Verificación con el Proveedor del total de pulsos acumulados y transmitidos al CA durante 1 hora, contra los emitidos por el medidor (Energía Entrante). En caso de optar por la alternativa de envío de un archivo con las mediciones (según 6.1.2.2), aclarar en la columna Información Adicional.		
Ídem. anterior pero para Energía Saliente		

Firma del Distribuidor:…… Aclaración:…… Firma del Proveedor:…… Aclaración:……..

13. ANEXO 4 - NEMÓNICO Y CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE LOS DISTRIBUIDORES

Distribuidoras Provinciales y Cooperativas Distribuidoras	Nemo	Identificación del Distribuidor
COOPERATIVA 16 DE OCTUBRE LTDA.	C16OCTUW	16
CELTA COOP.DE O.S.P.Y SERV.S.LTDA.DE TRES ARROYOS	C3AR3A3W	3ª
EDESA S.A.	EDESASAD	AA
COOPERATIVA ELECTRICA LTDA. DE GAIMAN	CGAIMAUW	AI
COOP.PROV.DE SERV.PUBL.COM.DE NEUQUEN LTDA. (CALF)	CALFAVQW	AL
COOP. DE CONSUMO ELECTRICIDAD Y AFINES GUALEGUAYCHU LTDA	CGUALEEW	AY
COOPERATIVA ELECTRICA DE AZUL LTDA.	COAZUL3W	AZ
EMP. DIST. ENERGIA NORTE S.A. - EDEN	EDENBA1D	B7
EMP. DIST. ENERGIA SUR S.A. - EDES	EDESBA2D	B8
EMP. DIST. ENERGIA ATLANTICA S.A. - EDEA	EDEABA3D	B9
COOP. DE SERVICIOS PÚBLICOS DE BARKER LTDA.	CBARKE3W	BA
EDELAP S. A.	EDELAPID	BL
COOP.DE ELECTRICIDAD BARILOCHE	CBARILRW	BR
EDECAT S.A.	EDECATKD	CA
COOP. ELECTRICA Y OTROS SERVICIOS CONCORDIA LTDA.	CEOSCOEW	CC
EPEC	EPECORXD	CD
COOPERATIVA ELECTRICA DE CHACABUCO LTDA.	CCHACA1W	CH
COOP. DE USUAR.DE ELECTR. Y DE CONS. DE CASTELLI	CCASTE3W	CL
COOP. PR. SERV. ELECT. Y SOC. VIV.Y CR. COLON LTDA	CCOLON1W	CN
DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORRIENTES (DPEC)	DPCORRWD	CO
SOC. COOP. POPULAR LTDA. DE COMODORO RIVADAVIA	CCOMODUW	CR
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CAUCETE S.A.	DECSASJW	CU
COOP DE P. ELECT. Y OTROS SERV DE CORONEL DORREGO	CDORRE2W	DO
EDESAL S.A.	EDESALDD	EA
EDENOR S. A.	EDENOROD	EN
ENERGÍA DE ENTRE RIOS S. A. - ENERSA	ENERSAED	ER
EDESUR S. A.	EDESURCD	ES
EDEFOR S. A.	EDEFORPD	FO
SERV. ENERG. DEL CHACO EMPRESA DEL EST. PROV.	SECHEPHD	HH
EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA S.A. - (E.J.E. S.A.)	EJUESAYD	JU
COOP. DE ELECT. O.CR.VIV.y S.P DE LAS FLORES LTDA	CLFLOR3W	LF
ADM. PROVINCIAL DE ENERGIA DE LA PAMPA	APELPALD	LP
EDELAR S.A.	EDELARFD	LR
COOP. ELECTRICA Y DE SERV.PUBL. LUJANENSE LTDA	CLUJAN1W	LU
COOP. PROV. ELECT. DE LEZAMA LTDA.	CLEZAM3W	LZ
EMPRESA DE DIST. DE ELECTR. DE MENDOZA (EDEMSA)	EDEMSAMD	ME
COOP. ELECT. Y DE SERV. MARIANO MORENO	CMOREN1W	MR

ELECTRICIDAD DE MISIONES S.A.	EMISSAND	MS
COOPERATIVA ELECTRICA DE MONTE LTDA.	CMONTE1W	MT
USINA POP. COOP. LTDA. DE NECOCHEA "S. DE MARIA"	CNECNE3W	NE
ENTE PROVINCIAL DE ENERGIA DEL NEUQUEN	EPENEUQD	NQ
COOP. OLAVARRIA LTDA.	COLAVA3W	OL
COOP. DE LUZ Y FUERZA ELEC. DE PUNTA ALTA LTDA.	CPUNTA2W	PA
COOPERATIVA ELECTRICA SERV. DE PERGAMINO LTDA.	CPERGA1W	PE
COOPERATIVA ELECTRICA LTDA DE CNEL PRINGLES	CPRING2W	PG
COOP. PROV. SERV. ELECT. Y O. S. P. DE PIGUE LTDA.	CPIGUE2W	PI
MUNICIPALIDAD DE PICO TRUNCADO	MUPITRZW	PT
COOPERATIVA DE PROV.DE SERV.PUB.DE RAMALLO LTDA.	CRAMAL1W	RA
COOP. DE ELECTRICIDAD DE RANCHOS LTDA.	CRANCH3W	RC
EDERSA	EDERSARD	RN
COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA DE ROJAS LTDA.	CROJAS1W	RO
COOP. PROV. SERV. RIVADAVIA LTDA.	CRIVAD1W	RV
COOP.DE SERV.PUBL.CONS. Y VIVIENDA RAWSON LTDA.	CRAWSOUW	RW
COOPERATIVA DE SAN ANTONIO DE ARECO LTDA.	CARECO1W	SA
COOP. ELEC. SERV. Y O. PUB. DE SAN BERNARDO LTDA.	CSBERN3W	SB
EDESE S. A.	EDESAEGD	SE
EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE	EPESAFSD	SF
ENERGIA SAN JUAN S.A.	ESANJUJD	SJ
COOP. ELEC. DE CONS. Y OTROS DE SALADILLO LTDA.	CSALAD1W	SL
COOP.PROV.SERV.ELECT.PUB.Y SOC. DE SAN PEDRO LTDA	CSPEDR1W	SP
COOP. LTDA. DE CONS. DE ELECT. DE SALTO	CSALTO1W	ST
SERVICIOS PUBLICOS SOCIEDAD DEL ESTADO-SANTA CRUZ	SPSECRZD	SZ
COOP.LTDA.de PROV.de SERV.ELECT.de TRENQUE LAUQUEN	CTRLAU1W	TL
EDET S. A.	EDETUCTD	TU
COOPERATIVA ELECTRICA DE TRELEW	CTRELEUW	TW
COOP. SERV. Y OBRAS PUBLICAS LTDA. PUAN	CSPUAN2W	UA
USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL	TANDIL3W	UT
COOPERATIVA, EMPRESA ELECTRICA DE GODOY CRUZ LTDA.	CGCRUZMW	UZ
COOP. ELECT. CRED.VIV. Y OTROS VILLA GESELL	CEVIGE3W	VG
EMP. DIST. DE ELECTRICIDAD DEL ESTE SA (EDESTE SA)	EDESTEMD	VM
COOPERATIVA ELECTRICA PUERTO MADRYN	CMADRYUW	YN
COOP. DE ELECTRICIDAD y SERV.ANEXOS LTDA.DE ZARATE	CZARAT1W	ZA

14. ANEXO 5 - PLANILLA SEMANAL DE AVANCE DE LAS INSTALACIONES DEL SMED

Es la planilla Excel (archivo.xls) que se ha utilizado para el seguimiento del grado de avance de las instalaciones de los Medidores y RIC del Sistema SMED, la cuál ha sido enviada por los Distribuidores a CAMMESA con frecuencia semanal.

Dicha planilla, para cada punto de medición, contiene los siguientes datos:

Datos del Agente:

- Código
- Nemo
- Descripción
- Tipo (GUME / GUDI)
- Potencia de referencia (kW)

Nemo del Distribuidor

N° de CR (número del Centro de Adquisición – CA)

Nombre del Punto de Medición

Nombre del Medidor

Transformador de Corriente:

- Corriente Primaria (A)
- Corriente Secundaria (A)

Transformador de Tensión:

- Tensión Primaria (kV)
- Tensión Secundaria (kV)

Factor de Multiplicación del Emisor de Pulsos (Wh/pulso) (“Peso del Pulso”)

Factor de Multiplicación del Perfil de Carga (Wh)

Factor de Multiplicación del Perfil de Carga (VARh)

Medidor Instalado:

- Marca y Modelo provisto por CAMMESA
- Marca y Modelo existente
- Número de Serie
- Fecha de Instalación

RIC Instalado:

- Marca (Proveedor) y Modelo (Tipo)
- Número de Serie
- Fecha de instalación

Fecha Programada de Instalación:

- Medidor
- RIC

15. ANEXO 6 - DECLARACIÓN DEL DISTRIBUIDOR PARA LA HABILITACIÓN TÉCNICA DEL SMED

(Ciudad / Localidad), (fecha)

Sr. Gerente General

Ing. Luis Beuret

CAMMESA

Av. E. Madero 942 Piso 1°

(C1106ACW)

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Ref.: Finalización de Habilitación Técnica de nodos SMED

De nuestra mayor consideración:

Por la presente le comunicamos que hemos finalizado la Habilitación Técnica de los Nodos SMED indicados en la "Planilla Semanal de Avance de las Instalaciones del SMED" (descripta en el Anexo 5 del P.T.N°27), correspondiente a puntos de medición de nuestra jurisdicción alcanzados por la Resolución S.E. N°1281/06, según lo establecido en el punto 6.1.a del Procedimiento Técnico N°27.

Remitimos la mencionada planilla con la totalidad de sus registros completos y, respecto a los nodos SMED informados en la misma, CERTIFICAMOS que:

- los datos de la planilla remitida son correctos (Peso del Pulso, correspondencia entre el Número de Serie del RIC y el Nombre del Medidor al que está conectado, etc.)
- hemos cumplido con el Procedimiento de Alta de los Puntos de Medición según el instructivo entregado por el Proveedor del RIC habiéndolo realizado en conjunto con este último, asegurándonos que el RIC transmite la información adecuadamente (con un nivel correcto de señal) al Centro de Adquisición (CA) del Proveedor.
- hasta la finalización del proceso de Habilitación Comercial del SMED respaldaremos con información propia los datos recibidos en CAMMESA, debiendo suministrarlos a esa Compañía en un plazo razonable en el caso de existir errores o discrepancias en las de-mandas de algún usuario.

En base a lo expuesto, solicitamos que se proceda a efectuar el pago de los servicios de instalación del Sistema SMED prestados por este Distribuidor, según el mecanismo previsto en el punto 7 del P.T.N°27.

Sin otro particular, saludamos a Ud. muy atentamente.

_____

(Firma y Sello del Representante Técnico del Distribuidor)

P.T. 28: PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL USO DE LAS UNIDADES GENERADORAS MÓVILES

1. OBJETO.

El presente Procedimiento Técnico tiene por objeto definir los procedimientos operativos para el uso de las Unidades Generadoras Móviles (UGEM) en los casos de posibles ocurrencias de emergencias en el sistema eléctrico que afecten severamente la continuidad del fluido eléctrico en el territorio argentino, por lapsos que pueden prolongarse por días, a los fines de que esta asistencia sea de pronta respuesta y optimizando el uso de las UGEM disponibles, de acuerdo a las instrucciones establecidas por la Nota de S.E. N° 2223/2011.

2. INTRODUCCIÓN.

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ha requerido a ENARSA la prestación de un servicio de emergencia ante fallas puntuales que se presenten en la red eléctrica que afecten la continuidad del suministro eléctrico por lapsos que pueden prolongarse por días.

ENARSA llevó adelante un proceso de contratación de Generadores Móviles aptos para ser transportados y conectados en diversos puntos de la red del SADI y/o de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica.

A los fines de dar una pronta respuesta a la ocurrencia de estas emergencias, CAMMESA y los Agentes Distribuidores y Transportistas por Distribución Troncal (en adelante Transportistas) han establecido los procedimientos operativos para el uso de las UGEM incluyendo las definiciones, acciones y obligaciones para que el Servicio de Energía Móvil (SGEM) sea convocado y sus máquinas puestas en funcionamiento en el menor plazo posible compatible con el tiempo necesario para subsanar la falla.

Estos procedimientos operativos de conexión entre ENARSA y c/u de los Distribuidores o Transportistas que soliciten el SGEM se detallan en respectivas Órdenes de Servicio que se adjuntan en el Anexo1, según las propuestas de los Agentes acordadas con ENARSA y el OED.

Estas Órdenes de Servicio informarán sobre los posibles puntos de conexión, sus características y los procedimientos de conexión entre los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica o Transportistas con los Generadores Móviles. Las mismas contienen las medidas de seguridad a adoptar, los puntos de conexión a los que se vincularían las UGEM, las potencias máximas y mínimas a conectar, el sitio de emplazamiento, los procedimientos necesarios para la vinculación y demás recursos destinados a la normalización en condiciones seguras del abastecimiento afectado por la falla.

Antes del inicio de los trabajos necesarios para vincular los Generadores Móviles al punto de conexión y poner bajo tensión instalaciones o realizar el paralelo con la red del Agente del MEM propietario de las instalaciones donde se realizará el emplazamiento y conexión, ENARSA y dicho Agente del MEM deberán acordar las obligaciones y responsabilidades de las partes en relación con las medidas de seguridad y la operación de las instalaciones involucradas, registrándose toda aquella información que resulte necesaria para una operación segura y confiable del equipamiento.

Dicho acuerdo incluido en el Procedimiento de Conexión deberá formalizarse con la firma de los representantes habilitados por ENARSA y el Agente del MEM a esos efectos. A continuación se detallan los contenidos mínimos que deben establecerse en dicho Procedimiento.

3. PROCEDIMIENTO A SEGUIR ANTE LOS PEDIDOS DE LOS AGENTES PARA EL SERVICIO DE UGEM.

Los pedidos que los Agentes efectúen deberán ser presentados a la Gerencia de Operaciones de CAMMESA, la que evaluará el requerimiento y comunicará los antecedentes y fundamentos presentados a la Secretaría de Energía/Ministerio de Planificación, la cual, de entenderlo procedente, instruirá la convocatoria de la/s UGEM a ENARSA, comunicando la misma a CAMMESA.

ENARSA coordinará con el Agente solicitante el sitio de emplazamiento de los equipos, descripción técnica de los puntos de conexión, acta de protecciones, responsable operativo designado por parte del Agente solicitante para cada punto de conexión y por parte del agente generador y medios de comunicación telefónica para la coordinación y despacho de las UGEM, ensayos de los equipos, medidas de seguridad, sistema de medición de la energía entregada por cada generador y su envío diario al Control Posoperativo de CAMMESA.

Cuando el Agente solicitante ya no requiera el servicio de las UGEM deberá presentar el pedido a la Gerencia de Operaciones de CAMMESA, la que evaluará el requerimiento y comunicará los antecedentes y fundamentos presentados a la Secretaría de Energía/Ministerio de Planificación, la cual instruirá a ENARSA para la desconexión del servicio de la/s UGEM, la cual dispondrá el traslado de los equipos a sus respectivas bases, comunicando la misma a CAMMESA.

4. PROCEDIMIENTOS DE CONEXIÓN Y DESPACHO.

El Distribuidor o Transportista, para acceder al Servicio de Generación de Energía Móvil (SGEM), deberá cumplir con los siguientes ítems:

- El COD y/o COTDT, mediante el Responsable Operativo del Distribuidor o Transportista que éste designe para cada punto de conexión donde se requiere que se conecte/n el/los generador/es móviles, será el único responsable de comunicar las órdenes operativas y coordinar con el Agente Generador, todo lo relativo a:
  - entrada en paralelo y toma de carga,
  - salida de servicio,
  - nivel de tensión requerido,
  - frecuencia del sector de la red a la cual se vinculen los Generadores Móviles.
  - maniobras en la red que puedan afectar a los Generadores por actuación de sus protecciones.
- Analizar los escenarios y configuraciones para las cuales se requerirán lo/s generadores, incluyendo todos los estudios necesarios para establecer una operación segura del/los mismo/s.
- Cuando el punto de conexión pertenezca a un Transportista, proveer a los Distribuidores (cuyo suministro pudiera verse afectado en el caso de no disponer del/los generador/es) toda la información y los estudios que haya realizado y solicitar su opinión al respecto, requiriendo al mismo tiempo su conformidad para la posible convocatoria.
- Requerir al Agente Generador toda la información de sus protecciones, controles y automatismos que entienda necesaria para autorizar la vinculación al punto de conexión, como también planificar la operación, tanto cuando funcione en isla como en paralelo con el SADI.
- Obtener todas las habilitaciones y autorizaciones que sea menester disponer para la entrada en operación del/los generador/es conectados al punto de conexión.
- Enviar al Control Posoperativo de CAMMESA diariamente los registros de las mediciones cada 15 minutos de la energía entregada por cada uno de los generadores, una vez acordado con el Agente Generador el sistema de medición a utilizar.

Para cada punto de conexión previsto, el Distribuidor o Transportista debe informar al Generador, como mínimo, lo siguiente:

- Descripción del punto de conexión, dibujos, esquemas unifilares con los elementos de maniobra y protección.
- Sitio de emplazamiento previsto para la vinculación de los generadores al punto de conexión. Espacios disponibles para ubicar los generadores, como así también la/s cisterna/s y los equipos auxiliares que pudieran corresponder. Mapas y/o esquemas del mismo, como también las facilidades existentes en él.
- La identificación y delimitación de las áreas propiedad del Agente Distribuidor o Transportista y las áreas públicas aledañas, incluyendo los planos correspondientes, asociados a los puntos anteriores.
- Las medidas de seguridad que requieren coordinación con el Generador.
- El diagrama del tendido de los cables que vincularán al/los generador/es con el punto de conexión.
- Toda la información sobre la red y las maniobras que debe conocer el Agente Generador para operar las máquinas. Una copia de esta documentación deberá ser entregada a este último con anterioridad a la entrada en paralelo de las máquinas, dejando constancia que ha tomado conocimiento de la misma.
- Responsables Operativos y sus respectivos teléfonos para la coordinación de la conexión y despacho de las UGEM, requiriendo al Generador la misma información de sus responsables.

Anexo 1: Órdenes de Servicio

A continuación se detallan las Órdenes de Servicio acordadas entre cada Agente y ENARSA, bajo la supervisión de CAMMESA, en base a los lineamientos definidos por el presente Procedimiento Técnico.

Orden de Servicio de EDEA: UGEM EDEA.pdf

Orden de Servicio de EDELAP: UGEM EDELAP.pdf

Orden de Servicio de EJESA: UGEM EJESA.pdf

Orden de Servicio de EDES: UGEM EDES.pdf

Orden de Servicio de EDESUR: UGEM EDESUR.pdf

Orden de Servicio de EDENOR: UGEM EDENOR.pdf

Orden de Servicio de EDELAR: UGEM EDELAR.pdf

Orden de Servicio de ENERGÍA DE SAN JUAN: UGEM SJUAN.pdf

Orden de Servicio de EPEN: UGEM EPEN.pdf

Orden de Servicio de EDERSA: UGEM EDERSA.pdf

Orden de Servicio de EPEC: UGEM EPEC.pdf

Orden de Servicio de SECHEEP: UGEM SECHEEP.pdf

Orden de Servicio de REFSA: UGEM REFSA.pdf

P.T. 29: CONTROL DE CONDICIONES DE SEGURIDAD DEL SADI

1. OBJETO.

El Objeto del presente Procedimiento Técnico es determinar los controles y las acciones a instrumentar sobre aquellos procesos y sistemas asociados a la seguridad de la operación del SADI de acuerdo a los parámetros y obligaciones establecidos en la normativa vigente.

El presente documento define el marco general, las obligaciones y las responsabilidades. Los detalles de las tareas a realizar se definirán en documentos adicionales o procedimientos específicos operativos.

2. ALCANCE

Son alcanzados por el presente documento todos los equipos, sistemas y procesos que se encuentren activos en instalaciones de los Agentes del MEM con el objetivo de realizar funciones específicas para cumplir con los requisitos estipulados en Los Procedimientos y en las ordenes emitidas por CAMMESA, referentes a la seguridad de la operación del SADI y la integridad del mismo.

También son alcanzadas aquellas actividades que tengan por objeto recuperar en el menor tiempo posible el funcionamiento del sistema luego de un colapso parcial o total.

Las obligaciones que emanan del presente procedimiento serán de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes del MEM, con las consideraciones que corresponda en cada caso.

3. RESPONSABILIDADES

Los distintos Agentes del MEM serán responsables por el cumplimiento de lo dispuesto en el presente Procedimiento, con el alcance que aquí se define para cada uno de ellos. Serán responsables de llevar adelante las tareas expresamente aquí detalladas, así como aquellas que estén definidas en la regulación vigente.

CAMMESA será responsable de monitorear y exigir el cumplimiento de cada medida, definir mediante procedimientos específicos operativos la concreción práctica de las disposiciones, elaborar informes con el estado de cumplimiento de los controles por parte de los Agentes y de poner a disposición del MEM en su conjunto los informes de evaluación de resultados.

Las Declaraciones Juradas que se mencionan en los puntos siguientes, serán confeccionadas en base a modelos predeterminados que serán suministrados por CAMMESA.

4. SEGURIDAD GENERAL

Cada Agente del MEM es responsable de la seguridad en las instalaciones y equipos que están bajo su operación, así como también de la integridad en los datos que provee a CAMMESA y otros Agentes.

Entendiéndose la relevancia de determinados procesos en el desempeño general del SADI, se dispone que CAMMESA, el Transportista en Alta Tensión y el encargado del Centro de Control de Área GBA deberán presentar en forma anual un documento donde se definan sus políticas de seguridad sobre temas críticos para el abastecimiento y el normal desempeño del Sistema, tales

como:

- Seguridad de las instalaciones y los predios.
- Control de acceso a las instalaciones y en particular a las áreas de operación.
- Seguridad informática de los datos, sistemas y procesos críticos para la operación

Dicho documento deberá ser elevado anualmente, previo a la finalización del año calendario, ante CAMMESA con las actualizaciones que correspondan y tendrá tratamiento confidencial.

5. HERRAMIENTAS DE PREVENCIÓN

5.1. Sistema de Alivio de Cargas

Los Agentes Distribuidores, GUMAS y Autogeneradores tienen la obligación de instalar y mantener operativos los equipos que realizan la función de Alivio de Cargas en sus instalaciones, de acuerdo a lo exigido en el Anexo 35 de Los Procedimientos y el Procedimiento Técnico N°4 – Anexo B.

5.1.1. Declaración

Cada Agente descripto en el punto **5.1** deberá mantener informado a CAMMESA sobre la implementación de su esquema de Alivio de Cargas y los cambios que aplique sobre el mismo.

CAMMESA determinará la información que cada Agente deberá mantener actualizada, la cual al menos incluirá los siguientes aspectos:

- Estación Transformadora (o planta en el caso de GUMAS o Autogeneradores) donde se aplican funciones de Alivio de Cargas.
- Alimentadores afectados.
- Demanda afectada.
- Escalones de corte programados y función (absoluto, decremental o derivada, restablecimiento, seguridad).
- Características técnicas de los equipos
- Existencia de Medición SOTR en el alimentador afectado.
- Esquemas Unifilares.
- Aclarar si el equipamiento de desconexión de carga se encuentra en instalaciones propias o del Transportista / Distribuidor al que está conectado.
- En el caso de Distribuidores, confirmar que aguas abajo de los alimentadores asignados al corte no hay GUMAS o Autogeneradores conectados.
- Aquellos GUMAS o Autogeneradores que decidan implementar un Convenio de Alivio de Cargas, presentar el respectivo convenio con el alcance, las fechas de vigencia, los Agentes participantes y el esquema de alivio de carga resultante del mismo.
- Fecha de implementación / actualización.
- Contacto técnico responsable del tema

Cada Agente descripto en el punto **5.1** deberá presentar esta información actualizada en oportunidad de cada Programación Estacional del MEM, con el formato que CAMMESA defina.

5.1.2. Telesupervisión en Distribuidores

Aquellos Distribuidores que superen una participación del 2,5% en el total de demanda anual de Distribuidores tendrán la obligación de enviar, vía SOTR, las mediciones en tiempo real de la integración de las potencias fichadas en cada escalón de su propio Esquema de Alivio de Carga y la potencia demandada total de su empresa. De esta manera, en CAMMESA se dispondrá de la información en tiempo real de la potencia disponible asignada al Alivio de Carga en cada instante y se podrá verificar el cumplimiento ante actuaciones del mismo.

En función de la evaluación de la calidad de la información de declaración (según punto **5.1.1**) y de la necesidad técnica de contar con información en línea para una operación segura en determinadas regiones, podrá requerirse a Distribuidores que tengan una participación menor al 2,5% en el total de demanda anual de Distribuidores la misma obligación descripta en el párrafo precedente, previo requerimiento por parte de CAMMESA.

5.1.3. Proceso de Control

A los efectos de verificar el cumplimiento general de las obligaciones en los puntos precedentes, CAMMESA ejecutará un conjunto de controles sobre el equipamiento de Alivio de Cargas, destinadas a verificar la existencia del mismo y la correspondencia de su seteo con la declaración efectuada por el Agente.

CAMMESA definirá el formato de los mismas, teniendo en consideración los siguientes aspectos:

- Serán realizados por CAMMESA o a través de terceros contratados a tal fin.
- Serán aleatorios, siguiendo una grilla de muestreo a partir de la cual se pueda inferir el estado general del sistema.
- Se buscará que en forma anual se verifiquen aproximadamente el 10% de las instalaciones de Alivio de Carga, con el objetivo de cubrir el total de instalaciones al cabo de 10 años.
- Se priorizarán las instalaciones que tienen programados escalones de corte que actúan pocas veces al año.
- Como regla general, se realizarán con las instalaciones en servicio, sin necesidad de realizar cortes de suministro ni ensayar la actuación efectiva de los equipos. No obstante, CAMMESA tendrá la potestad de requerir ensayos más exhaustivos en caso de considerarlo necesario.

5.1.4. No conformidades

Ante la detección de no conformidades en los controles, el Agente Responsable del Alivio de Cargas deberá ejecutar las tareas necesarias para normalizar las mismas.

La no presentación de las declaraciones juradas o los informes técnicos detallados en **5.1.1** será considerada un incumplimiento por parte del Agente.

CAMMESA elaborará un informe de resultados del proceso de control correspondiente el que será incorporado en el informe de Evaluación de Riesgos (punto **7**) que periódicamente remitirá a la Secretaría de Energía para su consideración y tratamiento.

5.2. Protecciones de Generadores

Los Agentes Generadores (incluyendo Cogeneradores y Autogeneradores) son responsables de instalar, mantener, actualizar y realizar todas las tareas necesarias para que los sistemas de protección y control de sus equipos de generación y sus servicios auxiliares operen correctamente dentro de los parámetros definidos en el Procedimiento Técnico N°4 de Los Procedimientos.

5.2.1. Verificación de Equipamiento

Son objeto del presente procedimiento aquellas protecciones y/o sistemas de control que pudieran accionarse ante variaciones de parámetros de la red (tales como baja frecuencia, baja o alta tensión, fallas lejanas, etc.) dentro de bandas admisibles, produciendo el desenganche indebido de la unidad. A los efectos de estandarizar un control sobre este tipo de equipamiento, se establece que:

a. En forma anual, todos los Agentes Generadores del MEM deberán:

- Por cada unidad generadora, informar el listado de sus protecciones/accionamientos alcanzadas y el seteo de las mismas. Al menos se deberán incluir las siguientes funcionesde protección e indicar si es alarma o disparo:
    - Sub / Sobre frecuencia del generador
    - Sub / Sobre tensión del generador (verificar si responde a la Guía IEEEc37)
    - Potencia inversa
- Presentar una Declaración Jurada en oportunidad de la Programación Estacional de verano en la que pongan en conocimiento de CAMMESA que las mismas fueron verificadas y controladas por el Agente Generador. También deberá informarse a CAMMESA en el momento en que se realicen cambios en campo que modifiquen la última información suministrada.

b. Las Centrales Nucleares, Centrales Hidráulicas mayores a 50 MW, Generadores Térmicos o Centrales Térmicas mayores a 100 MW y con factor de uso anual de más de un 30% y Centrales Renovables mayores a 50 MW, adicionalmente deberán presentar, junto con la declaración jurada del punto precedente, un informe técnico de detalle que justifique la misma y permita evaluar lo declarado.

El mencionado informe deberá describir la tecnología de los sistemas alcanzados. También incluirá la descripción de las rutinas de mantenimiento y control periódico realizadas sobre el equipamiento alcanzado para garantizar el correcto funcionamiento del mismo dentro de los parámetros establecidos.

El informe técnico también deberá ser presentado luego de un mantenimiento mayor de una determinada unidad alcanzada o ante actualizaciones tecnológicas del equipamiento de protecciones.

5.2.2. Proceso de Control

Los informes técnicos presentados en cumplimiento del punto **5.2.1-b** serán controlados por un especialista designado por CAMMESA. El mismo podrá solicitar ampliaciones en la información presentada, en caso de que la misma resultara insuficiente para poder evaluar los esquemas implementados o que existiera evidencia de que las protecciones de una determinada máquina no respondieron según lo previsto.

5.2.3. No conformidades

Ante la detección de no conformidades en los controles, el Agente Responsable deberá ejecutar las tareas necesarias para normalizar las mismas.

La no presentación de las declaraciones juradas o los informes técnicos detallados en 5.2.1 será considerada un incumplimiento por parte del Agente.

CAMMESA elaborará un informe de resultados del proceso de control correspondiente el que será incorporado en el informe de Evaluación de Riesgos (punto 7) que periódicamente remitirá a la Secretaría de Energía para su consideración y tratamiento.

5.3. Protecciones del STAT y Controles del Transporte

Los Agentes Transportistas son responsables de la operación y mantenimiento de los sistemas de protecciones en sus instalaciones, a los efectos de que las mismas operen correctamente dentro de los parámetros admisibles.

5.3.1. Verificación de Equipamiento

Serán objeto del presente procedimiento aquellas protecciones y/o sistemas de control que se encuentren instalados sobre el sistema de 500 kV y sean críticos para asegurar la estabilidad del SADI.

En tal sentido, el Agente encargado del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión deberá presentar un informe técnico anual que incluya:

- El listado de sus protecciones/accionamientos alcanzadas y el seteo de las mismas en Estaciones Transformadoras que sean críticas para asegurar la integridad del SADI. CAMMESA y el Transportista definirán el listado de las EETT bajo esa condición. Al menosse deberán incluir las siguientes funciones de protección:
    - Cantidad de sistemas (y las protecciones que lo conforman)
    - Diferencial
    - Distancia y/o impedancia
    - Sobre corriente direccional
    - Sobre corriente
    - Falla de interruptor
    - Sobre tensión y baja tensión
    - Bloqueo oscilaciones de potencia
    - Cierre sobre falla
    - Conductor cortado y/o falta de fase
    - Transferencia de Disparo Directa (TDD)
-

La información aquí detallada deberá ser presentada a CAMMESA en oportunidad de la Programación Estacional de verano, junto con una Declaración Jurada en la que se ponga en conocimiento que el equipamiento alcanzado fue verificado y controlado. También deberá informarse a CAMMESA en el momento en que se realicen cambios en campo que modifiquen la última información suministrada.

5.3.2. Proceso de Control

Los informes técnicos presentados en cumplimiento del punto **5.3.1** serán controlados por un especialista designado por CAMMESA. El mismo podrá solicitar ampliaciones en la información presentada, en caso de que la misma resultara insuficiente para poder evaluar los esquemas implementados o que existiera evidencia de que determinadas protecciones no respondieron según lo previsto.

5.3.3. No conformidades

Ante la detección de no conformidades en los controles, el Agente Responsable deberá ejecutar las tareas necesarias para normalizar las mismas.

La no presentación de las declaraciones juradas o los informes técnicos detallados en **5.3.1** será considerada un incumplimiento por parte del Agente.

CAMMESA elaborará un informe de resultados del proceso de control correspondiente el que será incorporado en el informe de Evaluación de Riesgos (punto **7**) que periódicamente remitirá a la Secretaría de Energía para su consideración y tratamiento.

5.4. Automatismos Sistémicos

Automatismos Sistémicos del STAT:

El Agente encargado del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión, Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal y los Agentes Generadores tendrán responsabilidades sobre

- **DAG convencionales de 500 kV.**

- **DAG con Nodos Concentradores.**

Automatismos Sistémicos del STDT:

El Agente encargado del Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal y los Agentes Generadores tendrán responsabilidades sobre la operación y mantenimiento de los automatismos de DAG con alcance determinado por el tipo de sistema.

- **DAG Regionales**

Son automatismos de DAG que concentran a varios generadores distribuidos en la red de Distribución Troncal y cuya función es preservar la integridad de un determinado subsistema.

- **DAG Locales**

5.4.1. Verificación de Equipamiento

Serán objeto del presente procedimiento aquellos automatismos, sistemas de comunicación e información y demás equipos que participen en funciones de DAG en sus distintos niveles.

En tal sentido, el Agente encargado del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión deberá presentar un informe técnico anual que incluya:

- Las lógicas de disparo, los sistemas de comunicación e información y demás equipos que participen en funciones de DAG y sean críticos para asegurar su correcto desempeño.
- La rutina de mantenimiento y control periódico sobre el equipamiento crítico alcanzado bajo su responsabilidad, que permita garantizar el correcto funcionamiento del mismo dentro de los parámetros establecidos.
- Un resumen de la situación de los equipos instalados en la Centrales y sus medios de comunicación. Para cumplir este punto, los Agentes Generadores deberán informar anualmente al Agente encargado del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión las rutinas de mantenimiento y control periódico planificadas sobre el equipamiento crítico alcanzado bajo su responsabilidad, para que éste último concentre la información y la incluya dentro la declaración a presentar a CAMMESA.

La información aquí detallada deberá ser presentada a CAMMESA en oportunidad de la Programación Estacional de verano, junto con una Declaración Jurada en la que se ponga en conocimiento que el equipamiento alcanzado fue verificado y controlado. También deberá informarse a CAMMESA en el momento en que se realicen cambios en campo que modifiquen la última información suministrada.

En lo que respecta a las instalaciones de DAG Regionales, CAMMESA podrá, de considerarlo necesario, hacer extensivo el cumplimiento de lo arriba definido a los Agentes Transportistas por Distribución Troncal y/o Generadores que tengan equipos bajo su responsabilidad.

5.4.2. Proceso de Control

Los informes técnicos presentados en cumplimiento del punto **5.4.1** serán controlados por un especialista designado por CAMMESA. El mismo podrá solicitar ampliaciones en la información presentada, en caso de

que la misma resultara insuficiente para poder evaluar los esquemas implementados o que existiera evidencia de que determinadas protecciones no respondieron según lo previsto.

5.4.3. No conformidades

Ante la detección de no conformidades en los controles, el Agente Responsable deberá ejecutar las tareas necesarias para normalizar las mismas.

La no presentación de las declaraciones juradas o los informes técnicos detallados en **5.4.1** será considerada un incumplimiento por parte de los Agentes, según sean sus responsabilidades asignadas.

CAMMESA elaborará un informe de resultados del proceso de control correspondiente el que será incorporado en el informe de Evaluación de Riesgos (punto **7**) que periódicamente remitirá a la Secretaría de Energía para su consideración y tratamiento.

6. HERRAMIENTAS POST-COLAPSO

6.1. Simulacro de Colapso

Se establece que el simulacro de recuperación del SADI luego de un colapso será realizado con una frecuencia anual. La fecha de ejecución será definida y comunicada por CAMMESA, con suficiente anticipación (al menos 15 días), buscando concretarse durante los meses de primavera de cada año.

Participarán de manera obligatoria todos los Agentes del MEM con el nivel de involucramiento que se defina en el procedimiento operativo de ejecución específico. También se invitará aparticipar a los Centros de Control de países limítrofes con los que se dispone de intercambios internacionales.

CAMMESA tendrá la potestad de requerir la realización de un simulacro adicional y puntual de recuperación de una determinada región, en el supuesto caso en que se detectaran situaciones operativas que lo ameriten. En tal caso, CAMMESA indicará la región abarcada y los Agentes que tendrán la obligación de participar.

Como parte del proceso de control, CAMMESA revisará periódicamente los mecanismos de comunicación de novedades hacia los Agentes intervinientes y mantendrá actualizada una base de datos de contactos técnicos para los distintos mecanismos de comunicación.

6.2. Control de Arranque en Negro

Aquellos Agentes Generadores que, de acuerdo al Procedimiento Técnico N°7, posean unidades afectadas a funciones de recuperación del SADI para la cual se necesita contar con equipamiento de arranque en negro, deberán cumplir con los requisitos que a continuación se detallan.

6.2.1. Verificación de Equipamiento

- Informar a CAMMESA, mediante declaración jurada, la disponibilidad del equipamiento de arranque en negro de las unidades alcanzadas y la rutina de mantenimiento y control periódico sobre el proceso completo de arranque en negro, con el objetivo de:
    - Asegurar que todos los equipos y sistemas necesarios para el arranque en negro de la unidad estén disponibles y cuenten con el debido mantenimiento preventivo.
    - Verificar el arranque de la unidad generadora desde tensión cero, sin alimentación de servicios auxiliares desde el SADI y valiéndose de los grupos de arranque en negro dispuestos para tal fin.
    - Idealmente y siempre que las condiciones operativas lo permitan, energizar una barra aislada, preferentemente en el nivel de tensión en la cual la unidad generadora se conecta al resto del sistema, validando que la misma dispone de capacidad de operación independiente del resto de las unidades generadoras de la Central y puede operar de forma estable. En caso de que no sea posible verificar esta condición, se deberán dejar expresamente registrados los motivos.
    - Definir un protocolo de control, verificación y registro, llevarlo adelante al menos una vez al año y remitir los resultados a CAMMESA.
    - Ejecutar ese protocolo también cuando se realicen tareas de actualización o modificaciones sobre el equipamiento involucrado.

CAMMESA tendrá la potestad de requerir la realización de una prueba puntual de arranque en negro a un determinado Generador, de manera adicional a la que éste ejecute dentro de sus obligaciones detalladas en el presente punto, y exigiendo el cumplimiento del protocolo de control especificado. Este requerimiento se realizará con la antelación suficiente para coordinar la tarea entre los Agentes intervinientes.

6.2.2. Proceso de Control

6.2.1

6.2.3. No conformidades

Ante la detección de no conformidades en los controles, el Agente Responsable deberá ejecutar las tareas necesarias para normalizar las mismas.

La no presentación de las declaraciones juradas o los informes técnicos detallados en **6.2.1** será considerada un incumplimiento por parte del Agente.

CAMMESA elaborará un informe de resultados del proceso de control correspondiente el que será incorporado en el informe de Evaluación de Riesgos (punto **7**) que periódicamente remitirá a la Secretaría de Energía para su consideración y tratamiento.

7. INFORMES DE EVALUACION DE RIESGOS

Anualmente, luego de realizado el simulacro de recuperación ante colapso, se elaborará un informe con sus resultados y pondrá en conocimiento de la Secretaría de Energía y los Agentes del MEM.

Coincidentemente, se elaborará un informe sintético con el estado de situación de los elementos asociados a la seguridad del SADI en función de las declaraciones recibidas y de los controles realizados, el que también se elevará a la Secretaría de Energía y los Agentes del MEM.

8. REFERENCIAS

. Anexo 34 de Los Procedimientos: Asignación de Responsabilidades a Los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte.

2. Anexo 35 de Los Procedimientos: Reserva Instantánea y Esquemas de Alivio de Cargas.

3. Procedimiento Técnico N°4: Ingreso de Nuevos Grandes Usuarios Mayores, Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores al MEM.

4. Procedimiento Técnico N°7: Recuperación del SADI luego de un colapso total.

Leyes

LEY 15.336

Marco Regulatorio Eléctrico

LEY 24.065

Marco Regulatorio Eléctrico

LEY 25.019

Régimen nacional de energía eólica y solar. Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

LEY 25.155

Hora oficial. Establécese en todo el territorio del país, como hora oficial, la del huso horario de cuatro (4) horas al oeste del meridiano de GREENWICH, en concordancia con la que corresponde a nuestro país dentro del sistema internacional de los husos horarios.

LEY 25.561

Declarase la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Régimen cambiario. Modificaciones a la Ley de Convertibilidad. Reestructuración de las obligaciones afectadas por el régimen de la presente Ley. Obligaciones vinculadas al sistema financiero. Obligaciones originadas en los contratos de la administración regidos por normas de derecho público. Obligaciones originadas en los contratos entre particulares, no vinculadas al sistema financiero. Canje de títulos. Protección de usuarios y consumidores. Disposiciones complementarias y transitorias. (nota: publicada en número extraordinario)

LEY 25.957

Modifícase el inciso e), del artículo 70, de la ley 24.065, con la finalidad de establecer un mecanismo de cálculo para la determinación del recargo que constituye el fondo nacional de la energía eléctrica. Vigencia. Sancionada: noviembre 10 de 2004 promulgada de hecho: diciembre 1 de 2004.

LEY 26.095

Créanse cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad.

LEY 26.190

Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, objeto, alcance, ámbito de aplicación, autoridad de aplicación, políticas, régimen de inversiones, beneficiarios, beneficios, sanciones, fondo fiduciario de energías renovables.

LEY 27.191

Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Creación del Fondo Fiduciario Público.

LEY 27.351

Denomínanse electrodependientes por cuestiones de salud a aquellas personas que requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud.

LEY 27.424

La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. derogase el artículo 5° de la Ley 25.019, sustituido por el artículo 14 de la Ley 26.190.

LEY 27.437

Determinados sujetos deberán otorgar preferencia a la adquisición, locación o leasing de bienes de origen nacional, en los términos dispuestos por esta ley y en las formas y condiciones que establezca la reglamentación

LEY 27.541

Declarase la Emergencia Pública en materia Económica, Financiera, Fiscal, Administrativa, Previsional, Tarifaria, Energética, Sanitaria y Social, y deleganse en el Poder Ejecutivo Nacional, LAS Facultades comprendidas en la presente Ley.

LEY 15.336

Marco Regulatorio Eléctrico

Bs. As., 15/9/60

Artículo 1º.- Quedan sujetas a las disposiciones de la presente ley y de su reglamentación las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional; con excepción del transporte y distribución de energía eléctrica cuando su objetivo principal fuera la transmisión de señales, palabras o imágenes, que se regirán por sus respectivas leyes especiales.

Art. 2º.- A los fines de esta ley, la energía eléctrica, cualquiera sea su fuente y las personas de carácter público o privado a quienes pertenezca, se considerará una cosa jurídica susceptible de comercio por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes comunes en cuanto no se opongan a la presente.

Art. 3º.- A los efectos de la presente ley, denomínase servicio público de electricidad la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo con las regulaciones pertinentes.

Correlativamente, las actividades de la industria eléctrica destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público serán consideradas de interés general, afectadas a dicho servicio y encuadradas en las normas legales y reglamentarias que aseguren él funcionamiento normal del mismo.

Art. 4º.- Las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con él ente administrativo o con él concesionario que en su caso presta él servicio público, se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la presente ley.

Art. 5º.- La energía de las caídas de agua y de otras fuentes hidráulicas, comprendidos los mares y los lagos, constituye una cosa jurídicamente considerada como distinta del agua y de las tierras que integran dichas fuentes. El derecho de utilizar la energía hidráulica no implica él modificar él uso y fines a que estén destinadas estas aguas y tierras, salvo en la medida estrictamente indispensable que lo requieran la instalación y operación de los correspondientes sistemas de obras de capacitación, conducción y generación, de acuerdo con las disposiciones particulares aplicables en cada caso.

Art. 6º.- Declárase de jurisdicción nacional la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación y transmisión, cuando:

a) Se vinculen a la defensa nacional;

b) Se destinen a servir él comercio de energía eléctrica entre la Capital Federal y una o más provincias o una provincia con otra o con él territorio de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur;

c) Correspondan a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional;

d) Se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o mareomotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos;

e) En cualquier punto del país integren la Red Nacional de Interconexión;

f) Se vinculen con él comercio de energía eléctrica con una nación extranjera;

g) Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica.

Serán también de jurisdicción nacional los servicios públicos definidos en él primer párrafo del artículo 3 cuando una ley del Congreso evidenciara él interés general y la conveniencia de su unificación.

Art. 7º.- El Poder Ejecutivo proveerá lo conducente, dentro de las facultades que le otorga esta ley, para promover en cualquier lugar del país grandes captaciones de energía hidroeléctrica.

Art. 8º.- Los aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica promovidos por él gobierno federal o por una provincia, en los casos que los trabajos de capacitación de la fuerza comporten él trasvase del agua de una cuenca fluvial, lacustre o marítima a otra, afectando a más de una provincia, deberán ser autorizados por ley nacional.

Art. 9º.- En cuanto se relacione con lo dispuesto en él artículo 6, él gobierno federal puede utilizar y reglar las fuentes de energía, en cualquier lugar del país, en la medida requerida para los fines a su cargo.

Art. 10º.- Decláranse de utilidad pública y sujetos a expropiación los bienes de cualquier naturaleza, obras, instalaciones, construcciones y sistemas de explotación, de cuyo dominio fuera indispensable disponer para

él cumplimiento de los fines de esta ley y especialmente para él regular desarrollo y funcionamiento de la Red Nacional de Interconexión y/o los restantes sistemas eléctricos nacionales.

El Poder Ejecutivo hará uso de esta declaración genérica, designando a quien tendrá facultad en cada caso para promover los procedimientos judiciales de expropiación.

Art. 11.- En él ámbito de la jurisdicción nacional a que se refiere él artículo 6, y a los fines de esta ley, él Poder Ejecutivo nacional otorgará las concesiones y ejercerá las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Las facultades precedentes comprenden él derecho de otorgar él uso de tierras de propiedad nacional y demás lugares sometidos a la legislación exclusiva del Congreso nacional.

Queda asimismo autorizado él Poder Ejecutivo nacional, según lo justifiquen las circunstancias, a disponer en aquellos contratos y operaciones que sean consecuencia de esta ley, la exención de gravámenes e impuestos nacionales vinculados a la constitución de los mismos.

En cuanto a los sistemas eléctricos provinciales, referidos en él artículo 35, inciso b) de esta ley, como también a los servicios públicos definidos en él primer párrafo del artículo 3 de la misma que fueran de jurisdicción local, serán los gobiernos provinciales los que resolverán en todo lo referente al otorgamiento de las autorizaciones y concesiones y ejercerán las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Art. 12.- Las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de la energía eléctrica de jurisdicción nacional y la energía generada o transportada en las mismas no pueden ser gravadas con impuestos y contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. No se comprende en esta exención las tasas retributivas por servicios y mejoras de orden local.

Art. 13.- Las disposiciones de la ley 4.408 (de teléfonos y radiotelegrafía) serán de aplicación subsidiaria en cuanto no esté previsto y sea compatible con la presente, sin perjuicio de las atribuciones de las autoridades locales provinciales y municipales- en todo lo que sea materia de su respectiva competencia.

Concesiones y autorizaciones

Art. 14.- El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión del Poder Ejecutivo en los siguientes casos:

a) Se requiere concesión:

1) Para él aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios;

2) Para él ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

b) Se requiere autorización:

1. Para él establecimiento de plantas térmicas o líneas de transmisión y distribución, cualquiera sea la fuente de la energía de transportar, cuando la potencia sea igual o superior a cinco mil kilovatios.

2. Para él establecimiento de plantas térmicas o líneas de transmisión y distribución, cualquiera sea la fuente de la energía a transportar, cuando la potencia sea menor de cinco mil kilovatios pero sus instalaciones requieran él uso de la vía pública o, en general, de bienes del dominio público o afectados al uso o servicios público.

Art. 15.- En las concesiones para aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de jurisdicción nacional (artículo 14, inciso a) -1), que podrán otorgarse por plazo fijo o por tiempo indeterminado, habrán de establecerse las condiciones y cláusulas siguientes:

1. El objeto principal de la utilización.

2. Las normas reglamentarias del uso del agua, y en particular, establecidas en su caso de acuerdo con la autoridad local: las que interesen a la navegación, a la protección contra inundaciones, a la salubridad pública, la bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas, a la irrigación, la conservación, y la libre circulación de los peces, la protección del paisaje y él desarrollo del turismo.

En estas normas se deberá tener en cuenta él siguiente orden de prioridad para él uso del agua: la bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas, él riego y luego la producción de energía.

3. Las potencias características del aprovechamiento y la potencia máxima de la instalación.

4. El plazo de la ejecución de los trabajos determinados en la concesión.

5. El plazo de explotación de la concesión cuando ésta sea a término, él que no podrá exceder de sesenta años.

6. Las condiciones bajo las cuales al término de la concesión podrán transferirse al Estado los bienes y las instalaciones.

7. Las condiciones y causales de caducidad por inobservancia de las obligaciones impuestas en las concesiones a término.

8. La antelación con que deberá notificarse a los interesados la revocación o la extinción de la concesión, y la forma, tiempo y condiciones en que se realizarán las transferencias de los bienes, cuando la concesión fuese por tiempo indeterminado.

9. El canon que deberá abonar él concesionario en concepto de regalía por él uso de la fuente, que ingresará al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

Art. 16.- En las concesiones para él aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica de jurisdicción nacional, para los trabajos determinados en la concesión o para la explotación de la misma, él concesionario, sin perjuicio de las indemnizaciones que deba pagar a los particulares afectados, tendrá los siguientes derechos:

I. De ocupar en él interior del perímetro definido por él acto de la concesión las propiedades privadas necesarias para las obras de retención o de presa del agua, y para los canales de aducción o de fuga necesarios, subterráneos o descubiertos, de acuerdo con las leyes generales y las reglamentaciones locales.

II. De inundar las playas para él levantamiento necesario del nivel del agua.

III. De solicitar al Poder Ejecutivo que haga uso de la facultad que le confiere él artículo 10, cuando fuere necesaria la ocupación definitiva del dominio de terceros, y toda vez que ello no se hubiera previsto en él mismo acto constitutivo de la concesión y no fuera posible obtener él acuerdo de partes.

Art. 17. -El Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal, podrá estimular bajo forma de aporte de capital, financiación, contribución y/o exenciones a que se refiere él artículo 15 cuyos trabajos y obras originaren beneficios múltiples o cuyo objetivo principal interese a la defensa nacional o procure un mejoramiento notable de las condiciones de utilización agrícola de los cursos de agua o la regularización de su régimen o facilite su navegación.

Asimismo queda autorizado para avalar la financiación de obras de interés nacional en aquellos contratos que tengan cláusulas de reversión al Estado.

Art. 18.- En las concesiones de servicio público de jurisdicción nacional (artículo 14, inciso a) -2), sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 15 y 16 en cuanto resulte de aplicación, se establecerán especialmente:

1. Las condiciones generales y especiales de la concesión y los derechos y obligaciones inherentes a la misma.

2. Las condiciones de uso y ocupación del dominio del Estado con los bienes e instalaciones del concesionario, cuando fuere pertinente.

3. La delimitación de la zona que él concesionario del servicio público de electricidad está obligado a atender.

4. La potencia, las características y él plan de las obras e instalaciones a efectuarse, así como de sus modificaciones y ampliaciones, los que en todo momento deberán ajustarse para atender él incremento de la demanda de la zona.

5. El plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones.

6. Las garantías que debe prestar él concesionario según determine la reglamentación.

7. Las causales de caducidad y revocación.

8. Las condiciones en que se transferirán al Estado o al nuevo concesionario, según corresponda, los bienes afectados a la concesión, en él caso de caducidad, revocación o falencia.

9. Las obligaciones y derechos del concesionario.

10. Las condiciones, derechos u obligaciones para la interconexión de las instalaciones.

11. La afectación de los bienes destinados a las actividades de la concesión y propiedad de los mismos, y en especial él régimen de las instalaciones costeadas por los usuarios.

12. La forma de determinación del capital inicial.

13. El sistema de justiprecio de los bienes afectados a la concesión, cuando fuere necesario para determinar las tarifas, la utilidad del concesionario o la adquisición de los mismos por él Estado.

14. El derecho de constituir las servidumbres necesarias a los fines de la concesión.

15. Las atribuciones del Estado de inspección, fiscalización y demás, inherentes al poder de policía.

16. El régimen para la constitución de los fondos de depreciación, renovación, ampliaciones y otros que sea necesario prever.

17. El régimen del suministro y venta de energía.

18. El régimen tarifario.

19. El régimen de infracciones y multas.

Art. 19.- Toda cesión total o parcial de una concesión y todo cambio de concesionario requerirán para su validez la aceptación expresa de la autoridad competente.

Art. 20. -El régimen de las autorizaciones de jurisdicción nacional (artículo 14, inciso b), será reglamentado por él Poder Ejecutivo y se caracterizará por la exclusión de uno o más requisitos, según los casos, de los fijados a las concesiones de servicio público.

Se incluirán sin embargo, en cuanto fueran de aplicación, cláusulas que complementen lo previsto en los incisos 12 a 19 del artículo 18.

Art. 21.- Los aprovechamiento de la energía hidroeléctrica y cualquier otra actividad de la industria eléctrica excluidos del régimen de concesiones y autorizaciones del artículo 14, pero comprendidos en él ámbito de la jurisdicción nacional, se ejercerán con sujeción a las reglamentaciones vigentes o a dictarse.

En especial, podrán los particulares, individual o colectivamente, o agrupados en cooperativas, consorcios de usuarios y otras formas de asociación legítima, utilizar para las necesidades de sus propiedades o industrias la energía hidroeléctrica de cursos de agua pública, con la sola sujeción a dichas reglamentaciones y siempre que la potencia total instalada no exceda de quinientos kilovatios y no afecte a otros aprovechamiento, o los planes nacionales y locales de electrificación. Igualmente, los propietarios de cursos de agua privada a que se refieren los artículos 2.350 y 2.637 del Código Civil, podrán utilizar la respectiva energía hidroeléctrica para su propio uso y aun cederla a terceros, con tal que ello no revista él carácter de un servicio público.

Importación y exportación de energía eléctrica

Art. 22. -Queda facultado él Poder Ejecutivo para autorizar la importación y exportación de energía eléctrica, previa determinación de la cantidad máxima de energía a explotar o a importar.

La autorización deberá subordinarse a condiciones y garantías relativas al uso de la energía y al precio de venta o reventa.

Art. 23. -La autorización no tendrá plazo superior a diez años, pudiendo ser prorrogable; y podrá revocarse en cualquier momento, cuando no subsistieren las circunstancias que originaron su otorgamiento, o mediaren graves motivos de interés público.

La revocación podrá también tener lugar por no uso de la autorización, o inobservancia de las condiciones a que se subordinó su otorgamiento.

Consejo Federal de la Energía Eléctrica

Art. 24.- Créase él Consejo Federal de la Energía Eléctrica, dependiente de la Secretaría de Energía y Combustibles, la que reglamentará su funcionamiento.

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica cumplirá los siguientes fines:

a) Considerar y coordinar los planes de desarrollo de los sistemas eléctricos del país y someterlos a la aprobación de los respectivos poderes jurisdiccionales;

b) Actuar como consejo asesor y consultor del Poder Ejecutivo nacional y de los gobiernos de las provincias que lo requieran, en todo lo concerniente a la industria eléctrica y a los servicios públicos de electricidad; las

prioridades en la ejecución de estudios y obras; a las concesiones y autorizaciones; y a los precios y tarifas para la industria eléctrica y los servicios públicos de electricidad;

c) Aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica;

d) Proponer las disposiciones que considere necesarias para la mejor aplicación de la presente ley y de su reglamentación.

Art. 25.- El Consejo Federal de la Energía Eléctrica estará constituido por:

a) El Secretario de Energía y Combustibles, que lo presidirá, o él subsecretario en su reemplazo;

b) Un representante de la Secretaría de Energía y Combustibles que será designado por él Poder Ejecutivo;

c) El presidente del directorio de Agua y Energía Eléctrica, empresa del Estado;

d) Un representante y un suplente por cada provincia designado por él Poder Ejecutivo, a propuesta de los respectivos gobiernos locales;

e) Un representante de la Capital Federal y Territorio de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur, que nombrará él Poder Ejecutivo.

El Poder Legislativo nacional podrá designar de entre sus miembros tres por la Cámara de Senadores y tres por la Cámara de Diputados, que podrán participar en las reuniones del consejo.

Art. 26.- El consejo designará seis de sus miembros que constituirán un comité que será presidido por él representante de la Secretaría de Energía y Combustibles.

Dicho comité tendrá a su cargo:

a) Preparar y someter a consideración del consejo los estudios y trabajos que éste le encomiende;

b) Ejercer las funciones que él consejo le delegue;

c) Expedirse en todos los asuntos de carácter urgente, dando cuenta de inmediato al consejo si él caso lo requiriese o en la primera reunión ordinaria en su defecto.

Art. 27.- Actuarán como organismos técnicos y administrativos del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y del Comité, las dependencias que determine la Secretaría de Energía y Combustibles, de conformidad con la reglamentación que dicte para su actuación.

Art. 28.- El Consejo Federal de la Energía delimitará "zonas de electrificación" integrada cada una de ellas por la provincia o provincias que, racional y técnicamente, constituyan un núcleo energético desde él punto de vista del afianzamiento gradual del sistema eléctrico argentino o tengan, cuando se trate de dos o más provincias, una interdependencia real o potencial en la materia.

En cada zona de electrificación así constituida, funcionará un Comité Zonal de la Energía Eléctrica, dependiente del Consejo Federal y formado por los miembros titulares de las provincias de que se trate, a que se refiere él artículo 25, incisos d) y e), y por los presidentes o directores de los entes a cargo, en las mismas provincias, de los problemas locales de hidráulica y electricidad.

El Consejo Federal de la Energía será reglamentado sobre la base de reconocer y atribuir a los comités zonales una intervención informativa en todo problema de la competencia del Consejo Federal que se refiera a la respectiva zona; la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para la zona respectiva.

Art. 29.- Los gastos que demande él funcionamiento del Consejo Federal de la Energía Eléctrica se atenderán con cargo al Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Fondos eléctricos.- Fondo Nacional de la Energía Eléctrica

Art. 30.- Créase él Fondo Nacional de la Energía Eléctrica con él fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación, él cual se integrará:

a) Con un aporte del Tesoro Nacional que se fijará anualmente;

b) Con él 50% como mínimo del producido de la recaudación del Fondo Nacional de la Energía, pudiendo él Poder Ejecutivo incrementar dicho porcentaje a propuesta de la Secretaria de Energía y Combustibles;

c) Con las regalías sobre él uso de las fuente hidráulicas de energía que se establecen en él articulo 15, inciso 9;

d) Con él derecho de importación de la electricidad que en cada caso se establezca por los organismos competentes;

e) Con él recargo de $ 0,10 por kilovatio hora sobre él precio de venta de la electricidad. Queda facultado él Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de Energía Eléctrica, para modificar este recargo, no pudiendo exceder del 15% de dicho precio de venta;

f) Con él producido de la negociación de títulos d deuda nacional que se emitan con cargo a ser servicios con recursos del Fondo;

g) Con la recaudación por reembolso, y sus intereses, de los préstamos que se hagan de los recursos del Fondo;

h) Con donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados anteriormente.

Art. 31.- El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica será administrado por la Secretaría de Energía y Combustibles y se aplicará:

a) -El 80% del mismo, con destino exclusivo a los estudios, construcción y ampliación de las centrales, redes y obras complementarias o conexas, que ejecute él Estado nacional;

b) -El 20% remanente será transferido al Fondo de desarrollo Eléctrico del interior, conforme con lo dispuesto en él artículo 32, inciso d).

Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior

Art. 32.- Unificanse el Fondo de Reserva de Energía Eléctrica y él de Electrificación Rural en un solo Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, que se integrará:

a) Con los excedentes de las tarifas y recargos que establezca él Poder Ejecutivo en la Capital Federal y Gran Buenos Aires;

b) Con los aportes del Tesoro de la Nación que correspondan a los compromisos del Fondo de Restablecimiento Económico y otros que se determinen en la ley de presupuesto;

c) Con él diez por ciento (10 %) del producido del Fondo Nacional de la Energía;

d) Con él veinte por ciento (20%) (artículo 31, inciso b) del Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Art. 33.- El Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior será administrado por la Secretaría de Energía y Combustibles y se aplicará para:

a) Aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, siempre que se encuadren en los planes aprobados con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y no graven él consumo de electricidad para otros fines que no sean exclusivamente de desarrollo de energía eléctrica. Para acogerse a estos beneficios, las provincias deberán establecer tarifas que contemplen la amortización de tales aportes.

Las sumas recaudadas en tal concepto deberán destinarse exclusivamente a la renovación, ampliación de plantas existentes o a la ejecución de redes de electrificación, o al reintegro, en su caso, de los respectivos préstamos;

b) Préstamos a municipalidades, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad para sus obras de primer establecimiento, construcción y ampliación de centrales, redes de distribución y obras complementarias;

c) Préstamos a empresas privadas de servicios públicos de electricidad para ampliación y mejoras de sus servicios en centrales de capacidad no superior a 2.000 kilovatios instalados.

Al cierre de cada ejercicio los saldos anuales no utilizados se transferirán al ejercicio siguiente del mismo fondo.

Art. 34.- La Secretaría de Energía y Combustibles distribuirá él fondo referido con la intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y lo administrará asegurando en todos los casos él retorno de los préstamos de acuerdo a las siguientes normas:

a) En los casos de los préstamos del artículo 33, incisos a) y b), con un interés no menor del 6 % anual y con amortización hasta quince años;

b) Para los casos de los préstamos del artículo 33, inciso c), con un interés no inferior al 8 % anual y con amortización hasta cinco años.

Los plazos de amortización precedentes podrán ampliarse hasta diez (10) años más en los siguientes casos: I) Cuando los préstamos se apliquen total o parcialmente para la ejecución de obras de electrificación rural; II) Cuando se destinen a planes que incluyan la adquisición de equipos electromecánicos y materiales eléctricos de fabricación nacional en una proporción no inferior al 80 % del total de la inversión. En estos casos para lo invertido en electrificación rural o en la compra de equipos y elementos de fabricación nacional, la tasa de interés aplicable podrá reducirse al 3 % anual.

Transporte y distribución de la energía eléctrica-Sistemas eléctricos

Art. 35.- Para los efectos de la presente ley se denominan:

a) Sistemas Eléctricos Nacionales (S.E.N.), las centrales, líneas y redes de transmisión y distribución, y obras e instalaciones complementarias -sin distinción de las personas, públicas o privadas, a quienes pertenezcan-, sometidos a la jurisdicción nacional;

b) Sistemas Eléctricos Provinciales (SEP), las centrales, líneas y redes de jurisdicción provincial;

c) Sistemas Eléctricos del Estado (SEE), las centrales, líneas y redes de transmisión, y obras e instalaciones complementarias, de propiedad de Estado nacional, o que él administra o explota;

d) Red Nacional de Interconexión (RNI), al conjunto de sistemas eléctricos nacionales interconectados.

Art. 36.- La Secretaría de Energía y Combustibles, con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, tendrá a su cargo la planificación y coordinación de las obras y servicios integrantes de la Red Nacional de Interconexión y la determinación de las centrales, líneas, redes de transmisión y distribución y obras e instalaciones complementarias que integran necesaria y racionalmente la misma, cuya aprobación será efectuada por él Poder Ejecutivo.

Cuando se trate de captaciones hidroeléctricas utilizables mediante aprovechamiento fluviales múltiples, su planificación, estudio y coordinación quedarán supeditados a las condiciones que contemplen la racional y económica utilización de todos los recursos naturales vinculados a la cuenca hídrica.

Art. 37.- Todas las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, serán ejercidas por la Secretaría de Energía y Combustibles, la que tendrá a su cargo:

a) Promover él desarrollo integral y racional funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN), mediante la interconexión de las centrales y redes de jurisdicción nacional;

b) Asegurar la libre circulación y distribución de la energía eléctrica en todo él territorio de la Nación;

c) Mantener actualizado él inventario de las fuentes de energía, él catastro de las utilizaciones y la estadística de la industria eléctrica en todos sus aspectos;

d) Asesorar al Poder Ejecutivo con relación al otorgamiento de las concesiones y autorizaciones para la utilización de las fuentes de energía eléctrica y para la instalación de centrales y redes de jurisdicción nacional;

e) ejercer las funciones de policía de seguridad técnica de los sistemas a que se refieren los incisos a), c) y d) del artículo 35, y de inspección técnica contable sobre las inspecciones, funcionamiento y régimen tarifario de ellos;

f) impartir las normas técnicas y disposiciones necesarias para él funcionamiento y operación de los servicios de jurisdicción nacional, de acuerdo con los principios de la presente ley, y de los reglamentos que se dicten para su aplicación;

g) Someter a aprobación del Poder Ejecutivo, las tarifas y precios de compra y venta de la energía a los productores y a los distribuidores de la Red Nacional de Interconexión (RNI), y servicios públicos de jurisdicción nacional;

h) Reglamentar él funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN), incluida la Red Nacional de Interconexión (RNI), con aprobación del Poder Ejecutivo.

Art. 38. -El despacho de cargas en la Red Nacional de Interconexión y él manejo y funcionamiento de las Sistemas Eléctricos del Estado estarán a cargo de Agua y Energía Eléctrica, Empresas del Estado, la que a dichos efectos, sin prejuicio de las facultades que le confiere su estatuto orgánico, tendrá las siguientes atribuciones:

a) comprar la energía eléctrica a las centrales integrantes de la Red Nacional de Interconexión y atender a su comercialización mediante la venta a las empresas u organismos presentatarios de servicios públicos de electricidad, y a las grandes industrias;

b) Establecer anualmente él régimen de funcionamiento de cada central integrante de la Red Nacional de Interconexión;

c) Impartir las órdenes necesarias para él despacho de cargas, de acuerdo con las normas preparadas por la Secretaria de Energía y Combustibles.

Los Sistemas Eléctricos Provinciales a que se refiere él artículo 35, inciso b), podrán conectarse a la Red Nacional de Interconexión si desean recibir o entregar energía por dicha red.

A tal efecto la autoridad provincial respectiva y Agua y Energía Eléctrica, Empresas del estado, acordarán las condiciones de la operación y régimen del mutuo servicio, a los efectos del despacho de carga.

Precios y tarifas

Art. 39 -El Poder Ejecutivo nacional fijará los precios y tarifas para la energía eléctrica que se comercialice en las centrales y líneas que integran la Red Nacional de Interconexión y para los servicios públicos de jurisdicción nacional, los que dentro del principio de lo justo y razonable deberán responder básicamente a los siguientes conceptos:

a) costos de capital:

1. Se considerarán en los costos de capital las dotaciones al fondo de renovación que se determinarán sobre la base de un porcentaje fijo a establecer, sobre él valor de reposición de la potencia instalada con sus equipos y elementos conexos.

2. Las dotaciones a los fondos de reserva.

3. Los impuestos.

4. Los seguros.

5. Las amortizaciones de capital, siempre que en la correspondiente concesión o autorización existan cláusulas de traspaso total o parcial sin cargo para él Estado, de los bienes del concesionario o permisionario al vencer la concesión o autorización.

6. Los intereses de capital, que se reglarán de acuerdo con las normas de la correspondiente concesión o autorización.

b) Costos de los sueldos del personal:

1. los sueldos, jornales y en general toda remuneración que se paguen de acuerdo con normas legales que autoricen.

2. Los beneficios de carácter social establecidos y que se establezcan por normas legales y las sumas que anualmente deben destinarse a constituir o incrementar los fondos de reservas especiales que aseguren él cumplimiento de estas obligaciones.

c) Gastos generales, administración, dirección técnica y asesoría, que se ajustarán a lo dispuesto por la reglamentación de la presente ley;

b) Combustibles, lubricantes y en general todos los materiales cuyo consumo resulte necesario en él período correspondiente y que estén destinados a la generación, transformación, transmisión y distribución de electricidad, en su caso;

e) Valor de la energía que se adquiere a terceros;

f) Intereses y gastos complementarios de financiación sobre bonos y otros capitales crediticios destinados a la explotación y que hayan sido aprobados previamente por él Poder Ejecutivo. El total de dichos intereses no podrán exceder del 10% anual sobre los respectivos capitales;

g) Los demás gastos no especificados en los rubros anteriores, siempre que guarden relación de casualidad con las actividades de la explotación,

h) Las pérdidas de energía por todo concepto, de acuerdo con las normas que establezcan la Secretaria de Energía y Combustibles;

i) Cláusulas de ajuste:

1. Los costos de capital, mantenimiento y varios se ajustarán anualmente.

2. Los cambios que sufra él precio de la mano de obra y de los combustibles serán reajustados dentro de los treinta (399 días de producidos, de acuerdo con las fórmulas que establezca la Secretaria de Energía y Combustible.

3. Las disminuciones de costos originadas en una mayor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que lo haya originado.

Para la percepción de los importes correspondientes a los precios de compraventa de energía y de las tarifas para venta en bloque por parte del Estado, se seguirá él procedimiento de apremio establecido en él título 25 de la ley 50, siendo título hábil la constancia de deuda expendida por la oficina competente del ente presentatario.

Art. 40. -Las tarifas y precios serán establecidos sobre la base de la demanda probable estimada como conveniente, que soporte cada central durante él año.

Disposiciones complementarias

Art. 41. -Las empresas del estado o privadas que integren los sistemas eléctricos nacionales ajustarán sus libros y contabilidad a un plan general de cuentas para permitir la fiscalización contable permanente de los mismos por la Secretaria de Energía y combustible.

Art. 42. -Las industrias en él ámbito de la jurisdicción nacional, cuando las circunstancias lo justifiquen y ello se juzgue conveniente y adecuado por la Secretaria de Energía y Combustibles, podrán abastecerse directamente e interconectar sus propias centrales con los servicios eléctricos nacionales.

Art. 43.- Las provincias en cuyos territorios se encuentren las fuentes hidroeléctricas percibirán mensualmente él cinco por ciento (5) que resulte de aplicar a la energía vendida la tarifa correspondiente a la venta en bloque.

En él caso de que las fuentes hidroeléctricas se encuentren en ríos limítrofes entre provincias, o que atraviesen a más de una de ellas, este porcentaje del cinco por ciento (5%) se distribuirá equitativa y racionalmente entre ellas.

Art. 44. -Facultase él Poder Ejecutivo nacional a utilizar de los recursos del fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, a que se refiere él artículo 32 de la presente ley, las sumas necesarias para la continuidad del auxilio financiero establecido por él decreto 11.219/59.

Art. 45.- Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado y las sociedades en que la misma participe podrán financiar sus obras de expansión futuras o en ejecución mediante la emisión de títulos de deuda, bonos u obligaciones.

Los fondos provenientes de estas financiaciones deberán aplicarse exclusivamente a obras y/o instalaciones estrictamente retributivas, en modo tal que él producido de las mismas cubra las amortizaciones e intereses de las deudas que se contraigan al amparo del presente régimen.

El Poder Ejecutivo podrá otorgar a los títulos, bonos u obligaciones que se emitan, las exenciones y franquicias impositivas acordadas o que se acuerden a los títulos, letras, bonos, obligaciones y demás papeles emitidos por la Nación, por las provincias o municipios y por los organismos o empresas descentralizadas.

El Poder Ejecutivo nacional fijará la oportunidad, tipo de interés y características financieras que considere conveniente a los fines de proceder a la emisión de los valores de que se trata. La garantía de la Nación será prestada por él Poder Ejecutivo cuando ella se considere necesaria.

Art. 46.- El patrimonio de Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, se integrará con todos los bienes muebles e inmuebles, ocupados o afectados en cualquier forma, modo y lugar a sus actividades, comprendidos los terrenos, edificios, obras e instalaciones, planteles y equipos, instrumentos y vehículos, fondos y demás efectos destinados a sus actividades específicas de persona jurídica de derecho privado.

Consecuentemente, decláranse transferidos a la empresa los dominios sobre todos los terrenos de propiedad del Estado nacional, que ocupa o se encuentran afectados a dichas actividades, con excepción de aquellos que correspondan a obras, trabajos o servicios que se ejecutan o prestan por cuenta del gobierno nacional, cuando ellas sean totalmente de fomento y en la proporción que corresponda en las que lo sean parcialmente, o en las que respondan a finalidades múltiples.

El Poder Ejecutivo formalizará los respectivos títulos, su registro y demás recaudos pertinentes, quedando autorizado para transferir asimismo los bienes inmuebles que en lo sucesivo se requieran con iguales

propósitos, conforme a los planes de acción y presupuestos anuales que apruebe, de acuerdo con las disposiciones vigentes.

Art. 47.- Declárase cancelada la deuda de Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, con él Gobierno nacional, proveniente de fondos entregados a ella y a los organismos antecesores por la Tesorería General de la Nación, él Fondo Nacional de la Energía o él Fondo de Reserva de la Energía para la ejecución de obras, cualquiera sea su naturaleza, para realizar estudios o para costear déficit de explotación, así como los servicios de amortización e intereses vencidos si ellos existieran.

Art. 48 (Transitorio).- El Consejo Federal de la Energía Eléctrica se constituirá una vez que la mitad de las provincias hayan comunicado al Poder Ejecutivo nacional su propuesta para él nombramiento de los representantes y éstos hayan sido designados. Si en él término de los treinta días las provincias no hubiesen realizado tal propuesta, él Consejo Federal de la Energía Eléctrica será integrado con él número de representantes designados.

Constituido él consejo, deberá proceder dentro de los treinta días siguientes a elevar para la aprobación del Poder Ejecutivo nacional él proyecto de reglamentación de la presente ley y él proyecto de organización funcional a que ajustará su cometido.

Art. 49.- Quedan derogadas las leyes y demás disposiciones vigentes, en cuanto se opongan a la presente ley.

Art. 50.- Comuníquese al Poder Ejecutivo.-José Maria Guido.-Federico F. Monjardin.

LEY 24.065

Marco Regulatorio Eléctrico

Generación, transporte y distribución de electricidad. Objeto. Política General y Agentes. Transporte y distribución. Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Disposiciones comunes a transportistas y distribuido RESOLUCION Provisión de servicios. Limitaciones. Exportación e importación. Despacho de cargas. Tarifas. Adjudicaciones. Ente Nacional Regulador. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Procedimientos y control jurisdiccional. Contravenciones y sanciones. Disposiciones varias. Ámbito de aplicación. Disposiciones transitorias. Modificaciones a la ley 15.336. Privatización. Adhesión.

Sancionada: Diciembre 19 de 1991.

Promulgada Parcialmente: Enero 3 de 1992.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

Generación, transporte y distribución de electricidad

CAPITULO I

Objeto

ARTICULO 1º- Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad

La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

CAPITULO II

Política general y agentes.

ARTÍCULO 2º- Fíjanse los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;

b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;

c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;

d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;

e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias adecuadas;

f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

CAPITULO III

Transporte y distribución

ARTICULO 3º- El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a la que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696 y de la presente ley.

El Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplido los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieron oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

CAPITULO IV

Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

ARTICULO 4º- Serán actores reconocidos del mercado eléctrico:

a) Generadores o productores;

b) Transportistas;

c) Distribuidores;

d) Grandes Usuarios.

ARTICULO 5º- Se considera generador a quien siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

ARTICULO 6º- Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

ARTICULO 7º- Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

ARTICULO 8º- Quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios podrán comercializarla de igual manera que los generadores.

ARTICULO 9º- Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

ARTICULO 10.- Se considera gran usuario a quien contrata en forma independiente y para su consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

CAPITULO V

Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores

ARTICULO 11.- Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

ARTICULO 12.- El inicio o la inminencia de inicio de una construcción y/u operación que carezca del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública, facultará a cualquier persona a acudir al ente para denunciar u oponerse a aquéllas. El ente ordenará la suspensión de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

ARTICULO 13.- La construcción o ampliación de las instalaciones de un transportista o distribuidor que interfiriere o amenazare interferir irrazonablemente el servicio o sistema correspondiente a otro transportista o distribuidor, facultará a estos últimos para acudir ante el ente, el que oyendo a los interesados autorizará o no la nueva obra, pudiendo convocar, previo a ello, a una audiencia pública.

ARTICULO 14.- Ningún transportista ni distribuidor podrá abandonar total ni parcialmente las instalaciones destinadas al transporte y distribución de electricidad, ni dejar de prestar los servicios a su cargo, sin contar con la aprobación del ente, quién sólo la otorgará después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser abandonados no resultan necesarios para el servicio público en el presente ni en un futuro previsible.

ARTÍCULO 15.- El ente resolverá, en los procedimientos indicados en los artículos 11, 12, 13 y 14, dentro el plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de iniciación de los mismos.

ARTÍCULO 16.- Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el ente emita a tal efecto.

Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisación y pruebas que periódicamente realizará el ente, el que tendrá, asimismo, facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos, o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

ARTÍCULO 17.- La infraestructura física, las instalaciones y operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la Secretaría de Energía.

ARTÍCULO 18.- Los transportistas y los distribuidores gozarán de los derechos de servidumbre previstos en la ley 19.552.

ARTÍCULO 19.- Los generadores, transportistas y distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de las situaciones descriptas precedentemente, habilitará la instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas por la ley 22.262, no siendo aplicable para ello lo dispuesto en el artículo 32 de dicha ley.

ARTÍCULO 20.- Los generadores, transportistas y distribuidores abonarán un tasa de inspección y control que será fijada por el ente de conformidad con lo dispuesto por los artículos 67 y 68 de la presente ley.

CAPITULO VI

Provisión de servicios

ARTÍCULO 21.- Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión.

ARTÍCULO 22.- Los transportistas y los distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de esta ley.

A los fines de esta ley la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que el ente determine.

ARTÍCULO 23.- Ningún transportista ni distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el ente.

ARTÍCULO 24.- Los transportistas y los distribuidores responderán a toda solicitud de servicio dentro de los treinta (30) días corridos, contados a partir de su recepción.

ARTICULO 25.- Quién requiera un servicio de suministro eléctrico de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ente que, escuchando también a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener, a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

ARTÍCULO 26.- Los transportistas y los distribuidores deberán fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas. Dichas especificaciones serán publicadas en los respectivos cuadros tarifarios.

ARTÍCULO 27.- Los transportistas y los distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios.

ARTÍCULO 28.- Los contratos de concesión podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios podrán recuperar el monto de sus inversiones conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley.

ARTÍCULO 29.- La concesión de transporte sujeta a jurisdicción nacional se otorgará por plazo fijo, en los términos del artículo 18 de la ley 15.336, no siéndole aplicables los incisos 3º, 11, 12, 16, 17, y 18. A su vez,

deberá también especificarse la capacidad, características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse así como el régimen de precios del peaje.

CAPITULO VII

Limitaciones

ARTICULO 30.- Los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía eléctrica.

ARTÍCULO 31.- Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

ARTICULO 32.- Sólo mediante la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse.

También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente.

El pedido de autorización deberá ser formulado al ente, indicando las partes involucradas, una descripción del acuerdo cuya aprobación se solicita, el motivo del mismo y toda otra información que para resolver pueda requerir el ente.

El ente dispondrá la realización de audiencias para conocer la opinión de todos los interesados y otras investigaciones que considere necesarias y otorgará la autorización siempre que no se vulneren las disposiciones de la presente ley ni se resientan el servicio ni el interés público.

ARTÍCULO 33.- A los fines de este título, si las sociedades que se dediquen al transporte y distribución de energía eléctrica fueran sociedades por acciones, su capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables.

CAPITULO VIII

Exportación e importación

ARTÍCULO 34.- La exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

CAPITULO IX

Despacho de cargas

ARTICULO 35.- El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC), órgano que se constituirá bajo la forma de una sociedad anónima cuyo capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables y cuya mayoría accionaria estará, inicialmente, en la cabeza de la Secretaría de Energía, y en el que podrán tener participación accionaria los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La participación estatal, inicialmente mayoritaria, podrá ser reducida por el Poder Ejecutivo hasta el diez por ciento (10%) del capital social, no obstante este porcentaje deberá asegurarle la participación y poder de veto en el directorio.

La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el DNDC para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo a los siguientes principios:

a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores (con excepción de aquellos comprendidos en el artículo 1º de la ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término);

b) Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecen en el artículo siguiente, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar lo actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes.

ARTÍCULO 36.- La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará de DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada.

Asimismo, determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben lo generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente, y los costos de transporte en los puntos de suministro y recepción.

ARTÍCULO 37.- Las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada conforme al artículo precedente, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía, la que deberá atender con el mismo los compromisos emergentes de deudas contraídas hasta el presente y las inversiones en las obras que se encuentren en ejecución a la fecha de vigencia de esta ley que determine la Secretaría de Energía. El fondo unificado se destinará también para estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme al artículo 36 de esta ley.

La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del fondo, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

ARTÍCULO 38.- La SECRETARIA DE ENERGÍA preparará y publicará entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SADI que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas de despacho.

ARTICULO 39.- El DNDC no impondrá restricciones a los autogeneradores que suministren energía a través de contratos libremente pactados con los demandantes, salvo que existieran razones técnicas fundadas, y canalizara ventas de saldos de este tipo de generación, en la medida que resulte económico para el sistema.

CAPITULO X

TARIFAS

ARTICULO 40.- Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley;

b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el ente califique como relevante;

c) En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en MEM;

d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

ARTÍCULO 41.- Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;

b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de las otras actividades de riesgo, similar o comparable nacional o internacionalmente.

ARTÍCULO 42.- Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se adjudicará a los siguientes principios:

a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley;

b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fijen para cada clase de servicios;

c) El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;

d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar;

e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a los usuarios.

ARTICULO 43.- Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos a los cinco (5) años.

El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.

ARTÍCULO 44.- Ningún transportista ni distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto excepto que aquellas resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distingo equivalente que razonablemente apruebe el ente.

ARTICULO 45.- Los transportistas y distribuidores, dentro del último año del período indicado en el artículo 43 de esta ley y con sujeción a la reglamentación que dicte el ente, deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido en el artículo 42 que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicios, así como las clasificaciones de los usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios, luego de su aprobación, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.

ARTICULO 46.- Los transportistas y distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por el ente, podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Recibida la solicitud de modificación, el ente dará inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocará, una audiencia pública para el siguiente día hábil a fin de determinar si el cambio solicitado se ajusta a las disposiciones de esta Ley y al interés público.

ARTICULO 47.- El ente deberá resolver dentro de los ciento veinte (120) días corridos contados a partir de la fecha del pedido de modificación, si así no lo hiciere el concesionario podrá ajustar sus tarifas a los cambios solicitados como si estos hubieran sido efectivamente aprobados, debiendo, sin embargo reintegrar a los usuarios cualquier diferencia que pueda resultar a favor de estos últimos si las modificaciones no fueran finalmente aprobadas por el ente o si la aprobación fuera solamente parcial.

ARTICULO 48.- Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia de particulares, el ente considere que existen motivos razonables para alegar que la tarifa de un transportista o distribuidor es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor, la dará a publicidad, y convocará a una audiencia pública con menos de treinta (30) días de anticipación. Celebrará la misma, dictará resolución dentro del plazo indicado en el artículo precedente.

ARTÍCULO 49.- Las tarifas por transportistas y distribuidores estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de las fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el ente.

CAPITULO XI

ADJUDICACIONES

ARTÍCULO 50.- El transporte y la distribución de electricidad solo podrán ser realizados por empresas a las que el PODER EJECUTIVO les haya otorgado una concesión de conformidad con lo dispuesto por la ley 15.336 y a la presente ley. Las concesiones serán adjudicadas de conformidad con procedimientos de selección preestablecidos por la Secretaría de Energía.

ARTÍCULO 51.- Con una anterioridad no menor de dieciocho (18) meses a la fecha de finalización de una concesión, los transportistas y distribuidores tendrán derecho a requerir del ente la prórroga por un período de diez (10) años, o el otorgamiento de una nueva concesión.

Dentro de los sesenta (60) días de requerido el ente resolverá fundadamente, sobre el otorgamiento o no de la prórroga o la negociación de una nueva concesión.

ARTÍCULO 52.- Si el ente decidiera no otorgar la prórroga o una nueva concesión al concesionario existente, iniciará un nuevo procedimiento de selección dentro del plazo de treinta (30) días para adjudicar los servicios de transporte o distribución en cuestión.

ARTICULO 53.- En el caso del artículo precedente, si la nueva concesión no pudiese ser otorgada antes de la finalización de la anterior concesión, el ente podrá requerir al titular de esta última la continuación del servicio por un plazo no mayor a doce (12) meses contados a partir de la fecha original de la finalización de la cuestión anterior.

CAPITULO XII

ENTE NACIONAL REGULADOR

ARTICULO 54.- Créase en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el que deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el artículo 2º de esta ley. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad deberá estar constituido y en condiciones de cumplir sus funciones dentro de los sesenta (60) días de la puesta en vigencia de la presente ley.

ARTÍCULO 55.- El ente gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que se adquieran en el futuro por cualquier título. Tendrá su sede en la ciudad de BUENOS AIRESOLUCION El ente aprobará su estructura orgánica.

ARTÍCULO 56.- El ente tendrá las siguientes funciones y facultades:

a) Hacer cumplir la presente ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión;

b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados;

c) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios;

d) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley;

e) Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios;

f) Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen;

g) Llamará a participar en procedimientos de selección y efectuará las adjudicaciones correspondientes, firmando el contrato de concesión ad referéndum del Poder Ejecutivo el que podrá delegar tal función en el órgano o funcionario que considere conveniente;

h) Propiciar ante el Poder Ejecutivo, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones;

i) Autorizar las servidumbres de electroducto mediante los procedimientos aplicables de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 18 de esta ley, y otorgar toda otra autorización prevista en la presente;

j) Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en esta ley;

k) Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de

acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportistas, distribuidores y usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad y conveniencia públicas en la medida que no obste la aplicación de normas específicas;

l) Promover ante los Tribunales competentes, acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares, para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley, su reglamentación y los contratos de concesión;

m) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso;

n) Requerir a los transportistas y distribuidores los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de esta ley, su reglamentación y los respectivos contratos de concesión, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder;

ñ) Publicar la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores, transportistas y usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos de terceros;

o) Aplicar las sanciones previstas en la presente ley, en sus reglamentaciones y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;

p) Asegurar la publicidad de las decisiones, que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;

q) Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año, sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica;

r) Delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la presente ley;

s) En general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley y su reglamentación.

ARTICULO 57.- El ente será dirigido y administrado por un directorio integrado por cinco (5) miembros, de los cuales uno será el presidente, otro su Vicepresidente y los restantes vocales.

ARTICULO 58.- Los miembros del directorio serán seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y personales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo, dos (2) de ellos a propuesta del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Su mandato durará cinco (5) años y podrá ser renovado en forma indefinida.

Cesarán en sus mandatos en forma escalonada cada año. Al designar el primer directorio, el Poder Ejecutivo establecerá la fecha de finalización del mandato del Presidente, Vicepresidente y de cada vocal para permitir tal escalonamiento.

ARTÍCULO 59.- Los miembros del directorio tendrán dedicación exclusiva en su función, alcanzándoles las incompatibilidades fijadas por la ley para los funcionarios públicos y sólo podrán ser removidos de sus cargos por actos fundados del Poder Ejecutivo.

Previa la designación y/o remoción el Poder Ejecutivo deberá comunicar los fundamentos de tal decisión a una comisión del Congreso de la Nación integrada por dieciséis (16) miembros que serán los Presidentes y Vicepresidentes de las comisiones de cada una de las Cámaras determinen en función de su incumbencia, garantizando una representación igualitaria de senadores y diputados. Esta comisión podrá emitir opinión dentro del plazo de treinta (30) días corridos de recibidas las actuaciones. Emitida la misma o transcurrido el plazo establecido por ello, el Poder Ejecutivo Nacional quedará habilitado para el dictado del acto respectivo.

ARTICULO 60.- Los miembros del directorio no podrán ser propietarios ni tener intereses alguno, directo ni indirecto, en empresas reconocidas como actores del mercado eléctrico por el artículo 4 de esta ley, ni en sus controladas o controlantes.

ARTÍCULO 61.- El presidente durará cinco (5) años en sus funciones y podrá ser reelegido.

Ejercerá la representación legal del ente y en el caso de impedimento o ausencia transitorios será reemplazado por el Vicepresidente.

ARTICULO 62.- El directorio formará quórum con la presencia de tres (3) de sus miembros, uno de los cuales será el presidente o quién lo reemplace y sus resoluciones se adoptarán por mayoría simple. El Presidente, o quien lo reemplace, tendrá doble voto en caso de empate.

ARTÍCULO 63.- Serán funciones del directorio entre otras:

a) Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del ente;

b) Dictar el reglamento interno del cuerpo;

c) Asesorar el Poder Ejecutivo en todas las materias de competencia del ente.

d) Contratar y remover el personal del ente, fijándole sus funciones y condiciones de empleo.

e) Formular el presupuesto anual de gastos y cálculo de recursos, que en el ente elevará por intermedio del Poder Ejecutivo Nacional para su aprobación legislativa mediante la Ley Nacional de Presupuesto del ejercicio correspondiente.

f) Confeccionar anualmente su memoria y balance.

g) En general, realizar todos los demás actos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del ente y los objetivos de la presente ley.

ARTÍCULO 64.- El ente se regirá en su gestión financiera, patrimonial y contable por las disposiciones de la presente ley y los reglamentos que a tal fin se dicten. Quedará sujeto al control externo que establece el régimen de contralor público. Las relaciones con su personal se regirán por la Ley de Contrato de Trabajo, no siéndoles de aplicación el régimen jurídico básico de la función pública.

ARTÍCULO 65.- El ente confeccionará anualmente su presupuesto, estimando razonablemente los gastos e inversiones correspondientes al próximo ejercicio. Un proyecto de presupuesto será previamente publicado, dando oportunidad a los transportistas, distribuidores y usuarios a objetarlos fundadamente.

ARTÍCULO 66.- Los recursos del ente se formarán con los siguientes ingresos:

a) La tasa de inspección y control que se crea por el artículo siguiente;

b) Los subsidios, herencias, legajos, donaciones o transferencias bajo cualquier título que reciba;

c) Los demás fondos, bienes o recursos que puedan darle asignados en virtud de las leyes y reglamentaciones aplicables;

d) El producido de las multas y decomisos.

e) Los intereses y beneficios resultantes de la gestión de sus propios fondos.

ARTÍCULO 67.- Productores, transportistas y distribuidores abonarán anualmente, y por adelantado una tasa de fiscalización y control a ser fijada por el ente en su presupuesto.

Esta tasa será fijada en forma singular para cada productor, transportista o distribuidor en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones previstos por el ente en dicho presupuesto, multiplicada por una fracción en la cual el numerador, serán los ingresos brutos por la operación correspondiente al año calendario anterior, y el denominador, el total de los ingresos brutos por operación de la totalidad de los productores, transportistas y distribuidores del país , durante igual período.

ARTÍCULO 68.- Si durante la ejecución de un presupuesto los recursos estimados para el ejercicio resultaren insuficientes por hechos imprevisibles a la fecha de confección del referido presupuesto, el ente podrá requerir el pago de una tasa complementaria sujeta a la aprobación del Poder Ejecutivo, hasta satisfacer las necesidades presupuestarias.

ARTÍCULO 69.- La mora por falta de pago de la tasa se producirá de pleno derecho y devengará los intereses punitorios que fije la reglamentación. El certificado de deuda por falta de pago de la tasa expedido por el ente habilitará el procedimiento ejecutivo ante los tribunales federales en lo civil y comercial.

CAPITULO XIII

FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTÍCULO 70.- Sustitúyense los incisos c) y g) del artículo 30 y el artículo 31 de la ley 15.336 por los siguientes:

a) El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A30 KW/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidores y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20%) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

b) El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará:

- El sesenta por ciento (60%) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignara anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta Ley.

- El cuarenta por ciento (40%) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, el CFEE distribuirá los fondos en función de los índices repartidores vigentes ó a los que dicho Consejo determine en el futuro.

CAPITULO XIV

PROCEDIMIENTOS Y CONTROL JURISDICCIONAL

ARTICULO 71.- En sus relaciones con los particulares y con la administración pública, el ente se regirá por los procedimientos establecidos en la Ley de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias, con excepciones de las materias complementadas expresamente en la presente ley.

ARTÍCULO 72.- Toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad, deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente.

Es facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas, por iguales motivos que en los enunciado en este artículo, el someterse a la jurisdicción previa y obligatoria del ente.

ARTICULO 73.- Cuando como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia, el ente considérase que cualquier acto de un generador, transportista, distribuidor o usuario es violatorio de la presente ley, de su reglamentación, de las resoluciones dictadas por el ente o de un contrato de concesión, el ente notificará de ello a todas las partes interesadas y convocadas a una audiencia pública, estando facultado para, previo a resolver sobre la existencia de dicha violación, disponer, según el acto de que se trate, todas aquellas medidas de índole preventivo que fueran necesarias.

ARTÍCULO 74.- El ente convocará a las partes y realizará una audiencia pública antes de dictar resolución en las siguientes materias:

a) La conveniencia, necesidad y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad;

b) Las conductas contrarias a los principios de libre competencia o el abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural o de una posición dominante en el mercado.

ARTICULO 75.- Cuando el ente o los miembros de su directorio incurrieran en actos que impliquen un exceso en el ejercicio de las atribuciones conferidas por la presente ley y por su reglamentación, o no cumplieren con las funciones y obligaciones inherentes a su cargo, cualquier persona cuyos derechos se vean afectados por dichos actos y omisiones podrá interponer ante el ente o ante la justicia federal, según corresponda, las acciones legales tendientes a lograr que el ente y/o los miembros de su directorio cumplan con las obligaciones que les impone la presente ley.

ARTÍCULO 76.- Las resoluciones del ente podrán recurrirse por vía de alzada, en los términos de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias. Agotada la vía administrativa procederá el recurso en sede judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

CAPITULO XV

CONTRAVENCIONES Y SANCIONES

ARTÍCULO 77.- Las violaciones o incumplimientos de la presente ley y sus normas reglamentarias cometidos por terceros no concesionarios serán sancionados con:

a) Multa entre Australes un millón (A 1.000.000) y australes mil millones (A 1.000.000.000)

b) Inhabilitación especial de uno (1) a cinco (5) años.

c) Suspensión de hasta noventa (90) días en la prestación de los servicios y actividades autorizados por el ente.

d) Decomiso de los elementos utilizados para cometer la contravención, o de los bienes, artefactos e instalaciones construidas o ubicadas en contravención. Esta sanción podrá aplicarse como accesoria de las anteriores o independientemente de las mismas.

ARTÍCULO 78.- Las violaciones o incumplimientos de los contratos de concesión de servicios de transporte o distribución de electricidad serán sancionados con las penalidades previstas en los respectivos contratos de concesión.

ARTÍCULO 79.- El ente podrá disponer el secuestro de bienes como medida precautoria a no ser que dichos bienes pertenezcan a un tercero no responsable.

ARTICULO 80.- En las acciones de prevención y constatación de contravenciones, así como para lograr el cumplimiento de las medidas de secuestro y otras que pudieren corresponder, el ente estará facultado para requerir el auxilio de la fuerza pública con jurisdicción en el lugar del hecho. A tal fin bastará con que el funcionario competente para la instrucción de las correspondientes actuaciones administrativas, expida un requerimiento escrito a la autoridad que corresponda. Si el hecho objeto de prevención o comprobación constituyera un delito de orden público, deberá dar inmediata intervención a la justicia federal con jurisdicción en el lugar.

ARTICULO 81.- El ente dictará las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las audiencias públicas y se aplicarán las sanciones previstas en este capítulo debiéndose asegurar en todos los casos en el cumplimiento de los principios del debido proceso.

Las sanciones aplicadas por el ente podrán impugnarse ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal mediante un recurso directo a interponerse dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación

CAPITULO XVI

DISPOSICIONES VARIAS

ARTICULO 82.- Déjase sin efecto el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas creado por la ley 19.287, y el Fondo Chocón - Cerros Colorados - Alicopá establecido por la Ley 17.574 y la ley 20.954.

ARTÍCULO 83.- Sustitúyense los artículos 1º, 9º, 10 y 11 de la ley 19.552 por los siguientes textos:

Artículo 1º: Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por la presente ley, la que se constituirá en favor del concesionario de subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica y distribuidores de energía eléctrica, y distribuidores de energía eléctrica que estén sujetos a jurisdicción nacional.

Artículo 9º: El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta:

a) El valor de la tierra en condiciones óptimas en la zona donde se encuentre el inmueble gravado;

b) La aplicación de un coeficiente de restricción que atienda el grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije la autoridad competente.

En ningún caso se abonará indemnización por lucro cesante.

Artículo 10.- En caso de no llegar a acuerdo en cuanto al monto de la indemnización, por la limitación al derecho de la propiedad, entre el propietario del predio afectado y el titular de la servidumbre, el propietario podrá ejercer las acciones a que se considere con derecho, en el mismo expediente en que se haya iniciado conforme a lo previsto en el artículo 8, o de no existir tal expediente, ante el juez federal competente en el lugar en que esté ubicado el inmueble.

Artículo 11.- Las acciones judiciales referidas en la presente ley tramitarán por juicio sumario.

ARTICULO 84.- La falta de pago del suministro de energía eléctrica a usuarios finales y/o del precio de venta de dicha energía en bloque, será sancionado con la interrupción y/o desconexión de dicho suministro.

Para la percepción de los importes correspondientes a los precios de compraventa en bloque y/o de tarifas de suministros de usuarios finales, se aplicará el procedimiento ejecutivo, siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.-

CAPITULO XVII

ÁMBITO DE APLICACIÓN

ARTÍCULO 85.- La presente ley es complementaria de la ley 15.336 y tiene su mismo ámbito y autoridad de aplicación.

CAPITULO XVIII

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTÍCULO 86.- Las disposiciones de esta ley serán plenamente aplicables a quienes resulten adjudicatarios de concesiones de transporte o distribución, como consecuencia del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado, e Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima.

ARTICULO 87.- Por excepción, el presupuesto correspondiente al año 1992 del ente será aprobado exclusivamente por el Poder Ejecutivo Nacional.

ARTICULO 88.- Los usuarios de los servicios prestados por Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima y Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado que estén vinculados a éstas por medio de contratos de suministro sujetos a cláusulas especiales a la fecha de entrada en vigencia de una concesión que se otorgue de conformidad con la ley 15.336 y de la presente ley, tendrá derecho a ingresar a las redes de transporte y/o distribución que utilizaran a tales efectos las empresas precedentemente citadas. En esos casos los transportistas o distribuidores estarán obligados a continuar prestando servicios a dichos usuarios en las mismas condiciones resultantes de los contratos existentes durante un período de dos años contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta ley o cualquier otro período menor que las partes puedan convenir. Las tarifas que se apliquen a tales servicios serán determinadas de acuerdo con las disposiciones de la presente ley.

CAPITULO XIX

MODIFICACIONES A LA LEY 15.336

ARTÍCULO 89.- Sustitúyanse los artículos 4º, 11 primer párrafo, 14, 18 inciso 8 y 28 último párrafo de la ley 15336 por los siguientes textos:

Artículo 4º: Las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta el servicio público, se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la presente ley.

Artículo 11: Primer Párrafo: en el ámbito de la jurisdicción nacional a que se refiere el artículo 6º y a los fines de esta ley, el Poder Ejecutivo Nacional otorgará las concesiones y ejercerá las funciones de la policía y demás atribuciones inherentes al poder judicial.

Artículo 14: el ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada requiere concesión del Poder Ejecutivo en los siguientes casos:

a) Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda los 500 kilovatios;

b) Para el ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

Artículo 18 inciso 8: Las condiciones en que se transfieran al Estado o al nuevo concesionario, según corresponda, los bienes afectados a la concesión en el caso de caducidad, revocación o falencia.

Artículo 28, último párrafo: El Consejo Federal de la Energía Eléctrica será reglamentado sobre la base de conocer y atribuir los comités zonales una intervención informativa en todo problema de la competencia del Consejo Federal que se refiera a la respectiva zona, la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de intereses para la zona respectiva.

ARTICULO 90.- Deróganse los artículos 17; 20; 22; 23; los incisos a), b) c), d) y f) del 30; los incisos e) al h) inclusive del 37; 38; 39; 40; 41; 42 y 44 de la ley 15.336.

ARTICULO 91.- Facúltase al Poder Ejecutivo a delegar en el órgano que éste determine, las misiones y funciones que esta ley y la ley 15.336 le atribuyen.

ARTICULO 92.- Facúltase al Poder Ejecutivo a elaborar el texto ordenado del Marco Regulatorio Eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y a la presente ley.

CAPITULO 20

PRIVATIZACIÓN

ARTICULO 93.- Declárese sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de las empresas Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado e Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, las que se regirán por la ley 23.696.

Las actividades a privatizar serán asumidas por cuenta y riesgo del particular adquirente.

La Comisión Bicameral del Seguimiento de las Privatizaciones deberá expedirse mediante dictamen previo de naturaleza vinculante dentro de los treinta días de modificada respecto de:

a) Pliegos de bases y condiciones y sus modificaciones;

b) Evaluación de adjudicación de ofertas;

c) Contrato definitivo de privatización, con todos sus anexos y documentación complementaria;

El plazo de treinta días corridos se contará a partir de la recepción del expediente acreditada en forma fehaciente. La Comisión Bicameral tratará preferentemente los asuntos indicados en los incisos precedentes, dentro de las cuarenta y ocho horas de entrados y desplazando cualquier otro tema incluido en el orden del día.

ARTÍCULO 94.- En el caso de la generación hidráulica de Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado el Estado Nacional deberá acordar previamente con las provincias involucradas los procedimientos para su destino final.

ARTÍCULO 95.- Sustitúyese el punto 4 del anexo I de la Ley 23.696, exclusivamente en relación a al Empresa de Servicios eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima por el siguiente texto:

IV - Concesión de la distribución y comercialización

- Privatización

- Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima.

ARTICULO 96.- A los fines de la aplicación del artículo 19 de la ley 23.696 la tasación previa se basará en el criterio de la valuación que resulte del valor actual del flujo neto de fondos descontado, generado por la actividad o activo que se privatiza.

ARTICULO 97.- Quedan derogadas las leyes 17.574 y sus modificatorias, 17.803 y 19.955, 20.050, 23.411, 17.866, 19.199, 19.287 y su modificatoria, 20.954, 21.937 y 22.938, en todos sus aspectos, incluso los vinculados a las concesiones aprobadas mediante éstas, en cuanto obsten a los objetivos de la privatización o impidan la desmonopolización o desregulación de la actividad actualmente a cargo de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima. El Poder Ejecutivo reglamentará los alcances y entrada en vigencia de los dispuestos en el presente artículo.

CAPITULO XXI

ADHESIÓN

ARTICULO 98.- Sin perjuicio de la aplicación según su régimen propio, de las normas de naturaleza federal contenidas en la presente ley, invítase a las provincias a adherir al régimen de la presente ley.

ARTICULO 99.- Esta ley entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 100.- Comuníquese al Poder Ejecutivo - Alberto R. Pierri- Eduardo Menem - Juan estrada - Edgardo Piuzzi.

DADA LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS 19 DÍAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO 1991.

LEY 25.019

(SEGUNDA PUBLICACION)

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc., sancionan con fuerza de Ley:

REGIMEN NACIONAL DE ENERGIA EOLICA Y SOLAR

ARTICULO 1º- Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

El Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promoverá la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

La actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico y solar no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo nacional para su ejercicio.

ARTICULO 2º- La generación de energía eléctrica de origen eólico y solar podrá ser realizada por personas físicas o jurídicas con domicilio en el país, constituidas de acuerdo a la legislación vigente.

ARTICULO 3º- Las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deban abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de quince (15) años a partir de la promulgación de esta ley. Los diferimientos adeudados se pagarán posteriormente en quince (15) anualidades a partir del vencimiento del último diferimiento.

ARTICULO 4º- El Consejo Federal de la Energía Eléctrica promoverá la generación de energía eólica y solar, pudiendo afectar para ello recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, establecido por el artículo 70 de la Ley 24.065.

ARTICULO 5º- La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 $/MWh, que serán destinados a remunerar en un (1) centavo por KWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de quince (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

ARTICULO 6º- La Secretaría de Energía de la Nación, propiciará que los distribuidores de energía, comprenden a los generadores de energía eléctrica de origen eólico, el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

ARTICULO 7º- Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelque su energía en los mercados mayoristas y/o que esté destinada a la prestación de servicios públicos prevista por esta ley, gozará de estabilidad fiscal por el término de quince (15) años, contados a partir de la promulgación de la presente, entendiéndose por estabilidad fiscal la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen como sujetos de derecho a los mismos.

ARTICULO 8º- El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios aquí acordados, y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones.

ARTICULO 9º- Invítase a las provincias a adoptar un régimen de exenciones impositivas en sus respectivas jurisdicciones en beneficio de la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar.

ARTÍCULO 10.- La Secretaría de Energía de la Nación reglamentará la presente ley dentro de los sesenta (60) días de la aprobación de la misma.

ARTICULO 11.- Derógase toda disposición que se oponga a la presente ley.

La presente ley es complementaria de las Leyes 15.336 y 24.065 en tanto no las modifique o sustituya, teniendo la misma autoridad de aplicación.

ARTICULO 12.- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES A LOS VEINTITRES DIAS DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL AÑO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y OCHO.

REGISTRADA BAJO EL Nº 25.019

ALBERTO R. PIERRI. - CARLOS F. RUCKAUF. - Esther H. Pereyra Arandía de Pérez Pardo. - Mario L. Pontaquarto.

NOTA: Esta Ley fue promulgada parcialmente por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto N° 1220 del 19/10/98, publicada en la edición del 26/10/98.

Se publica nuevamente, en razón de que los artículos 3° y 5° quedaron confirmados por el Honorable Senado de la Nación conforme a Nota.

LEY 25.155

Sancionada: Agosto 25 de 1999.

Promulgada de Hecho: Septiembre 17 de 1999.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

ARTICULO 1º- Establécese como Hora Oficial en todo el territorio del país la del huso horario de cuatro (4) horas al Oeste del meridiano de Greenwich, en concordancia con la que le corresponde a la República Argentina dentro del Sistema Internacional de los Husos Horarios.

ARTICULO 2º- A partir de la hora cero (0) del primer día domingo del mes de octubre de cada año, se adoptará en todo el territorio del país la hora correspondiente al huso horario de tres (3) horas al Oeste de meridiano de Greenwich que regirá hasta la hora cero (0) del primer domingo del mes de marzo del año siguiente.

ARTICULO 3º- El Poder Ejecutivo nacional invitará a los países integrantes del MERCOSUR a establecer sus horas oficiales, dentro de sus respectivos husos horarios, coordinando sus fechas de modificación a fin de facilitar, entre otras, las relaciones de sus actividades comerciales, bursátiles, bancarias y de transporte. Dicha coordinación propondrá el mayor aprovechamiento de la luz solar en procura de un uso eficiente de la energía, la preservación de los recursos naturalezas y un menor gasto de la población en consuno de energía eléctrica.

ARTICULO 4º- Facultase al Poder Ejecutivo nacional a modificar las fechas de cambios de la Hora Oficial Argentina, fijadas en los artículos 1º y 2º de la presente ley, cuando necesidades de coordinación con cambios horarios de los países integrantes del MERCOSUR, así lo requieran.

ARTICULO 5º- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTICINCO DIAS DEL MES DE AGOSTO DEL AÑO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y NUEVE.

- REGISTRADA BAJO EL Nº 25.155 -

ALBERTO R. PIERRI. - CARLOS F. RUCKAUF. - Juan Estrada. - Juan C. Oyarzún.

LEY 25.561

Publicación Boletín Oficial N° 29.810 (número extraordinario), del 7/01/2002

Citas Legales: Dec. 1570/2001; Ley 23.928; Ley 25.445; Ley 25.466; Ley 25.557; Ley 11.683 (t.o. en 1998)

(Nota: fecha de entrada en vigencia aprobada por Decreto 50/2002, reglamentación del régimen cambiario por Decreto 71/2002, ampliada por Decreto 214/2002, aclaración de los alcances del artículo 8° por Decreto 689/2002. Ampliado por Decreto 762/2002. Complementada por Resolución ME 308/2002 y Decreto 1834/2002. Metodología de cálculo del indicador diario del Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER), aprobado por Ley 25.713. Fijación de la extensión del plazo para llevar a cabo la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuestos por artículo 9°, aprobado por Ley 25.790 . Prorrogada hasta el 31/12/2004 y modificada en sus artículos 6° y 11 por Ley 25.820. Prorrogada hasta el 31/12/2005 por Ley 25.972. Artículo 16 modificado por Decreto 823/2004 y por Decreto 2014/2004. Prorrogada hasta el 31/12/2006 por Ley 26.077).

> Declarase la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Régimen cambiario. Modificaciones a la Ley de Convertibilidad. Reestructuración de las obligaciones afectadas por el régimen de la presente Ley. Obligaciones vinculadas al sistema financiero. Obligaciones originadas en los contratos de la administración regidos por normas de derecho público. Obligaciones originadas en los contratos entre particulares, no vinculadas al sistema financiero. Canje de títulos. Protección de usuarios y consumidores. Disposiciones complementarias y transitorias. (nota: publicada en número extraordinario)

Sancionada: Enero 6 de 2002.

Promulgada Parcialmente: Enero 6 de 2002.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc.

Sancionan con fuerza de Ley:

LEY DE EMERGENCIA PÚBLICA Y DE REFORMA DEL REGIMEN CAMBIARIO

TITULO I

Declaración de emergencia pública

ARTICULO 1°- Declárase, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 76 de la Constitución Nacional, la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al Poder Ejecutivo nacional las facultades comprendidas en la presente ley, hasta el 10 de diciembre de 2003, con arreglo a las bases que se especifican seguidamente:

1. Proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios.

2. Reactivar el funcionamiento de la economía y mejorar el nivel de empleo y de distribución de ingresos, con acento en un programa de desarrollo de las economías regionales.

3. Crear condiciones para el crecimiento económico sustentable y compatible con la reestructuración de la deuda pública.

4. Reglar la reestructuración de las obligaciones, en curso de ejecución, afectadas por el nuevo régimen cambiario instituido en el artículo 2°.

TITULO II

Del régimen cambiario

ARTICULO 2°- El Poder Ejecutivo nacional queda facultado, por las razones de emergencia pública definidas en el artículo 1°, para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias.

TITULO III

De las modificaciones a la Ley de Convertibilidad

ARTICULO 3°- Deróganse los artículos 1°, 2°, 8°, 9°, 12 y 13 de la Ley N° 23.928 con las modificaciones incorporadas por la Ley N° 25.445.

ARTICULO 4°- Modifícase el texto de los artículos 3°, 4°, 5°, 6°, 7° y 10 de la Ley N° 23.928 y su modificatorio, que quedarán redactados del siguiente modo:

“Artículo 3°- El BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA podrá comprar divisas con sus propios recursos o emitiendo los pesos necesarios para tal fin, y venderlas, al precio establecido conforme al sistema definido por el Poder Ejecutivo nacional, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario.

“Artículo 4°- En todo momento, las reservas del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA en oro y divisas extranjeras serán afectadas al respaldo de la base monetaria. Cuando las reservas se inviertan en los depósitos, otras operaciones a interés, o a títulos públicos nacionales o extranjeros pagaderos en oro, metales preciosos, dólares estadounidenses u otras divisas de similar solvencia, su cómputo a los fines de esta ley se efectuará a valores de mercado.

“Artículo 5°- El BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA deberá reflejar en su balance y estados contables el monto, composición e inversión de las reservas, por un lado, y el monto y composición de la base monetaria, por otro lado.

“Artículo 6°- Los bienes que integran las reservas mencionadas en el artículo anterior constituyen prenda común de la base monetaria, son inembargables, y pueden aplicarse exclusivamente a los fines previstos en la presente ley. La base monetaria en pesos está constituida por la circulación monetaria más los depósitos a la vista de las entidades financieras en el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA, en cuenta corriente o cuentas especiales.

“Artículo 7°- El deudor de una obligación de dar una suma determinada de pesos cumple su obligación dando el día de su vencimiento la cantidad nominalmente expresada. En ningún caso se admitirá actualización monetaria, indexación por precios, variación de costos o repotenciación de deudas, cualquiera fuere su causa, haya o no mora del deudor, con las salvedades previstas en la presente ley.

Quedan derogadas las disposiciones legales y reglamentarias y serán inaplicables las disposiciones contractuales o convencionales que contravinieren lo aquí dispuesto.

“Artículo 10.- Mantiénense derogadas, con efecto a partir del 1° de abril de 1991, todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios. Esta derogación se aplicará aun a los efectos de las relaciones y situaciones jurídicas existentes, no pudiendo aplicarse ni esgrimirse ninguna cláusula legal, reglamentaria, contractual o convencional -inclusive convenios colectivos de trabajo- de fecha anterior, como causa de ajuste en las sumas de pesos que corresponda pagar.”

ARTICULO 5°- Mantiénese, con las excepciones y alcances establecidos en la presente ley, la redacción dispuesta en el artículo 11 de la Ley N° 23.928, para los artículos 617, 619 y 623 del Código Civil.

TITULO IV

De la reestructuración de las obligaciones afectadas por el régimen de esta ley

Capítulo I

De las obligaciones vinculadas al sistema financiero

ARTICULO 6°- El Poder Ejecutivo nacional dispondrá medidas tendientes a disminuir el impacto producido por la modificación de la relación de cambio dispuesta en el artículo 2° de la presente ley, en las personas de existencia visible o ideal que mantuviesen con el sistema financiero deudas nominadas en dólares estadounidenses u otras divisas extranjeras. Al efecto dispondrá normas necesarias para su adecuación.

El Poder Ejecutivo nacional reestructurará las deudas con el sector financiero, estableciendo la relación de cambio UN PESO ($ 1) = UN DOLAR (U$S 1), sólo en deudas con el sistema financiero cuyo importe en origen no fuese superior a DOLARES CIEN MIL (U$S 100.000) con relación a: a) Créditos hipotecarios destinados a la adquisición de vivienda; b) A la construcción, refacción y/o ampliación de vivienda; c) Créditos personales; d) Créditos prendarios para la adquisición de automotores; y e) A los de créditos de personas físicas o jurídicas que cumplan con los requisitos de micro, pequeña y mediana empresa

(MIPyME). **O hasta a esa suma cuando fuere mayor en los casos del inciso a) si el crédito fue aplicado a la adquisición de la vivienda única y familiar y en el caso del inciso e).**

El Poder Ejecutivo nacional podrá establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas autorizadas en el párrafo precedente, las que podrán incluir la emisión de títulos del Gobierno nacional en moneda extranjera garantizados. A fin de constituir esa garantía créase un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de CINCO (5) años facultándose al Poder Ejecutivo nacional a establecer la alícuota correspondiente. A ese mismo fin, podrán afectarse otros recursos incluidos préstamos internacionales.

En ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

El Poder Ejecutivo nacional dispondrá las medidas tendientes a preservar el capital perteneciente a los ahorristas que hubieren realizado depósitos en entidades financieras a la fecha de entrada en vigencia del decreto 1570/2001, reestructurando las obligaciones originarias de modo compatible con la evolución de la solvencia del sistema financiero. Esa protección comprenderá a los depósitos efectuados en divisas extranjeras.

ARTICULO 7°- Las deudas o saldos de las deudas originalmente convenidas con las entidades del sistema financiero en pesos vigentes al 30 de noviembre de 2001, y transformadas a dólares por el Decreto N° 1570/2001, se mantendrán en la moneda original pactada, tanto el capital como sus accesorios. Derógase el artículo 1° del decreto 1570/2001.

Los saldos deudores de titulares de tarjetas de crédito y los débitos correspondientes a consumos realizados en el país, serán consignados en pesos y pagaderos en pesos. Sólo podrán consignarse en dólares u otras divisas, los consumos realizados fuera del país. Los saldos deudores pendientes de pago a la fecha de promulgación de la presente ley, serán cancelados en pesos a la relación de cambio UN PESO ($ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S 1).

Capítulo II

De las obligaciones originadas en los contratos de la administración regidos por normas de derecho público.

ARTICULO 8°- Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO ($ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S 1).

ARTICULO 9°- Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

ARTICULO 10.- Las disposiciones previstas en los artículos 8° y 9° de la presente ley, en ningún caso autorizarán a las empresas contratistas o prestadoras de servicios públicos, a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones.

Capítulo III

De las obligaciones originadas en los contratos entre particulares, no vinculadas al sistema financiero.

ARTICULO 11.- Las prestaciones dinerarias exigibles desde la fecha de promulgación de la presente ley, originadas en contratos celebrados entre particulares, sometidos a normas de derecho privado, pactados en dólares u otra moneda extranjera o en los que se hubiesen establecido cláusulas de ajuste en dólares u otra moneda extranjera, quedan sometidas a la siguiente regulación: 1) las prestaciones serán canceladas en pesos a la relación de cambio UN PESO ($ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S 1), en concepto de pago a cuenta de la suma que, en definitiva, resulte de los procedimientos que se establecen seguidamente; 2) las partes negociarán la reestructuración de sus obligaciones recíprocas, procurando compartir de modo equitativo los efectos de la modificación de la relación de cambio que resulte de la aplicación de lo dispuesto

en el artículo 2° de la presente ley, durante un plazo no mayor a CIENTO OCHENTA (180) días. Acordadas las nuevas condiciones, se compensarán las diferencias que, eventualmente, existan entre los pagos dados a cuenta y los valores definitivamente acordados; 3) de no mediar acuerdo entre las partes, las mismas quedan facultadas para seguir los procedimientos de mediación vigentes en las respectivas jurisdicciones y ocurrir ante los tribunales competentes para dirimir sus diferencias. En este caso, la parte deudora no podrá suspender los pagos a cuenta ni la acreedora negarse a recibirlos. El Poder Ejecutivo nacional queda facultado a dictar disposiciones aclaratorias y reglamentarias sobre situaciones específicas, sustentadas en la doctrina del artículo 1198 del Código Civil y el principio del esfuerzo compartido.

TITULO V

Del canje de títulos

ARTICULO 12.- Dentro del plazo y en la forma que oportunamente establezca la reglamentación, el Poder Ejecutivo nacional dispondrá los recaudos necesarios para proceder al canje de los títulos nacionales y provinciales que hubiesen sido emitidos como sustitutos de la moneda nacional de curso legal en todo el territorio del país, previo acuerdo con todas las jurisdicciones provinciales.

TITULO VI

De la protección de usuarios y consumidores

ARTICULO 13.- Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a regular, transitoriamente, los precios de insumos, bienes y servicios críticos, a fin de proteger los derechos de los usuarios y consumidores, de la eventual distorsión de los mercados o de acciones de naturaleza monopólica u oligopólica.

TITULO VII

De las disposiciones complementarias y transitorias

ARTICULO 14.- Invítase a las Provincias, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Municipios a adherir a las disposiciones de los artículos 8°, 9° y 10 de la presente ley.

ARTICULO 15.- Suspéndese la aplicación de la Ley N° 25.466, por el plazo máximo previsto en el artículo 1°, o hasta la oportunidad en que el Poder Ejecutivo nacional considere superada la emergencia del sistema financiero, con relación a los depósitos afectados por el Decreto N° 1570/2001.

ARTICULO 16.- Suspéndese la aplicación de la Ley N° 25.557, por el término de hasta NOVENTA (90) días. Por el plazo de CIENTO OCHENTA (180) días quedan suspendidos los despidos sin causa justificada. En caso de producirse despidos en contravención a lo aquí dispuesto, los empleadores deberán abonar a los trabajadores perjudicados el doble de la indemnización que les correspondiese, de conformidad a la legislación laboral vigente.

ARTICULO 17.- Los resultados netos negativos que tengan su origen en la aplicación del tipo de cambio a que se refiere el artículo 2° de la presente ley sobre activos y pasivos en moneda extranjera existentes a la fecha de su sanción, sólo serán deducibles en el Impuesto a las Ganancias en la proporción de un VEINTE POR CIENTO (20%) anual en cada uno de los primeros cinco ejercicios que cierren con posterioridad a la vigencia de la ley. Lo dispuesto precedentemente sólo será de aplicación para los sujetos cuyos ingresos anuales o patrimonio superen los límites establecidos en el artículo 127, Capítulo XIII, del Título I, de la Ley N° 11.683, t.o. en 1998 y sus modificaciones.

ARTÍCULO 18.- Modifícase el artículo 195 bis del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación, el que quedará redactado del siguiente modo:

“Cuando se dicten medidas cautelares que en forma directa o indirecta afecten, obstaculicen, comprometan o perturben el desenvolvimiento de actividades esenciales del Estado Nacional, las Provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, las Municipalidades, de sus reparticiones centralizadas o descentralizadas, o de entidades afectadas a alguna actividad de interés estatal, podrá interponerse recurso de apelación directamente ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación. La presentación del recurso tendrá por sí sola efecto suspensivo de la resolución dictada.

La Corte Suprema de Justicia de la Nación requerirá la remisión del expediente. Recibido éste, conferirá traslado con calidad de autos a la parte que peticionó la medida por el plazo de CINCO (5) días. Contestado

el traslado o vencido el plazo para hacerlo, previa vista al Procurador General de la Nación dictará sentencia confirmando o revocando la medida."

ARTÍCULO 19.- La presente ley es de orden público. Ninguna persona puede alegar en su contra derechos irrevocablemente adquiridos. Derógase toda otra disposición que se oponga a lo en ella dispuesto.

ARTICULO 20.- Créase a todos los efectos de esta ley la Comisión Bicameral de Seguimiento la cual deberá controlar, verificar y dictaminar sobre lo actuado por el Poder Ejecutivo. Los dictámenes en todos los casos serán puestos en consideración de ambas Cámaras. La Comisión Bicameral será integrada por seis senadores y seis diputados elegidos por las Honorables Cámaras de Senadores y Diputados de la Nación, respetando la pluralidad de la representación política de las Cámaras. El Presidente de la Comisión será designado a propuesta del bloque político de oposición con mayor número de legisladores en el Congreso.

ARTICULO 21.- El Poder Ejecutivo nacional dará cuenta del ejercicio que hiciere de las facultades que se le delegan al finalizar su vigencia y mensualmente, por medio del Jefe de Gabinete de Ministros en oportunidad de la concurrencia a cada una de las Cámaras del Congreso, conforme a lo previsto en el artículo 101 de la Constitución Nacional.

ARTICULO 22.- Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES,

A LOS SEIS DIAS DEL MES DE ENERO DEL AÑO DOS MIL DOS.

-REGISTRADA BAJO EL N° 25.561-

EDUARDO O. CAMAÑO.- JUAN C. MAQUEDA.- Eduardo D. Rollano.- Juan C. Oyarzún.

NOTA: El texto en negrita fue observado.

Decreto 30/2002

BUENOS AIRES, 6 DE ENERO DE 2001.

VISTO, la Ley N° 25.561 sancionada por el Honorable Congreso de la Nación con fecha 6 de enero de 2002 y;

CONSIDERANDO:

Que la referida Ley establece la Emergencia Pública y la Reforma del Régimen Cambiario respondiendo de esta forma a las necesidades imperiosas que resultan de la especial situación de crisis que atraviesa nuestro país.

Que las disposiciones contenidas por la citada norma posibilitarán el desarrollo de un conjunto de medidas y de acciones que favorecerán la modificación de las circunstancias críticas apuntadas.

Que dentro de la diversidad de situaciones contempladas en la norma sancionada, corresponde merituar los posibles efectos no deseados que puedan derivarse de la aplicación de las medidas dispuestas.

Que en tal sentido y en el marco de lo dispuesto por el artículo 80 de la Constitución Nacional, se estima conveniente observar parcialmente el supuesto contemplado en el segundo párrafo del artículo 6° de la ley sancionada en cuanto dispone "O hasta esa suma cuando fuere mayor en los casos del inciso a) si el crédito fue aplicado a la adquisición de la vivienda única y familiar y en el caso del inciso e)", dado que las evidentes limitaciones económicas no permiten en las actuales circunstancias extender a los montos adeudados superiores a cien mil dólares estadounidenses (U$S 100.000.-), las compensaciones originadas en la modificación del tipo de cambio dispuesto por la referida ley.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 80 de la Constitución Nacional.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA:

Artículo 1°- Obsérvase en el segundo párrafo del artículo 6° de la Ley N° 25.561 la siguiente frase “O hasta esa suma cuando fuere mayor en los casos del inciso a) si el crédito fue aplicado a la adquisición de la vivienda única y familiar y en el caso del inciso e)”.

Artículo 2°- Con la salvedad establecida en el artículo precedente, cúmplase, promúlgase y téngase por Ley de la Nación, el Proyecto de Ley registrado bajo el N° 25.561.

Artículo 3°- Dése cuenta al HONORABLE CONGRESO DE LA NACION.

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.- DUHALDE.- Jorge M. Capitanich.- Rodolfo Gabrielli.- Carlos F. Ruckauf.- Jorge R. Vanossi.- Jorge L. Remes Lenicov.- Alfredo N. Atanasof.- José I. de Mendiguren.

LEY 25.957

Publicación Boletín Oficial N° 30.540 del 02/12/2004

CONGRESO DE LA NACIÓN

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

ARTÍCULO 1º- Se agrega al final del inciso e), del artículo 70, de la Ley 24.065, el siguiente texto:

A los fines de la determinación del recargo que constituye el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), se afectará el valor antes mencionado por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales. Dicho coeficiente de adecuación trimestral (CAT) resultará de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los contratos a término y spot en el Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (en MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que se tomará como base.

ARTÍCULO 2º- El presente mecanismo de cálculo entrará en vigencia, a partir del primer trimestre posterior a la vigencia de la presente ley.

ARTÍCULO 3º- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS DIEZ DIAS DEL MES DE NOVIEMBRE DEL AÑO DOS MIL CUATRO.

- REGISTRADA BAJO EL Nº 25.957 -

EDUARDO O. CAMAÑO. - MARCELO A. GUINLE. - Eduardo D. Rollano. - Juan Estrada.

LEY 26.095

Publicación Boletín Oficial N°30908, del 18/05/2006

Créanse cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad.

Sancionada: Abril 26 de 2006.

Promulgada de Hecho: Mayo 17 de 2006.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

ARTICULO 1° — El desarrollo de obras de infraestructura energética que atiendan a la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas natural, gas licuado y/o electricidad, constituye un objetivo prioritario y de interés del Estado nacional.

ARTICULO 2° — Créanse cargos específicos para el desarrollo de las obras mencionadas en el artículo precedente como aporte a los fondos de los fideicomisos constituidos o a constituirse para el desarrollo de obras de infraestructura de los servicios de gas y electricidad.

ARTICULO 3° — Los cargos referidos no constituirán ni se computarán como base imponible de ningún tributo de origen nacional, con excepción del impuesto al valor agregado (IVA).

Las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios que adhieran a la presente ley, en cuyos territorios se ejecuten las obras financiadas con los cargos específicos antes referenciados, deberán dispensar idéntico tratamiento para con los tributos y tasas de su competencia y jurisdicción.

ARTICULO 4° — Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a fijar el valor de los cargos específicos y a ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras aludidas en el artículo 1° de la presente ley.

ARTICULO 5° — Los cargos específicos se mantendrán vigentes hasta que se verifique el pago en forma íntegra de los títulos emitidos por los fideicomisos constituidos o que se constituyan para atender las inversiones relativas a las obras de infraestructura del sector energético, las que a efectos impositivos, serán amortizables en el lapso establecido para el repago de las referidas inversiones, careciendo de valor económico en el caso de ser transferidas al generador, licenciatario o concesionario y cuando las mismas deban ser restituidas al Estado nacional.

ARTICULO 6° — Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a determinar la asignación de los cargos específicos creados por la presente ley entre los distintos fondos fiduciarios constituidos o a constituirse, para llevar a cabo las obras de infraestructura, en el ámbito de los servicios de gas y electricidad.

ARTICULO 7° — Las firmas y/o sujetos habilitados para operar como generadores de energía eléctrica, transportistas o distribuidores de energía eléctrica o gas natural, según corresponda, en cada caso facturarán y percibirán los cargos específicos mencionados en el artículo precedente, por cuenta y orden de los fideicomisos creados a tal fin, y deberán incluirlos, en forma discriminada, en la factura o documento equivalente que emitan por los servicios que prestan, debiendo depositar lo recaudado en los fondos fiduciarios respectivos, en el tiempo y forma que la reglamentación indique.

ARTICULO 8° — El Poder Ejecutivo nacional deberá informar trimestralmente a ambas Cámaras del Congreso de la Nación, sobre la conformación y aplicación de los cargos específicos creados por la presente ley, en cuya comunicación expresará:

a) El monto total de la inversión y plazo de ejecución de la/s obra/s en cuestión;

b) El monto y modalidad del cargo tarifario a aplicar, así como el mecanismo de ajuste y actualización del mismo, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y las erogaciones asociadas a las mismas que se devenguen con motivo de la ejecución de las obras de infraestructura energética contempladas en el artículo 1° de la presente ley;

c) La determinación del fondo fiduciario al cual se incorporará el producido del mismo.

ARTICULO 9° — Los cargos específicos serán aplicables una vez definido el proyecto o iniciada la construcción de las obras asociadas al mismo o en su caso, desde el momento en que el o los beneficiarios de aquéllas puedan disponer del uso y goce de las mismas.

El Poder Ejecutivo nacional podrá exceptuar a las categorías de pequeños usuarios que determine, del pago de los cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética.

ARTICULO 10. — No son pasibles de financiamiento con cargos específicos las obras cuya obligación de hacer corresponda a permisionarios o concesionarios de servicios públicos que tengan obligación de ello conforme a los contratos que dieron origen al permiso o concesión y sus modificatorias o ampliaciones.

ARTICULO 11. — Exclúyese del Anexo 1 del decreto 906 de fecha 20 de julio de 2004 a los fondos fiduciarios previstos en el artículo 2° de la presente ley.

No obstante lo expuesto en el párrafo anterior, el Consejo Consultivo de Inversiones de los Fondos Fiduciarios del Estado nacional, creado por el decreto 906 de fecha 20 de julio de 2004, podrá invertir las disponibilidades financieras de los fondos fiduciarios alcanzados por el mencionado decreto en los fondos fiduciarios previstos en el artículo 2° de la presente ley.

ARTICULO 12. — Para el caso del gas licuado de petróleo, facúltase al Poder Ejecutivo nacional por resolución fundada de la autoridad de aplicación de la Ley N° 26.020, a fijar el cargo específico sobre las tarifas de gas natural, destinado a complementar el fondo fiduciario creado en la ley antes citada, para lo cual se tomará en cuenta la programación financiera en función de los compromisos asumidos.

ARTICULO 13. — Invítase a las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios a adherir a las estipulaciones de la presente ley, en cuyo caso, los instrumentos normativos que formulen la adhesión respectiva, deberán contemplar expresamente las medidas establecidas en el último párrafo del artículo 3° de la presente ley.

ARTICULO 14. — Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTISEIS DIAS DEL MES DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL SEIS.

— REGISTRADA BAJO EL N° 26.095 —

ALBERTO BALESTRINI. — MARCELO LOPEZ ARIAS. — Enrique Hidalgo. — Juan Estrada.

LEY 26.190

Publicación Boletín Oficial N° 31.064 del 02/01/2007

Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Objeto. Alcance. Ámbito de aplicación. Autoridad de aplicación. Políticas. Régimen de inversiones. Beneficiarios. Beneficios. Sanciones. Fondo Fiduciario de Energías Renovables.

Sancionada: Diciembre 6 de 2006.

Promulgada de Hecho: Diciembre 27 de 2006.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 1º — Objeto - Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

ARTICULO 2º — Alcance - Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.

ARTICULO 3º — Ámbito de aplicación - La presente ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

ARTICULO 4º — Definiciones - A efectos de la presente norma se aplicarán las siguientes definiciones:

a) Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093.

b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW).

c) Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas que también utilicen fuentes de energía convencionales.

d) Equipos para generación: son aquellos destinados a la transformación de la energía disponible en su forma primaria (eólica, hidráulica, solar, entre otras) a energía eléctrica.

ARTICULO 5º — Autoridad de Aplicación – La autoridad de aplicación de la presente ley será determinada por el Poder Ejecutivo nacional, conforme a las respectivas competencias dispuestas por la Ley 22.520 de Ministerios y sus normas reglamentarias y complementarias.

ARTICULO 6º — Políticas - El Poder Ejecutivo nacional, a través de la autoridad de aplicación, instrumentará entre otras, las siguientes políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables:

a) Elaborar, en coordinación con las jurisdicciones provinciales, un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables el que tendrá en consideración todos los aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado de dichos energéticos.

b) Coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

c) Identificar y canalizar apoyos con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos, al fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables.

d) Celebrar acuerdos de cooperación internacional con organismos e institutos especializados en la investigación y desarrollo de tecnologías aplicadas al uso de las energías renovables.

e) Definir acciones de difusión a fin de lograr un mayor nivel de aceptación en la sociedad sobre los beneficios de una mayor utilización de las energías renovables en la matriz energética nacional.

f) Promover la capacitación y formación de recursos humanos en todos los campos de aplicación de las energías renovables.

ARTICULO 7º — Régimen de Inversiones - Institúyese, por un período de DIEZ (10) años, un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, que regirá con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley.

ARTICULO 8º — Beneficiarios - Serán beneficiarios del régimen instituido por el artículo 7º, las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación y comprendidas dentro del alcance fijado en el artículo 2º, con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.

ARTICULO 9º — Beneficios - Los beneficiarios mencionados en el artículo 8º que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán a partir de la aprobación del proyecto respectivo y durante la vigencia establecida en el artículo 7º, de los siguientes beneficios promocionales:

1.- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 y sus normas reglamentarias, a la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras que se correspondan con los objetivos del presente régimen.

2.- Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

ARTICULO 10. — Sanciones - El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios acordados por la presente y al reclamo de los tributos dejados de abonar, más sus intereses y actualizaciones.

ARTICULO 11. — No podrán acogerse al presente régimen quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones:

a) Declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en las Leyes 19.551 y sus modificaciones, o 24.522, según corresponda.

b) Querellados o denunciados penalmente por la entonces Dirección General Impositiva, dependiente de la ex Secretaría de Hacienda del entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, o la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción, con fundamento en las Leyes 23.771 y sus modificaciones o 24.769 y sus modificaciones, según corresponda, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

c) Denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

d) Las personas jurídicas, —incluidas las cooperativas — en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros de consejos de vigilancia, o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos precedentes, producido con posterioridad al acogimiento al presente régimen, será causa de caducidad total del tratamiento acordado en el mismo.

Los sujetos que resulten beneficiarios del presente régimen deberán previamente renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del decreto 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Aquellos que a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley ya hubieran promovido tales procesos, deberán desistir de las acciones y derechos invocados en los mismos. En ese caso, el pago de las costas y gastos causídicos se impondrán en el orden causado, renunciando el fisco, al cobro de las respectivas multas.

ARTICULO 12. — Se dará especial prioridad, en el marco del presente régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.

ARTICULO 13. **—** Complementariedad - El presente régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la presente ley los beneficios previstos en los artículos 4º y 5º de dicha ley, con las limitaciones indicadas en el artículo 5º de la Ley 25.019.

ARTICULO 14. **—** Fondo Fiduciario de Energías Renovables Sustitúyese el artículo 5º de la Ley 25.019, el que quedará redactado de la siguiente forma:

Artículo 5º: La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 $/MWh, destinado a conformar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y se destinará a:

I. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 $/kWh) efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

II. Remunerar en hasta CERO COMA NUEVE PESOS POR KILOVATIO HORA (0,9 $/kWh) puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

III. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 $/kWh) efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Están exceptuadas de la presente remuneración, las consideradas en la Ley 26.093.

IV. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 $/kWh) efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

El valor del Fondo como la remuneración establecida, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales y contenido en la Ley 25.957.

Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

Los equipos instalados correspondientes a generadores eólicos y generadores fotovoltaicos solares, gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años a partir de la efectiva fecha de instalación.

ARTICULO 15. **—** Invitación - Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

ARTICULO 16. **—** Plazo para la reglamentación – El Poder Ejecutivo nacional, dentro de los NOVENTA (90) días de promulgada la presente ley, deberá proceder a dictar su reglamentación y elaborará y pondrá en marcha el programa de desarrollo de las energías renovables, dentro de los SESENTA (60) días siguientes.

ARTICULO 17. — Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS SEIS DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SEIS.

—REGISTRADA BAJO EL Nº 26.190—

ALBERTO BALESTRINI. — JOSE J. B. PAMPURO. — Enrique Hidalgo. — Juan H. Estrada.

NERGÍA ELÉCTRICA

LEY 27191

Publicación Boletín Oficial N° 33239 del 21/10/2015

Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.

Sancionada: Septiembre 23 de 2015

Promulgada de Hecho: Octubre 15 de 2015

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de

Ley:

CAPÍTULO I

Modificaciones a la Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”

ARTÍCULO 1° — Sustitúyese el artículo 2° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por el siguiente:

Artículo 2°: Alcance - Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.

ARTÍCULO 2° — Sustitúyense los incisos a) y b) del artículo 4° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por los siguientes:

a) Fuentes Renovables de Energía: Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093.

b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).

ARTÍCULO 3° — Sustitúyese el artículo 7° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por el siguiente:

Artículo 7°: Régimen de Inversiones - Institúyese un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía, que regirá con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley.

ARTÍCULO 4° — Sustitúyese el artículo 9° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por el siguiente:

Artículo 9°: Beneficios - Los beneficiarios mencionados en el artículo 8° que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán de los beneficios promocionales previstos en este artículo, a partir de la aprobación del proyecto respectivo por parte de la Autoridad de Aplicación, siempre que dicho proyecto tenga principio efectivo de ejecución antes del 31 de diciembre de 2017, inclusive. Se entenderá que existe principio efectivo de ejecución cuando se hayan realizado erogaciones de fondos asociados al proyecto por un monto no inferior al quince por ciento (15%) de la inversión total prevista antes de la fecha indicada precedentemente. La acreditación del principio efectivo de ejecución del proyecto se efectuará mediante declaración jurada presentada ante la Autoridad de Aplicación, en las condiciones que establezca la reglamentación.

Los beneficios promocionales aplicables son los siguientes:

1. Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a las Ganancias. En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la ley 26.360 y sus normas reglamentarias, que a estos efectos mantendrán su vigencia hasta la extinción del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, con las modificaciones establecidas a continuación:

1.1. Este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables que se definen en el inciso a) del artículo 4° de la presente ley.

1.2. Los beneficios de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales.

1.3. El beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, se hará efectivo luego de transcurrido como mínimo un (1) período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos.

1.4. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece a continuación:

1.4.1. Para inversiones realizadas antes del 31 de diciembre de 2016 inclusive:

1.4.1.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en dos (2) cuotas anuales, iguales y consecutivas.

1.4.1.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al cincuenta por ciento (50%) de la estimada.

1.4.2. Para inversiones realizadas antes del 31 de diciembre de 2017, inclusive:

1.4.2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en tres (3) cuotas anuales, iguales y consecutivas.

1.4.2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al sesenta por ciento (60%) de la estimada.

Una vez optado por uno de los procedimientos de amortización señalados precedentemente, el mismo deberá ser comunicado a la Autoridad de Aplicación y a la Administración Federal de Ingresos Públicos, en la forma, plazo y condiciones que las mismas establezcan y deberá aplicarse —sin excepción— a todas las inversiones de capital que se realicen para la ejecución de los nuevos proyectos o para la ampliación de la capacidad productiva de los proyectos existentes, incluidas aquellas que se requieran durante su funcionamiento.

2. Compensación de quebrantos con ganancias. A los efectos de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, por los beneficiarios del presente régimen, el período para la compensación de los quebrantos previsto en el segundo párrafo de la norma citada se extiende a diez (10) años.

3. Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, desde el principio efectivo de ejecución de las obras, según se define precedentemente en este mismo artículo, extendiéndose tal beneficio hasta el octavo ejercicio inclusive, desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

4. Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. A los efectos de la aplicación del artículo 94 inciso 5) y artículo 206 de la ley 19.550 y sus modificatorias, podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto promovido por esta ley.

5. Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades. Los dividendos o utilidades distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios del presente régimen no quedarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias a la alícuota del diez por ciento (10%) establecida en el último párrafo del artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, incorporado por la ley 26.893, en la medida que los mismos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.

6. Certificado fiscal. Los beneficiarios del presente régimen que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional —el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%)—, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado.

A partir de la entrada en operación comercial, los sujetos beneficiarios podrán solicitar a la Autoridad de Aplicación, en los plazos y de acuerdo con el procedimiento que se establezca al efecto, la emisión del certificado fiscal, en la medida en que acrediten el porcentaje de componente nacional efectivamente incorporado en el proyecto.

El certificado fiscal contemplado en este inciso será nominativo y podrá ser cedido a terceros una única vez. Podrá ser utilizado por los sujetos beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de Impuesto a las Ganancias, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, Impuesto al Valor Agregado, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

CAPÍTULO II

Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Período 2018-2025.

ARTÍCULO 5° — Se establece como objetivo de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

ARTÍCULO 6° — Los sujetos que reúnan los requisitos exigidos para ser beneficiarios del régimen instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, cuyos proyectos de inversión tengan principio efectivo de ejecución entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2025, quedarán incluidos en el régimen mencionado y gozarán de los beneficios promocionales previstos en el artículo 9° de la citada ley, modificado por la presente, a partir de la aprobación del proyecto respectivo por parte de la Autoridad de Aplicación, con las modificaciones que se indican a continuación:

1. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, inclusive, el beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo dos (2) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive, este beneficio se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo tres (3) períodos fiscales contados del mismo modo.

2. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece a continuación:

2.1. Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, inclusive:

2.1.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cuatro (4) cuotas anuales, iguales y consecutivas.

2.1.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al setenta por ciento (70%) de la estimada.

2.2. Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive:

2.2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cinco (5) cuotas anuales, iguales y consecutivas.

2.2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al ochenta por ciento (80%) de la estimada.

2.3. Para inversiones realizadas con posterioridad al 1° de enero de 2026, inclusive, por proyectos con principio efectivo de ejecución anterior a dicha fecha:

2.3.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cinco (5) cuotas anuales, iguales y consecutivas.

3. Las disposiciones contenidas en el inciso 1) del artículo 9° de la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por esta ley, no modificadas por los incisos 1) y 2) del presente artículo, se aplican en los términos allí previstos.

4. A los efectos de la aplicación de lo dispuesto en los incisos 1), 2) y 3) precedentes, la ley 26.360 y sus normas reglamentarias mantendrán su vigencia hasta la extinción de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, con las modificaciones establecidas en la presente ley.

5. Los beneficios promocionales previstos en los incisos 2), 3), 4), 5) y 6) del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la presente ley, se aplican en los términos allí previstos.

CAPÍTULO III

Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables

ARTÍCULO 7° — Créase el Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” en adelante, “FODER” o el “Fondo” el que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo.

1. Objeto. El Fondo tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en los términos de la ley 26.190, modificada por la presente.

2. Desígnese al Estado nacional, a través del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, como fiduciante y fideicomisario del Fondo y al Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario.

Serán beneficiarias las personas físicas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el artículo 8° de la ley 26.190 que haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación.

3. Constitúyese el Comité Ejecutivo del “Fondo”, el cual estará integrado por el Secretario de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; el Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo, dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas; y el Presidente del Banco de Inversión y Comercio Exterior, quienes podrán designar un miembro suplente con rango no menor a subsecretario o director, según sea el caso.

4. Recursos del Fondo. El FODER contará con un patrimonio que estará constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:

a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional que le asigne el Estado Nacional a través de la Autoridad de Aplicación, los que no podrán ser anualmente inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo, de acuerdo a como lo establezca la reglamentación.

b) Cargos específicos a la demanda de energía que se establezcan.

c) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas.

d) Los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de su venta.

e) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos.

f) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo podrá solicitar el aval del Tesoro Nacional en los términos que establezca la reglamentación.

Instrúyese al Jefe de Gabinete de Ministros para que disponga las adecuaciones presupuestarias pertinentes, a través de la reasignación de partidas del Presupuesto Nacional, a los efectos de poner en ejecución lo dispuesto por la presente.

5. Instrumentos. Para el cumplimiento de su objeto, el FODER podrá:

a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos, adquisición de valores fiduciarios públicos o privados, en la medida que éstos fueran emitidos con el objeto exclusivo de la obtención de financiamiento para proyectos alcanzados por la presente.

b) Realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento de financiamiento que determine la Autoridad de Aplicación, siempre y cuando permitan financiar proyectos con los destinos previstos en la presente ley.

c) Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento. En este caso, el riesgo de crédito será asumido por dichas entidades, las que estarán a cargo de la evaluación de riesgo crediticio. No obstante ello, para el otorgamiento del beneficio se deberá contar con la aprobación de la elegibilidad previa del proyecto por parte del Comité Ejecutivo.

d) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) o por la institución que sea designada por la Autoridad de Aplicación en representación del Estado nacional.

Los instrumentos que utilice el FODER para inyectar fondos en los proyectos elegibles podrán estar nominados en pesos o dólares estadounidenses, correspondiendo en este último caso su integración y pago en pesos.

La Autoridad de Aplicación de la presente ley determinará los términos y condiciones de los instrumentos y cómo se administrarán y otorgarán las líneas de crédito y avales o garantías previstos en este apartado, los cuales deberán ser aprobados por el Comité Ejecutivo.

Los instrumentos deberán otorgarse prioritariamente a los emprendimientos que acrediten fehacientemente mayor porcentaje de integración de componente nacional. A tales efectos, el Fondo bonificará la tasa de interés de acuerdo con lo previsto en el apartado c) solamente a aquellos proyectos que acrediten el porcentaje de integración nacional fijado en el primer párrafo del inciso 6) del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por el artículo 4° de la presente, de acuerdo con lo que determine la Autoridad de Aplicación.

6. Tratamiento impositivo. Tanto el FODER como el Fiduciario, en sus operaciones relativas al FODER, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro. Esta exención contempla los impuestos de las leyes 20.628, 25.063, 25.413 y 23.349 y otros impuestos internos que pudieran corresponder.

7. Autoridad de Aplicación. La Autoridad de Aplicación del Fondo será designada por el Poder Ejecutivo, y estará facultada para dictar las normas reglamentarias, aclaratorias, modificatorias y complementarias que resulten pertinentes y aplicar las sanciones que correspondan. Autorízase a la Autoridad de Aplicación a delegar funciones en una dependencia de rango no menor a Subsecretaría.

8. Facúltase al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a aprobar el Contrato de Fideicomiso, dentro de los treinta (30) días de la publicación de la presente ley en el Boletín Oficial.

9. Facúltase al titular del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas o a quien éste designe en su reemplazo, a suscribir el Contrato de Fideicomiso con el fiduciario.

CAPÍTULO IV

Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento

ARTÍCULO 8° — Establécese que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la presente, y en el Capítulo II de esta ley, del modo dispuesto en este Capítulo.

A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente.

ARTÍCULO 9° — Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo precedente. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación.

Los contratos suscriptos por los sujetos indicados en el párrafo anterior no podrán fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (U$S 113/MWh). Cumplidos dos (2) años desde la entrada en vigencia de la reglamentación de la presente ley y hasta la finalización de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, la Autoridad de Aplicación podrá modificar el precio máximo establecido precedentemente si las condiciones de mercado lo justifican, aplicable para los nuevos contratos que se celebren.

ARTÍCULO 10. — A los efectos de lo establecido en el artículo anterior no son aplicables a los Grandes Usuarios y a las Grandes Demandas comprendidos en el mismo ni a los generadores que utilicen las fuentes renovables de energía, ninguna norma vigente al momento de la entrada en vigencia de la presente ley o que se dicte en el futuro, que de cualquier manera limite, restrinja, impida o prohíba, transitoria o permanentemente, la celebración de los contratos de suministro previstos en el artículo 6° de la ley 24.065.

ARTÍCULO 11. — Por los incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable correspondiente a los porcentajes indicados en el artículo 8°, los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, como penalidad por dicho incumplimiento deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

El monto a aplicar como penalidad será determinado por la Autoridad de Aplicación. La reglamentación establecerá el procedimiento a seguir para determinar la existencia del incumplimiento y, en su caso, la aplicación de la penalidad, respetando el derecho de defensa de los sujetos obligados.

ARTÍCULO 12. — A los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el artículo 8° por parte de toda la demanda de potencia menor a trescientos kilovatios (300 kW), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en el citado artículo.

Asimismo, la Autoridad de Aplicación instruirá a CAMMESA o al ente que considere pertinente a diversificar la matriz de energías renovables a fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías y la diversificación geográfica de los emprendimientos y aprovechar el potencial del país en la materia. A los efectos indicados,

no será de aplicación a los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables que celebren CAMMESA o el ente que considere pertinente la Autoridad de Aplicación el precio máximo establecido en el segundo párrafo del artículo 9° ni el que en el futuro lo reemplace por decisión de la Autoridad de Aplicación.

La energía eléctrica de fuentes renovables proveniente de los contratos de abastecimiento existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley, será considerada como parte del cumplimiento de este objetivo.

CAPÍTULO V

Incrementos Fiscales

ARTÍCULO 13. — Los beneficiarios del régimen instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, cualquiera sea la fecha en que sus proyectos se inicien y desarrollen, podrán trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable celebrados, los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos.

En los contratos celebrados por CAMMESA o por el ente designado por la Autoridad de Aplicación, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. A tales efectos, deberá suministrar a CAMMESA o al ente designado por la Autoridad de Aplicación, antes del último día hábil de cada mes, la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada.

CAPÍTULO VI

Régimen de Importaciones

ARTÍCULO 14. — Los sujetos titulares de todos los proyectos de inversión que reúnan los requisitos exigidos para ser beneficiarios del régimen instituido en la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, cualquiera sea la fecha en que se inicien y desarrollen, estarán exentos del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, y de los insumos determinados por la Autoridad de Aplicación, que fueren necesarios para la ejecución del proyecto de inversión.

Las exenciones o la consolidación de los derechos y gravámenes se extenderán a los repuestos y accesorios nuevos necesarios para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad, los que estarán sujetos a la respectiva comprobación de destino, el que deberá responder al proyecto que motivó dichos requerimientos.

Las exenciones o la consolidación de los derechos y gravámenes se extenderán también a la importación de bienes de capital, partes, componentes e insumos destinados a la producción de equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable y a bienes intermedios en la cadena de valor de fabricación de equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable tanto cuando su destino sea la venta dentro del país como la exportación, siempre que se acredite que no existe producción nacional de los bienes a importar. La Autoridad de Aplicación determinará la forma de dar cumplimiento a la acreditación requerida.

ARTÍCULO 15. — Los bienes de capital, partes, accesorios e insumos que se introduzcan al amparo de la liberación de los derechos y gravámenes establecida en el artículo anterior, sólo podrán ser enajenados, transferidos o desafectados de la actividad objeto del beneficio, una vez concluido el ciclo de la actividad que motivó su importación o su vida útil si fuera menor. En caso de ser reexportada o transferida a una actividad no comprendida en este régimen, deberá procederse al pago de los derechos, impuestos y gravámenes que correspondan a ese momento.

ARTÍCULO 16. — Los beneficios establecidos en el presente Capítulo tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

CAPÍTULO VII

Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía

ARTÍCULO 17. — El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía incluidas en el artículo 4° de la ley 26.190, modificado por la presente ley, no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo

específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025.

Lo dispuesto en el párrafo anterior no obsta a la percepción de canon o contraprestación equivalente por el uso de tierras fiscales en las que se instalen los emprendimientos.

CAPÍTULO VIII

Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables Intermitentes

ARTÍCULO 18. — La energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

ARTÍCULO 19. — No será exigencia el respaldo físico de potencia de la autogeneración con energía renovable ni de los contratos de energía renovable que celebren los sujetos comprendidos en el artículo 9° de esta ley.

La Autoridad de Aplicación dispondrá de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo será soportado por todo el sistema.

CAPÍTULO IX

Cláusulas Complementarias

ARTÍCULO 20. — La Autoridad de Aplicación deberá difundir del modo más amplio posible la información correspondiente a las ofertas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

ARTÍCULO 21. — Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar en sus respectivas jurisdicciones, aquellas que aún no lo hayan hecho, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

En la ley de adhesión, las provincias deberán invitar expresamente a las municipalidades de sus respectivas jurisdicciones a adherir a la presente y a dictar la legislación pertinente con la finalidad de promoción indicada en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 22. — Comuníquese al Poder Ejecutivo Nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTITRÉS DÍAS DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL AÑO DOS MIL QUINCE.

— REGISTRADO BAJO EL Nº 27191 —

AMADO BOUDOU. — JULIÁN A. DOMÍNGUEZ. — Juan H. Estrada. — Lucas Chedres

LEY 27.351

Publicación Boletín Oficial N° 33626 del 17/05/2017

Denomínanse electrodependientes por cuestiones de salud a aquellas personas que requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud. Electrodependientes. Beneficio. Registro.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de

Ley:

ARTÍCULO 1°.- Denomínanse electrodependientes por cuestiones de salud a aquellas personas que requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud.

ARTÍCULO 2°.- El titular del servicio o uno de sus convivientes que se encuentre registrado como electrodependiente por cuestiones de salud tendrá garantizado en su domicilio el servicio eléctrico en forma permanente. El medidor de dicho domicilio deberá estar debidamente identificado.

ARTÍCULO 3°.- El titular del servicio o uno de sus convivientes que se encuentre registrado como electrodependiente por cuestiones de salud gozará de un tratamiento tarifario especial gratuito en el servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo jurisdicción nacional.

ARTÍCULO 4°.- El beneficio otorgado por la presente ley a los usuarios registrados como electrodependientes por cuestiones de salud en todo el territorio nacional consistirá en el reconocimiento de la totalidad de la facturación del servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo jurisdicción nacional.

ARTÍCULO 5°.- El titular del servicio o uno de sus convivientes que se encuentre registrado como electrodependiente por cuestiones de salud quedará eximido del pago de los derechos de conexión, si los hubiere.

ARTÍCULO 6°.- La empresa distribuidora entregará al titular del servicio o uno de sus convivientes que se encuentre registrado como electrodependiente por cuestiones de salud, previa solicitud, un grupo electrógeno o el equipamiento adecuado, sin cargo incluyendo los costos de funcionamiento asociados, capaz de brindar la energía eléctrica necesaria para satisfacer sus necesidades conforme los preceptos establecidos en el artículo 1° de la presente ley.

ARTÍCULO 7°.- La empresa distribuidora deberá habilitar una línea telefónica especial gratuita de atención personalizada destinada exclusivamente a la atención de los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud disponible las 24 horas incluyendo días inhábiles.

ARTÍCULO 8°.- El Ministerio de Salud de la Nación a través de sus organismos pertinentes, creará y tendrá a su cargo el Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud.

ARTÍCULO 9°.- La presente ley no invalida los registros especiales para electrodependientes constituidos por las autoridades regulatorias o las empresas distribuidoras locales vinculados a una prestación especial de servicio que se hayan constituido hasta la fecha de sanción de la presente ley.

ARTÍCULO 10.- El Poder Ejecutivo desarrollará campañas de difusión, educación y concientización con el fin de promover los derechos de los electrodependientes por cuestiones de salud y de los principios comprendidos en esta ley. En el marco de la campaña se deberá contemplar que las facturas por los servicios de provisión de energía eléctrica de las empresas distribuidoras contengan una leyenda acorde a los principios de la presente ley.

ARTÍCULO 11.- El Poder Ejecutivo designará la autoridad de aplicación de la presente ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines.

ARTÍCULO 12.- Se invita a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente y reconocer la gratuidad en los componentes de la facturación del servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo su propia jurisdicción.

ARTÍCULO 13.- Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTISEIS DIAS DEL MES DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL DIECISIETE.

— REGISTRADA BAJO EL Nº 27351 —

EMILIO MONZÓ. — FEDERICO PINEDO. — Eugenio Inchausti. — Juan P. Tunessi.

LEY 27.424

Publicación Boletín Oficial N° 33.779 del 27/12/2017

La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. derogase el artículo 5° de la Ley 25.019, sustituido por el artículo 14 de la Ley 26.190.

Disposiciones.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de

Ley:

RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

ARTÍCULO 1°.- La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

ARTÍCULO 2°.- Declárase de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

ARTÍCULO 3°.- A los efectos de la presente ley, se denomina:

a) Balance neto de facturación: al sistema que compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución conforme el sistema de facturación que establezca la reglamentación;

b) Energía demandada: a la energía eléctrica efectivamente tomada desde la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario-generador;

c) Energía inyectada: a la energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario-generador, de acuerdo al principio de libre acceso establecido en la ley 24.065, artículo 56, inciso e);

d) Ente regulador jurisdiccional: al ente regulador, o autoridad de control, encargado de controlar la actividad de los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica en cada jurisdicción;

e) Equipos de generación distribuida: a los equipamientos y sistemas destinados a la transformación de la energía primaria de fuentes renovables en energía eléctrica para autoconsumo, y que se conectan con la red de distribución a fin de inyectar a dicha red el potencial excedente de energía generada;

f) Equipo de medición: al sistema de medición de energía eléctrica homologado por la autoridad competente que debe ser instalado a los fines de medir la energía demandada, generada y/o inyectada a la red de distribución por el usuario-generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura;

g) Fuentes de energías renovables: a las fuentes de energía establecidas en el artículo 2° de la ley 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica;

h) Generación distribuida: a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo;

i) Prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o distribuidor: a la figura creada por el artículo 9° de la ley 24.065, Régimen de Energía Eléctrica, responsable de abastecer la demanda eléctrica de usuarios finales en su zona de competencia;

j) Usuario-generador: al usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables en los términos del inciso h) precedente y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo en los términos que establece la presente ley y su reglamentación. No están comprendidos los grandes usuarios o autogeneradores del mercado eléctrico mayorista.

ARTÍCULO 4°.- Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, siempre que ésta se encuentre en el marco del artículo 6° de la presente ley y cuente con la autorización requerida.

El usuario de la red de distribución que requiera instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda deberá solicitar una autorización especial ante el distribuidor, conforme lo defina la reglamentación de la presente.

ARTÍCULO 5°.- Todo usuario-generador tiene derecho a generar para autoconsumo energía eléctrica a partir de fuentes renovables y a inyectar sus excedentes de energía eléctrica a la red de distribución reuniendo los requisitos técnicos que establezca la reglamentación.

ARTÍCULO 6°.- A los fines de la presente ley, la reglamentación establecerá diferentes categorías de usuario-generador en función de la magnitud de potencia de demanda contratada y capacidad de generación a instalar.

ARTÍCULO 7°.- A partir de la sanción de la presente, todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables, conforme al aprovechamiento que pueda realizarse en la zona donde se ubique, previo estudio de su impacto ambiental en caso de corresponder, conforme a la normativa aplicable en la respectiva jurisdicción.

La autoridad de aplicación efectuará un estudio gradual de los edificios públicos nacionales existentes y propondrá al organismo del que dependan la incorporación de un sistema de eficiencia energética, incluyendo capacidad de generación distribuida a partir de fuentes renovables de acuerdo a los mecanismos aquí previstos.

CAPÍTULO II

Autorización de conexión

ARTÍCULO 8°.- La conexión del equipamiento para la generación distribuida de origen renovable por parte del usuario-generador, para su autoconsumo con inyección de sus excedentes a la red, deberá contar con previa autorización. La misma será solicitada por el usuario-generador al distribuidor. El distribuidor deberá expedirse en el mismo plazo que la reglamentación local establezca para la solicitud de medidores y no podrá rechazar la solicitud si se tratare de instalación de equipos certificados. Cumplido el plazo o rechazada la solicitud, el usuario-generador podrá dirigir el reclamo al ente regulador jurisdiccional.

ARTÍCULO 9°.- Para el otorgamiento de las autorizaciones previstas en este capítulo el ente regulador jurisdiccional dispondrá la realización por el distribuidor de una evaluación técnica y de seguridad de la propuesta de instalación de equipos de generación distribuida del interesado, la que deberá ajustarse a la reglamentación de la presente. La misma deberá formalizarse dentro de los plazos previstos en cada jurisdicción para la instalación de medidores.

La reglamentación contemplará las medidas que deberán verificarse a efectos de garantizar la seguridad de las personas y de los bienes, así como la seguridad y continuidad del servicio suministrado por el distribuidor de energía eléctrica. En todos los casos deberá garantizarse al usuario-generador su participación en el proceso de autorización, por sí o a través del técnico que autorice.

ARTÍCULO 10.- Una vez aprobada la evaluación técnica, el usuario-generador y el distribuidor suscribirán un contrato de generación eléctrica bajo la modalidad distribuida de acuerdo a los lineamientos generales que determine la reglamentación de la presente. Se contemplará en el instrumento cualquier bonificación adicional que recibirá por el ahorro de consumo, por la energía que utilizará en los períodos que no inyecte a la red, como así también la forma en que se determinará el valor de su aporte a la red.

ARTÍCULO 11.- Una vez obtenida la autorización por parte del usuario-generador, el distribuidor realizará la conexión e instalación del equipo de medición y habilitará la instalación para inyectar energía a la red de distribución. Los costos del equipo de medición, su instalación y las obras necesarias para permitir la conexión a la red deberán ser solventados por el usuario-generador siempre que aquellos no constituyan una obligación de los distribuidores en el marco de la ley 24.065 y/o de los respectivos contratos de concesión. Los mismos no podrán significar costos adicionales para los demás usuarios conectados a la misma red de distribución.

El costo del servicio de instalación y conexión, en ningún caso podrá exceder el arancel fijado para cambio o instalación de medidor tal como la solicitud de un nuevo suministro o de un cambio de tarifa.

En caso de controversias, el usuario-generador podrá dirigir el reclamo al ente regulador jurisdiccional.

CAPÍTULO III

Esquema de facturación

ARTÍCULO 12.- Cada distribuidor efectuará el cálculo de compensación y administrará la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de balance neto de facturación en base a los siguientes lineamientos:

a) El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme el artículo 36 de la ley 24.065, y sus reglamentaciones;

b) El valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador regirá a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente;

c) El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El valor a pagar por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador.

Facúltase a la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) a dictar las normas complementarias necesarias para instrumentar y regular los aspectos impositivos correspondientes a lo establecido en el presente inciso;

d) Si existiese un excedente monetario por los kilowatt-hora inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo a determinar por la reglamentación, que no será superior a seis (6) meses. El procedimiento para la obtención del mismo será definido en la reglamentación de la presente;

e) En el caso de un usuario-generador identificado como consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario, el crédito será de titularidad de dicho consorcio de copropietarios o conjunto inmobiliario;

f) Mediante la reglamentación se establecerán mecanismos y condiciones para cesión o transferencia de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de un mismo distribuidor.

El distribuidor no podrá añadir ningún tipo de cargo adicional por mantenimiento de red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier otro concepto asociado a la instalación de equipos de generación distribuida.

CAPÍTULO IV

Autoridad de aplicación

ARTÍCULO 13.- La autoridad de aplicación será designada por el Poder Ejecutivo nacional y tendrá las siguientes funciones:

a) Establecer las normas técnicas y administrativas necesarias para la aprobación de proyectos de generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables por parte del usuario-generador. Para elaborar las normas técnicas deberá contemplar, como mínimo: la seguridad de las personas y los bienes, la continuidad y calidad del servicio, la calidad del producto y la potencia permitida para cada usuario-generador definiendo su método de cálculo. En todos los casos tanto las normas para la regulación y certificación de equipos como las locales que fijen los requerimientos a los instaladores serán basadas en las disposiciones IRAM o similares;

b) Establecer las normas y lineamientos para la autorización de conexión a la red que será solicitada por el usuario-generador al distribuidor;

c) Establecer los requisitos y plazos relativos a la información que deberá suministrar el distribuidor y/o ente regulador jurisdiccional;

d) Desempeñarse como fiduciante de acuerdo a lo dispuesto por el capítulo V de la presente;

e) Elaborar conjuntamente con otros ministerios políticas activas para promover el fomento de la industria nacional de equipamiento para la generación distribuida a partir de energías renovables, como para la adquisición e instalación de equipamiento por parte de los usuarios-generadores;

f) Promover la radicación de industrias para la fabricación de equipamiento para la generación distribuida a partir de fuentes renovables en agrupamientos industriales existentes o a crearse;

g) Establecer en conjunto con otros ministerios la política de capacitación y formación que requiera la industria;

h) Establecer el valor de la tarifa de inyección;

i) Aplicar mediante la reglamentación los beneficios promocionales apropiados para el desarrollo de la generación distribuida conforme lo establecido en el Capítulo VI;

j) Establecer los lineamientos generales de los contratos de generación eléctrica bajo la modalidad distribuida a los que deberán suscribir el distribuidor y el usuario-generador;

k) Establecer a través de normas IRAM o similares, los criterios atinentes a la certificación de equipos y sistemas de generación distribuida teniendo en cuenta su calidad, instalación y rendimiento;

l) Evaluar el diseño y ejecución de un programa para la implementación de generación distribuida en los edificios públicos nacionales, estableciendo el aporte mínimo obligatorio de los sistemas a instalar;

m) Establecer mecanismos y condiciones para cesión o transferencia de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de una misma red de distribución;

n) Establecer los mecanismos para adecuar a la presente ley la situación de aquellos equipamientos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que, al momento de entrada en vigencia de ésta, se encontraran ya integrados a la red de distribución.

ARTÍCULO 14.- Corresponderá a los entes reguladores jurisdiccionales fiscalizar en sus áreas de competencia el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la presente ley.

ARTÍCULO 15.- La presente ley, sus reglamentaciones, las normas técnicas como así también los requerimientos que establezca con carácter general la autoridad de aplicación regirán en todo el territorio nacional. Las disposiciones locales jurisdiccionales que se dicten deberán procurar no alterar la normal prestación en el Sistema Interconectado Nacional y en el Mercado Eléctrico Mayorista.

CAPÍTULO V

Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida

ARTÍCULO 16.- Créase el fondo fiduciario público denominado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables en adelante, FODIS o el Fondo el que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo.

ARTÍCULO 17.- El Fondo tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

ARTÍCULO 18.- Desígnase al Estado nacional, a través de la autoridad de aplicación, como fiduciante y fideicomisario del Fondo y el banco público seleccionado por el fiduciante como fiduciario.

Serán beneficiarias las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del Fondo y que cumplan con lo establecido en la reglamentación de la presente.

ARTÍCULO 19.- El FODIS contará con un patrimonio que estará constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:

a) Los recursos provenientes del presupuesto nacional aprobado anualmente por el Congreso de la Nación, los que no podrán ser inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo, de acuerdo a la estimación que efectúe la autoridad de aplicación;

b) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas;

c) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos, las contribuciones, subsidios, legados o donaciones que sean aceptadas por el FODIS;

d) Los recursos provenientes de aportes de organismos multilaterales de crédito;

e) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo podrá solicitar el aval del Tesoro nacional en los términos que establezca la reglamentación.

Para el primer año de entrada en vigencia de la presente ley se destinará al FODIS un presupuesto de pesos quinientos millones ($ 500.000.000). El Jefe de Gabinete de Ministros dispondrá las adecuaciones presupuestarias pertinentes a los efectos de poner en ejecución lo aquí dispuesto, a través de la reasignación de partidas del presupuesto nacional correspondientes al año de entrada en vigencia de la presente.

Déjase establecido que a partir del segundo año de vigencia del presente régimen, se deberán incluir en el cupo total de asignación presupuestaria los montos que fueran otorgados en el año inmediato anterior y que resulten necesarios para la continuidad o finalización de los proyectos aprobados y en ejecución.

ARTÍCULO 20.- En cualquier momento durante la vigencia del FODIS, las partes del contrato de fideicomiso podrán estructurarlo mediante distintos fideicomisos públicos, integrados, con los bienes fideicomitidos previstos en el artículo anterior, con el siguiente destino específico y exclusivo:

a) Financiar los instrumentos establecidos en el artículo 21 y garantizar el cobro de los mismos;

b) Garantizar el repago de financiaciones otorgadas por terceros conforme a la presente; y

c) Emitir valores representativos de deuda.

Los bienes fideicomitidos que integren dichos fideicomisos no podrán aplicarse al pago de obligaciones distintas a las previstas en cada uno de ellos, garantizando la separación de los patrimonios para resguardar la correcta actuación del FODIS en cumplimiento de sus fines.

ARTÍCULO 21.- Para el cumplimiento de su objeto, el FODIS podrá implementar los instrumentos que se enumeran a continuación, con el fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital previstos en la presente ley:

a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos;

b) Bonificar o subsidiar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros proveedores de financiamiento. En este caso, el riesgo de crédito será asumido por dichas entidades, las que estarán a cargo de la evaluación de riesgo crediticio;

c) Otorgar incentivos a la inyección de energía generada a partir de fuentes renovables y/o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida a partir de energía renovable que se establezcan en la reglamentación.

d) Financiar actividades de difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. Se otorgará preferencia en la asignación de financiamiento a aquellos emprendimientos de investigación que se encuentren radicados en regiones del país con menor desarrollo relativo.

ARTÍCULO 22.- Tanto el FODIS como el fiduciario, en sus operaciones relativas al FODIS, como así también los débitos y/o créditos correspondientes a las cuentas utilizadas por los fondos fiduciarios públicos que se estructuren en el marco del FODIS y al fiduciario en sus operaciones relativas a dichas cuentas, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro. Esta exención contempla los impuestos de las leyes 20.628, 25.063, 25.413 y 23.349 y otros impuestos internos que pudieran corresponder.

ARTÍCULO 23.- La autoridad de aplicación estará facultada para dictar las normas reglamentarias, aclaratorias, modificatorias y complementarias que resulten pertinentes para la administración del Fondo, y de aplicar las sanciones que correspondan, así como también de reemplazar al fiduciario.

ARTÍCULO 24.- Facúltase a la autoridad de aplicación a suscribir el contrato de fideicomiso con el fiduciario.

CAPÍTULO VI

Beneficios promocionales

ARTÍCULO 25.- La autoridad de aplicación establecerá los instrumentos, incentivos y beneficios a fin de promocionar la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, los que se implementarán a través del FODIS, correspondiendo a los usuarios-generadores que acrediten fehacientemente el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente ley y sus reglamentaciones.

La definición de dichos instrumentos, incentivos y beneficios se realizará teniendo en cuenta, entre otros, los criterios siguientes: el costo de la energía generada y/o inyectada, la potencia instalada, el valor de mercado de los equipamientos, diferenciación por tecnologías, diferencia horaria y/o condiciones regionales.

ARTÍCULO 26.- El Fondo establecerá beneficios promocionales en forma de bonificación sobre el costo de capital para adquisición de sistemas de generación distribuida de fuentes renovables. Dicha bonificación será establecida en función de la potencia a instalar según lo establezca la reglamentación de la presente para cada tecnología. Al menos un tercio de los montos afectados a los instrumentos, incentivos y beneficios que establezca deberán destinarse a emprendimientos residenciales de vivienda unifamiliar, pudiendo afectarse el sobrante no utilizado el próximo ejercicio fiscal a otros fines.

ARTÍCULO 27.- El Fondo deberá instrumentar un precio adicional de incentivo respecto de la energía generada a partir de fuentes renovables, independientemente de la tarifa de inyección establecida en la presente. Dicho precio de incentivo será fijado por tiempo limitado y sus valores ajustados de acuerdo a lo que se establezca en la reglamentación y normas complementarias, en base a los costos evitados para el sistema eléctrico en su conjunto. Este precio de incentivo será fijado de manera proporcional para todos los aportantes al sistema conforme la energía generada y no podrá afectar en más de un veinte por ciento (20%) los recursos del Fondo.

ARTÍCULO 28.- La autoridad de aplicación podrá instrumentar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor a establecer a través de la reglamentación de la presente y teniendo en cuenta los criterios indicados en el artículo anterior. El monto total del certificado de crédito fiscal no podrá superar en ningún caso el cincuenta por ciento (50%) del costo de combustible fósil desplazado durante la vida útil del sistema de generación distribuida, de acuerdo a la estimación que efectúe la autoridad de aplicación.

El certificado de crédito fiscal será nominativo e intransferible, pudiendo ser aplicado por los beneficiarios al pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado, impuestos internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Se establece para el ejercicio del año de entrada en vigencia de la presente ley un cupo fiscal de pesos doscientos millones ($ 200.000.000) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el presente artículo. Los beneficios serán asignados de acuerdo con el procedimiento que establezca la reglamentación a tal efecto.

En caso que el cupo fiscal previsto en el párrafo anterior no sea asignado en su totalidad en el ejercicio de entrada en vigencia de la presente, el mismo se transferirá automáticamente al ejercicio siguiente.

ARTÍCULO 29.- La autoridad de aplicación establecerá beneficios diferenciales prioritarios para la adquisición de equipamiento de generación distribuida a partir de fuentes renovables de fabricación nacional, siempre y cuando los mismos cumplan con los requisitos de integración de valor agregado nacional que establezca la reglamentación. En estos casos, los beneficios se establecerán tomando como base, el porcentaje de valor agregado nacional y serán como mínimo un veinte por ciento (20%) superiores a lo establecido mediante el régimen general.

ARTÍCULO 30.- La vigencia del régimen de promoción se establece por doce (12) años a contar desde la reglamentación, con independencia de los plazos crediticios que sean establecidos por la autoridad de aplicación, prorrogables por igual término por el Poder Ejecutivo nacional.

ARTÍCULO 31.- No podrán acogerse a los instrumentos y beneficios promocionales que disponga el FODIS mencionados en el presente capítulo las personas que se encuentren dentro de alguna de las siguientes situaciones:

a) Declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en la ley 24.522 y sus modificaciones, según corresponda;

b) Querellados o denunciados penalmente por la entonces Dirección General Impositiva, dependiente de la ex Secretaría de Hacienda del entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, o la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción, con fundamento en la ley 24.769 y sus modificaciones, según corresponda, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados;

c) Denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados;

d) Las personas jurídicas, —incluidas las cooperativas— en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros de consejos de vigilancia, o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos precedentes, producido con posterioridad al acogimiento al presente régimen, será causa de caducidad total del tratamiento acordado en el mismo.

CAPÍTULO VII

Régimen de fomento de la industria nacional

ARTÍCULO 32.- Créase el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables, en adelante FANSIGED, en la órbita del Ministerio de Producción u organismo que lo reemplace en el futuro.

El presente Régimen es de aplicación en todo el territorio de la República Argentina y tendrá vigencia por diez (10) años a partir de la sanción de la presente, prorrogables por igual término por el Poder Ejecutivo nacional.

ARTÍCULO 33.- Las actividades comprendidas en el FANSIGED son: investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

ARTÍCULO 34.- Son integrantes del FANSIGED los siguientes instrumentos, incentivos y beneficios:

a) Certificado de crédito fiscal sobre la inversión en investigación y desarrollo, diseño, bienes de capital, certificación para empresas fabricantes. El mismo será de carácter nominativo y transferible por única vez y tendrá una vigencia de cinco (5) años contados a partir de su emisión. El certificado de crédito fiscal será aplicado al pago de impuestos nacionales, por la totalidad de los montos a abonar en concepto de impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado, impuestos internos, con excepción de aquellos gravámenes con destino a la seguridad social, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, por un valor a establecer a través de la reglamentación de la presente. El certificado de crédito fiscal no podrá aplicarse al pago de deudas anteriores a la fecha de emisión del mismo. Los eventuales saldos a favor no darán lugar a reintegros o devoluciones por parte del Estado nacional;

b) Amortización acelerada del impuesto a las ganancias, por la adquisición de bienes de capital para la fabricación de equipos e insumos destinados a la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables, con excepción de automóviles. Dichas amortizaciones serán practicadas a partir del período

fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en el artículo 84 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, en las condiciones que fije la reglamentación;

c) Devolución anticipada del impuesto al valor agregado por la adquisición de los bienes aludidos en el inciso b). Será acreditado contra otros impuestos a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, en el plazo, las condiciones y las garantías que establezca la reglamentación de la presente ley;

d) Acceso a financiamiento de la inversión con tasas preferenciales. La autoridad de aplicación pondrá a disposición las líneas de financiamiento FONAPYME Inversión Productiva, FONDEAR Energías Renovables, y las líneas de inversión productivas impulsadas por el Ministerio de Producción o el órgano que un futuro lo reemplace. Los requisitos para el acceso a las líneas de financiamiento antes mencionadas serán aquellos definidos en las bases y condiciones de las mismas;

e) Acceso al Programa de Desarrollo de Proveedores, con el objetivo de fortalecer las capacidades del sector productivo, a través de la promoción de inversiones, la mejora en la gestión productiva de las empresas, el incremento de la capacidad innovativa, la modernización tecnológica, con el propósito de sustituir importaciones y promover la generación de empleo calificado. Las empresas que cumplan con los criterios del Programa podrán acceder a sus líneas de beneficios de asistencia financiera a tasa subsidiada, asistencia técnica y aportes no reembolsables.

La autoridad de aplicación establecerá el porcentaje mínimo de composición de materias primas e insumos nacionales exigibles para los beneficiarios de este régimen, no pudiendo ser menores al veinticinco por ciento (25%) durante los primeros tres (3) años de vigencia de la ley y de un cuarenta por ciento (40%) a posteriori.

ARTÍCULO 35.- Podrán adherir al presente régimen las micro, pequeñas y medianas empresas constituidas en la República Argentina que desarrollen como actividad principal alguna de las incluidas en el artículo 33 de la presente ley.

Quedan excluidas de los beneficios establecidos en los incisos a), b) y c) del artículo 34, las medianas empresas tramo dos según la ley 25.300 y sus modificatorias; y las personas jurídicas, constituidas conforme las leyes societarias de la Nación Argentina o del extranjero, cuyo capital social, en proporción superior al veinticinco por ciento (25%), sea de titularidad de personas físicas o jurídicas de nacionalidad extranjera.

ARTÍCULO 36.- El FANSIGED contará con un cupo fiscal anual para la asignación del beneficio de certificado de crédito fiscal según lo que la ley de presupuesto general de la administración nacional fije a tal fin.

Se establece para el ejercicio del año de entrada en vigencia de la presente ley un cupo fiscal de pesos doscientos millones ($ 200.000.000) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el presente capítulo. Los beneficios serán asignados de acuerdo con el procedimiento que establezca la reglamentación a tal efecto.

En caso que el cupo fiscal previsto en el párrafo anterior no sea asignado en su totalidad en el ejercicio de entrada en vigencia de la presente, el mismo se transferirá automáticamente al ejercicio siguiente.

ARTÍCULO 37.- Los beneficios otorgados en dicho régimen se entregarán bajo la condición de aprobación de los estándares de seguridad y calidad establecidos en la reglamentación de la presente. El incumplimiento de las condiciones establecidas en el presente párrafo dará lugar a la pérdida de los beneficios y a la restitución de los fondos asignados más sus intereses.

CAPÍTULO VIII

Régimen sancionatorio

ARTÍCULO 38.- El incumplimiento por parte del distribuidor de los plazos establecidos respecto de las solicitudes de información y autorización, así como de los plazos de instalación de medidor y conexión del usuario-generador será penalizado y resultará en una compensación a favor del usuario-generador según las sanciones establecidas por el ente regulador jurisdiccional, no pudiendo ser las mismas inferiores, en su valor económico, a lo establecido para penalidades por demoras en la conexión de suministro de usuarios a la red.

CAPÍTULO IX

Disposiciones complementarias

ARTÍCULO 39.- Derógase el artículo 5° de la ley 25.019, sustituido por el artículo 14 de la ley 26.190.

ARTÍCULO 40.- Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y dictar las normas reglamentarias para la aplicación de la presente en el ámbito de su competencia.

ARTÍCULO 41.- Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS TREINTA DIAS DEL MES DE NOVIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DIECISIETE.

— REGISTRADA BAJO EL Nº 27424 —

MARTA G. MICHETTI. — EMILIO MONZO. — Eugenio Inchausti. — Juan P. Tunessi.

LEY 27.437

Publicación Boletín Oficial N° 33867, del 10/05/2018

Determinados sujetos deberán otorgar preferencia a la adquisición, locación o leasing de bienes de origen nacional, en los términos dispuestos por esta ley y en las formas y condiciones que establezca la reglamentación

Alcances.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de

Ley:

LEY DE COMPRE ARGENTINO Y DESARROLLO DE PROVEEDORES

CAPÍTULO I

Sujetos alcanzados

ARTÍCULO 1°.- Los siguientes sujetos deberán otorgar preferencia a la adquisición, locación o leasing de bienes de origen nacional, en los términos dispuestos por esta ley y en las formas y condiciones que establezca la reglamentación:

a) Las entidades comprendidas en el artículo 8° de la ley 24.156 y sus modificatorias;

b) Las personas humanas o jurídicas a quienes el Estado nacional hubiere otorgado licencias, concesiones, permisos o autorizaciones para la prestación de obras y servicios públicos;

c) Los contratistas directos de los sujetos del inciso b) precedente, entendiendo por tales a los que son contratados en forma inmediata en ocasión del contrato en cuestión;

d) El Poder Legislativo de la Nación, el Poder Judicial de la Nación y el Ministerio Público de la Nación;

e) La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA);

f) La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), exceptuando los beneficios del régimen establecido en la ley 26.190 y sus modificatorias.

En función de lo dispuesto por el artículo 15 de la ley 26.741, quedan excluidos del alcance de la presente ley los sujetos comprendidos en dicha norma. Tales sujetos deberán implementar un programa de Desarrollo de Proveedores Nacionales, en los términos establecidos en el artículo 25 de la presente ley.

Para el caso de los sujetos mencionados en el inciso c) del presente artículo, la preferencia sólo deberá otorgarse en el marco de las licencias, concesiones, permisos o autorizaciones para la prestación de obras y servicios públicos en las que participen como contratistas directos.

CAPÍTULO II

Preferencias para bienes de origen nacional

ARTÍCULO 2°.- Se otorgará preferencia a las ofertas de bienes de origen nacional cuando el monto estimado del procedimiento de selección sujeto a la presente ley sea igual o superior al monto establecido por la reglamentación vigente del apartado 1 del inciso d) del artículo 25 del decreto delegado 1.023/01 y sus modificatorios y complementarios.

La preferencia a las ofertas de bienes de origen nacional se otorgará de acuerdo a las siguientes pautas:

a) Cuando para idénticas o similares prestaciones, en condiciones de pago contado, el precio de las ofertas de bienes de origen nacional sea igual o inferior al de los bienes ofrecidos que no sean de origen nacional, incrementados en un quince por ciento (15%), cuando dichas ofertas sean realizadas por Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMEs), de acuerdo a la ley 27.264 y sus modificatorias, y en un ocho por ciento (8%) para el resto de las empresas;

b) Cuando en el marco de lo establecido por la presente ley resulte una comparación de precios entre ofertas que no sean de origen nacional, se otorgará un margen de preferencia del uno por ciento (1%) cada cinco (5) puntos porcentuales de integración local sobre el valor bruto de producción de los bienes alcanzados, hasta un margen de preferencia máximo de ocho por ciento (8%), conforme los criterios de cálculo que defina la autoridad de aplicación a tal efecto.

En todos los casos, a los efectos de la comparación, el precio de los bienes de origen no nacional deberá incluir, entre otros, los derechos de importación vigentes y todos los impuestos y gastos que le demande su nacionalización a un importador particular no privilegiado, en las formas y condiciones que establezca la reglamentación.

Las cooperativas que se encuentren inscriptas en el Registro del Instituto Nacional de Asociativismo y Economía Social (INAES) del Ministerio de Desarrollo Social y cumplan con lo establecido en la presente ley, tendrán los mismos beneficios y se les otorgarán las mismas preferencias que las previstas para las pequeñas y medianas empresas

En las contrataciones de las entidades contratantes referidas en el inciso a) del artículo 8° de la ley 24.156 y sus modificatorias, para la provisión, locación o leasing de bienes por hasta la suma de módulos veinte mil (M 20.000), las empresas oferentes de bienes de origen nacional que califiquen como MiPyMEs de acuerdo a la ley 27.264 y sus modificatorias que, aplicando la preferencia prevista en el inciso a) del presente artículo, no hayan podido alcanzar el mejor precio ofertado, podrán mejorar su oferta, siempre y cuando su precio original, en condiciones de contado, no haya superado en más de un veinte por ciento (20%) a la mejor cotización.

ARTÍCULO 3°.- En los procedimientos de selección cuyo monto estimado resulte inferior al establecido por la reglamentación vigente del apartado 1 del inciso d) del artículo 25 del decreto delegado 1.023/01 y sus modificatorios y complementarios, resultará optativa la aplicación de la preferencia prevista en el artículo 2°. La decisión de aplicar el margen de preferencia deberá constar en los respectivos pliegos de bases y condiciones particulares aplicables a los procedimientos de selección.

En caso de no preverse su aplicación, la preferencia al bien de origen nacional estará limitada al caso de igualdad de precio.

ARTÍCULO 4°.- Las entidades contratantes referidas en el inciso a) del artículo 8° de la ley 24.156 y sus modificatorias y en el inciso d) del artículo 1° de la presente ley, deberán adjudicar sus contrataciones a empresas locales, según la ley 18.875, que ofrezcan bienes u obras de origen nacional, según lo dispuesto en el artículo 5° de la presente ley, y que califiquen como Micro, Pequeñas y Medianas Empresas, conforme lo dispuesto por la ley 27.264, sus modificatorias y complementarias, en los siguientes casos:

a) Contrataciones para la adquisición locación o leasing de bienes por montos menores a un mil trescientos módulos (M 1.300), cuando el precio de la oferta adjudicada no supere en un veinte por ciento (20%) al monto estimado de la contratación, en los términos del artículo 27 del decreto 1.030/2016;

b) Obra Pública destinada exclusivamente a construcción de viviendas y edificios públicos, en los términos de la ley 13.064, por montos menores a cien mil módulos (M 100.000), cuando el precio de la oferta adjudicada no supere en un veinte por ciento (20%) al monto estimado de la contratación, en los términos del artículo 27 del decreto 1.030/2016.

CAPÍTULO III

Definición de bien y obra pública de origen nacional

ARTÍCULO 5°.- Se entiende que un bien es de origen nacional cuando ha sido producido o extraído en el territorio de la República Argentina, siempre que el costo de las materias primas, insumos o materiales importados nacionalizados no supere el cuarenta por ciento (40%) de su valor bruto de producción.

Se entiende que la provisión de obra pública es de origen nacional cuando al menos el cincuenta por ciento (50%) de los materiales utilizados en la obra cumplan con el requisito de bienes de origen nacional y la empresa además cumpla con los requisitos para ser considerada como empresa local de capital interno, según lo establecido en la ley 18.875.

ARTÍCULO 6°.- En las contrataciones alcanzadas por el presente régimen, los bienes que no sean de origen nacional se entregarán en las mismas condiciones y en el mismo lugar que correspondan a los bienes de origen nacional, y deberán cumplir con todas las normas aplicables a los bienes originarios del mercado nacional, como así también encontrarse nacionalizados con todos los impuestos y gastos correspondientes incluidos. La autoridad de aplicación entregará, dentro de los quince (15) días hábiles de solicitado, un certificado donde se verifique el valor de los bienes no nacionales a adquirir.

CAPÍTULO IV

Publicidad de las contrataciones e intervención de la autoridad de aplicación en proyectos de pliego

ARTÍCULO 7°.- La publicidad de las contrataciones que lleven a cabo los sujetos mencionados en el artículo 1°, inciso a) de la presente ley se ajustará a las normas generales de cada régimen de contrataciones en particular.

Los demás sujetos alcanzados por la presente ley publicarán sus procedimientos de contratación según lo establezca la reglamentación, de modo de facilitar a todos los posibles oferentes el acceso oportuno a la información que permita su participación.

ARTÍCULO 8°.- Los proyectos de pliegos de bases y condiciones particulares necesarios para realizar cualquiera de las contrataciones alcanzadas por la presente ley se elaborarán adoptando las alternativas técnicamente viables que permitan la participación de la oferta de bienes de origen nacional. Se considera alternativa técnicamente viable aquella que cumpla la función deseada en un nivel tecnológico adecuado y en condiciones satisfactorias en cuanto a su prestación.

Las entidades contratantes referidas en los incisos a) y b) del artículo 8° de la ley 24.156 y sus modificatorias deberán remitir a la autoridad de aplicación para su aprobación, los proyectos de pliegos de bases y condiciones particulares de los procedimientos de selección que tengan por objeto la adquisición, locación o leasing de bienes por un monto estimado igual o superior a ochenta mil módulos (M 80.000), acompañados por un informe de factibilidad de participación de la producción nacional, a fin de garantizar que los mismos contemplen las pautas establecidas en el párrafo anterior.

La autoridad de aplicación deberá expedirse en un plazo no superior a los quince (15) días hábiles administrativos desde que fuera recibido el proyecto de pliego de bases y condiciones particulares. En caso de no expedirse en el plazo fijado, se considerará que no hay objeción en lo referente a las pautas establecidas en los párrafos anteriores.

CAPÍTULO V

Exigencia de acuerdos de cooperación productiva

ARTÍCULO 9°.- En las formas y condiciones que establezca la reglamentación, los acuerdos de cooperación productiva consistirán en el compromiso cierto por parte del adjudicatario de realizar contrataciones de bienes y servicios locales vinculados al contrato objeto de la licitación.

La compra de acciones de empresas locales, los gastos asociados a actividades de mercadeo, promoción publicitaria o similares no serán considerados cooperación productiva a los fines del presente artículo.

En todos los casos, los acuerdos deberán promover la participación de empresas consideradas MiPyMEs según ley 27.264 y sus modificatorias.

ARTÍCULO 10.- Cuando las entidades alcanzadas por el presente régimen comprendidas en los incisos a) y b) del artículo 8° de la ley 24.156 y sus modificatorias procedan a la adquisición, locación o leasing de bienes no producidos en el país que representen un valor igual o superior a doscientos cuarenta mil módulos (M 240.000), deberá incluirse expresamente en el respectivo pliego de bases y condiciones particulares de la contratación la obligación a cargo del adjudicatario de suscribir acuerdos de cooperación productiva por un porcentaje no inferior al veinte por ciento (20%) del valor total de la oferta. Para los suministros que se efectúen en el marco de estos acuerdos de cooperación, deberán promoverse el mayor componente de valor agregado de los mismos. En los casos que no resulte factible alcanzar el monto exigido mediante la contratación mencionada, la autoridad de aplicación podrá autorizar que dicho monto

pueda completarse mediante la radicación de inversiones en el territorio nacional, transferencia tecnológica, inversiones en investigación o desarrollo e innovación tecnológica.

Para el caso de que el monto de dichos acuerdos resultara superior al mínimo exigido en el párrafo anterior, el valor correspondiente a dicho excedente podrá ser utilizado por el mismo adjudicatario en futuras contrataciones para integrar dicho valor mínimo, siempre y cuando el porcentaje de la cooperación productiva de tales contrataciones sea de un mínimo de veinte por ciento (20%), en las formas y condiciones que establezca la reglamentación. El excedente no podrá computarse cuando el porcentaje del Acuerdo de Cooperación Productiva sea disminuido según lo establecido en el artículo 15 de la presente ley.

ARTÍCULO 11.- La aprobación de los pliegos de bases y condiciones particulares de las contrataciones alcanzadas por el artículo 10 de la presente ley, también deberán contar con la previa conformidad de la autoridad de aplicación en lo referido al acuerdo de cooperación productiva.

La autoridad de aplicación deberá expedirse en oportunidad de la intervención establecida en el artículo 8° de la presente ley. Previamente a la adjudicación, la propuesta de acuerdo de cooperación productiva deberá ser aprobada por la autoridad de aplicación.

ARTÍCULO 12.- En las formas y condiciones que establezca la reglamentación, la autoridad de aplicación deberá requerir al adjudicatario la constitución de garantías sobre el monto total de los compromisos asumidos en los acuerdos de cooperación productiva.

CAPÍTULO VI

Valor del módulo

ARTÍCULO 13.- A los efectos de lo dispuesto por la presente ley, el valor del módulo (M) será de pesos un mil ($1.000), el cual podrá ser modificado por la autoridad de aplicación, con la aprobación de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

CAPÍTULO VII

Autoridad de aplicación

ARTÍCULO 14.- La autoridad de aplicación de la presente ley será designada por el Poder Ejecutivo nacional y tendrá las siguientes facultades y atribuciones:

a) Emitir los certificados de verificación previstos en el artículo 6° de la presente ley;

b) Aprobar los proyectos de pliegos de bases y condiciones particulares, de conformidad con el artículo 8° de la presente ley;

c) Verificar la inclusión de los acuerdos de cooperación productiva aludidos en el artículo 10 de la presente ley en el proyecto de pliego de bases y condiciones particulares, proponiendo modificaciones cuando lo considere pertinente, así como el efectivo cumplimiento de dichos acuerdos;

d) Colaborar con el organismo contratante para el diseño y la implementación de los acuerdos de cooperación productiva referidos en el artículo 10 de la presente ley;

e) Requerir a los sujetos alcanzados en el artículo 1° de la presente ley información relativa a la adquisición, locación o leasing de bienes, así como toda otra información que considere pertinente, en el marco de lo dispuesto por la presente ley.

ARTÍCULO 15.- Cuando en las previsiones de adquisición de bienes referidas en el segundo párrafo del artículo 8° de la presente ley se incluyan bienes de alto contenido científico-tecnológico, según lo establezca la reglamentación, a instancias de la autoridad de aplicación, y con la intervención del organismo contratante y la Jefatura de Gabinete de Ministros, se podrán modificar, a través de los mecanismos que establezca la reglamentación, las siguientes condiciones:

a) Elevar o disminuir el porcentaje referido en el artículo 5° de la presente ley hasta un total del setenta por ciento (70%) y del treinta por ciento (30%), respectivamente, del valor bruto de producción;

b) Disminuir el margen de preferencia referido en el artículo 2° de la presente ley hasta un mínimo de cinco por ciento (5%);

c) Elevar o disminuir el porcentaje referido en el artículo 10 de la presente ley hasta un total del treinta por ciento (30%) y del diez por ciento (10%) respectivamente del valor total del contrato.

En todos los casos, la autoridad de aplicación deberá elaborar un informe técnico que sustente las modificaciones propuestas en los términos del presente artículo. En los casos previstos en los incisos a) y c), la autoridad de aplicación deberá justificar que la modificación propuesta resulta favorable a la mayor posibilidad de participación de la producción nacional. En el caso previsto en el inciso b), la autoridad de aplicación deberá verificar que las condiciones de competitividad de la producción de bienes de origen nacional justifican la modificación propuesta. Dicho informe deberá ser enviado a la Comisión Bicameral referida en el artículo 16 de la presente y dado a publicidad, conforme lo establezca la reglamentación.

La autoridad de aplicación no podrá reducir los márgenes de preferencia aplicados a MiPyMEs, según ley 27.264 y sus modificatorias, por el término de tres (3) años desde la vigencia de la presente ley.

CAPÍTULO VIII

Comisión Bicameral de Seguimiento Legislativo

ARTÍCULO 16.- Incorpórese a la Comisión Bicameral de Seguimiento de Contratos de Participación Público-Privada, creada por el artículo 30 de la ley 27.328 la función de verificar el cumplimiento de las obligaciones y requisitos de la presente ley por parte de los sujetos obligados, en particular la efectiva participación de la producción nacional.

A los efectos de cumplimentar su cometido, la Comisión Bicameral:

a) Recibirá por parte de la autoridad de aplicación toda información y documentación que estime pertinente;

b) Convocará al titular de la autoridad de aplicación, con periodicidad semestral, a los efectos de brindar un informe fundado sobre el cumplimiento de los preceptos de la presente ley;

c) Solicitará el asesoramiento técnico que crea conveniente por parte de las asociaciones de empresarios industriales;

d) Pondrá en conocimiento a la autoridad de aplicación y a sus respectivos cuerpos las observaciones, propuestas y recomendaciones que estime pertinentes.

CAPÍTULO IX

Sanciones y recursos

ARTÍCULO 17.- En caso de configurarse el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente ley y su reglamentación por parte de las entidades comprendidas en el artículo 1°, incisos a), d) y e) de la presente, se notificará a las autoridades de dichas entidades, a la Sindicatura General de la Nación y a la Auditoría General de la Nación.

ARTÍCULO 18.- En caso de configurarse el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente ley y su reglamentación por parte de las personas comprendidas en el artículo 1°, incisos b) y c) de la presente podrán aplicarse las siguientes sanciones:

a) Apercibimiento;

b) Multa de entre el cinco por ciento (5%) y el cincuenta por ciento (50%) del monto del contrato, en cuyo marco se verificare el incumplimiento. Dicha multa podrá reducirse hasta en un cincuenta por ciento (50%) si la sancionada rectificare su falta dando cumplimiento inmediato al presente régimen;

c) Suspensión para resultar adjudicatario de futuros contratos, concesiones, permisos o licencias, por un plazo de tres (3) a diez (10) años. El acto administrativo que aplique dicha sanción será comunicado al Sistema de Información de Proveedores (SIPRO) que administra la Oficina Nacional de Contrataciones de la Secretaría de Modernización Administrativa del Ministerio de Modernización.

ARTÍCULO 19.- La sanción que se imponga ante la verificación de una infracción se graduará teniendo en cuenta la gravedad de la misma, la capacidad económica del infractor y el grado de afectación al interés público.

ARTÍCULO 20.- Cuando el oferente que hubiere resultado adjudicatario en un procedimiento de selección por la aplicación de la preferencia establecida en la presente ley no cumpla con las condiciones de la contratación o con los porcentajes de integración nacional declarados en los bienes ofrecidos, deberá reintegrar la suma equivalente a la preferencia obtenida, consistente en la diferencia del porcentual mediante el cual obtuviera la adjudicación del contrato, sin perjuicio de las demás sanciones que le pudieran corresponder.

ARTÍCULO 21.- Cualquier persona, humana o jurídica, que alegue un derecho subjetivo, un interés legítimo, un interés difuso o un derecho colectivo, podrá recurrir contra los actos que reputen violatorios de lo establecido en la presente ley, dentro de los diez (10) días hábiles contados desde que tomaron o hubiesen podido tomar conocimiento del acto presuntamente lesivo.

El recurso se presentará ante el mismo comitente que formuló la requisitoria de contratación, el que podrá hacer lugar a lo peticionado o, en su defecto, deberá remitirlo juntamente con todas las actuaciones correspondientes dentro de los cinco (5) días hábiles contados desde su interposición, cualquiera fuere su jerarquía dentro de la administración pública o su naturaleza jurídica, a la autoridad de aplicación que será el órgano competente para su sustanciación y resolución y que deberá expedirse dentro de los treinta (30) días hábiles administrativos desde su recepción.

La resolución de la autoridad de aplicación establecerá la ratificación, el rechazo del recurso interpuesto, o la procedencia del mismo y, en su caso, de corresponder, la anulación del procedimiento o acto impugnado o de la contratación de que se trate y agotará la vía administrativa.

ARTÍCULO 22.- Se considerarán incursos en el artículo 249 del Código Penal, si no concurriere otro delito reprimido con una pena mayor, los funcionarios públicos y los administradores y empleados, cualquiera sea su jerarquía y función, de las entidades mencionadas en el artículo 1° sujetas a la presente ley o a las leyes similares que dicten las provincias, en cuanto omitieren o hicieren omitir, rehusaren cumplir, no cumplieran debidamente las normas declaradas obligatorias por la presente ley, su reglamentación o las normas concordantes dictadas en el ámbito provincial.

ARTÍCULO 23.- El que por informes falsos o reticentes, declaraciones incorrectas, documentación fraguada, maquinaciones de toda clase o cualquier otra forma de engaño, obtuviere indebidamente o hiciere obtener a otro, o de cualquier modo, aún sin ánimo de lucro, facilitare a alguien la obtención indebida de los beneficios establecidos en la presente ley o en las normas concordantes que dicten las provincias y/o el Gobierno Autónomo de la Ciudad de Buenos Aires incurrirá en la sanción establecida en el artículo 172 del Código Penal.

CAPÍTULO X

Desarrollo de proveedores

ARTÍCULO 24.- Créase el Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores, cuyo objetivo principal será desarrollar proveedores nacionales en sectores estratégicos, a fin de contribuir al impulso de la industria, la diversificación de la matriz productiva nacional y la promoción de la competitividad y la transformación productiva.

Para la consecución de sus objetivos, el Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores favorecerá la articulación entre la oferta de productos y servicios, existentes y potenciales, con la demanda del Sector Público Nacional y personas jurídicas operadoras de sectores estratégicos demandantes de dichos bienes, con el propósito de canalizar demandas y desarrollar proveedores capaces de aprovisionarlas.

El Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores identificará las oportunidades para los proveedores locales a través del relevamiento de la oferta existente o de la factibilidad técnica de abastecimiento local de esos productos y/o servicios con la asistencia de herramientas técnica y financieras para favorecer la mejora de los proveedores nacionales.

ARTÍCULO 25.- Los sujetos comprendidos en la ley 26.741 deberán implementar un programa de Desarrollo de Proveedores Nacionales cuyo objetivo será la ampliación del impacto de los proveedores locales en la cadena de suministros a efectos de una mejora de la productividad, competitividad y calidad de los mismos (competitividad de la oferta), identificando y articulando oportunidades para mejorar la competitividad, eficiencia y productividad de las actividades productivas de los sujetos comprendidos en la ley 26.741 (competitividad de la demanda).

La autoridad de aplicación, con la participación de los organismos que la reglamentación establezca, aprobará los programas de Desarrollo de Proveedores Nacionales a los fines de que el Ministerio de Producción desarrolle las políticas públicas y planes de competitividad correspondientes. Los programas de desarrollo de proveedores nacionales deberán tener una duración mínima de tres (3) años, sin perjuicio del seguimiento anual en la forma que se determine por vía reglamentaria.

CAPÍTULO XI

Disposiciones generales

ARTÍCULO 26.- El Poder Ejecutivo nacional invitará a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir al régimen de la presente ley.

Los bienes producidos en las provincias que adhieran al régimen en todos sus términos tendrán, en los primeros tres (3) años desde su entrada en vigencia, una preferencia adicional del uno por ciento (1%) con respecto a la preferencia establecida en el artículo 2° de la presente ley.

ARTÍCULO 27.- Derógase el decreto-ley 5.340 de fecha 1° de julio de 1963 y la ley 25.551. En todas aquellas normas en que se haga referencia a la aplicación de la ley 25.551, así como al Régimen de Compras del Estado Nacional y Concesionarios de Servicios Públicos “Compre Trabajo Argentino” y a los regímenes de “Compre Argentino, Compre Nacional y Contrate Nacional”, se aplicará en lo sucesivo la presente ley.

Mantiénese la vigencia de la ley 18.875, en todo aquello que no se oponga a la presente ley.

CAPÍTULO XII

Reglamentación y vigencia

ARTÍCULO 28.- El Poder Ejecutivo nacional reglamentará la presente ley dentro del término de noventa (90) días de su promulgación.

ARTÍCULO 29.- La presente ley comenzará a regir a los noventa (90) días de su publicación.

ARTÍCULO 30.- Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS DIECIOCHO DIAS DEL MES DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL DIECIOCHO.

— REGISTRADA BAJO EL N° 27437 —

MARTA G. MICHETTI. — EMILIO MONZO. — Eugenio Inchausti. — Juan P. Tunessi.

LEY 27.541

Publicación Boletín Oficial N° 34268, del 23/012/2019

Disposiciones.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de

Ley:

LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA

TÍTULO I

Declaración de Emergencia Pública

Artículo 1°- Declárase la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y deléganse en el Poder Ejecutivo nacional, las facultades comprendidas en la presente ley en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, con arreglo a las bases de delegación establecidas en el artículo 2°, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Artículo 2°- Establécense las siguientes bases de delegación:

a) Crear condiciones para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública, la que deberá ser compatible con la recuperación de la economía productiva y con la mejora de los indicadores sociales básicos;

b) Reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos;

c) Promover la reactivación productiva, poniendo el acento en la generación de incentivos focalizados y en la implementación de planes de regularización de deudas tributarias, aduaneras y de los recursos de la seguridad social para las micro, pequeñas y medianas empresas;

d) Crear condiciones para alcanzar la sostenibilidad fiscal;

e) Fortalecer el carácter redistributivo y solidario de los haberes previsionales considerando los distintos regímenes que lo integran como un sistema único, con la finalidad de mejorar el poder adquisitivo de aquellos que perciben los menores ingresos;

f) Procurar el suministro de medicamentos esenciales para tratamientos ambulatorios a pacientes en condiciones de alta vulnerabilidad social, el acceso a medicamentos e insumos esenciales para la prevención y el tratamiento de enfermedades infecciosas y crónicas no trasmisibles; atender al efectivo cumplimiento de la ley 27.491 de control de enfermedades prevenibles por vacunación y asegurar a los beneficiarios del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados y del Sistema Nacional del Seguro de Salud, el acceso a las prestaciones médicas esenciales;

g) Impulsar la recuperación de los salarios atendiendo a los sectores más vulnerados y generar mecanismos para facilitar la obtención de acuerdos salariales.

TÍTULO II

Sostenibilidad de la Deuda Pública

Artículo 3°- Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina.

Artículo 4°- El Poder Ejecutivo nacional remitirá un informe con los resultados alcanzados como producto de las gestiones y actos mencionados en el artículo 3° de esta ley, a la Comisión Bicameral Permanente de Seguimiento y Control de la Gestión de Contratación y de Pago de la Deuda Exterior de la Nación del Honorable Congreso de la Nación.

TÍTULO III

Sistema Energético

Artículo 5°- Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

Invítase a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

(Nota Infoleg: por art. 1º del Decreto Nº 543/2020 B.O. 19/6/2020 se prorroga el plazo establecido en el presente artículo, desde su vencimiento, y por un plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días corridos. Vigencia: a partir del día de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.)

Artículo 6°- Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARCAS) por el término de un (1) año.

Artículo 7°- Suspéndese la aplicación de lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la ley 27.467. Durante la vigencia de la emergencia declarada en la presente, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) mantendrá su competencia sobre el servicio público de distribución de energía de las concesionarias Empresa Distribuidora Norte S.A. (Edenor) Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur).

TÍTULO IV

Obligaciones Tributarias

CAPÍTULO 1

Regularización de Obligaciones Tributarias, de la Seguridad Social y Aduaneras para MiPyMEs

Artículo 8°- Los contribuyentes y responsables de los tributos y de los recursos de la seguridad social cuya aplicación, percepción y fiscalización se encuentren a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, que encuadren y se encuentren inscriptos como Micro, Pequeñas o Medianas Empresas, según los términos del artículo 2° de la ley 24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias, podrán acogerse, por las obligaciones vencidas al 30 de noviembre de 2019 inclusive, o infracciones relacionadas con dichas obligaciones, al régimen de regularización de deudas tributarias y de los recursos de la seguridad social y de condonación de intereses, multas y demás sanciones que se establecen por el presente Capítulo. A tal fin, deberán acreditar su inscripción con el Certificado MiPyME, vigente al momento de presentación al régimen que se aprueba por la presente ley, conforme lo establecido por la Secretaría de Emprendedores y de la Pequeña y Mediana Empresa del actual Ministerio de Desarrollo Productivo. Podrán acogerse al mismo régimen las entidades civiles sin fines de lucro.

Se excluyen de lo dispuesto en el párrafo anterior las deudas originadas en:

a) Cuotas con destino al régimen de riesgos del trabajo y los aportes y contribuciones con destino a las obras sociales.

Invítase a las obras sociales y a las aseguradoras del riesgo del trabajo a establecer programas de regularización de deudas en condiciones similares a las previstas en el presente capítulo;

b) Los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y el Dióxido de Carbono establecidos por el Título III de la ley 23.966, (t.o. 1998) y sus modificatorias; el impuesto al Gas Natural sustituido por ley 27.430; el Impuesto sobre el Gas Oil y el Gas Licuado que preveía la ley 26.028 y sus modificatorias, y el Fondo Hídrico de Infraestructura que regulaba la ley 26.181 y sus modificatorias, ambos derogados por el artículo 147 de la ley 27.430;

c) El Impuesto Específico sobre la Realización de Apuestas, establecido por la ley 27.346 y su modificatoria.

Aquellas MiPyMEs que no cuenten con el certificado MiPyME al momento de la publicación de la presente, podrán adherir al presente régimen de manera condicional, siempre que lo tramiten y obtengan dentro del plazo establecido en el último párrafo del presente artículo. La adhesión condicional caducará si el presentante no obtiene el certificado en dicho plazo. La autoridad de aplicación podrá extender el plazo para la tramitación del mismo.

Se podrá incluir en este régimen la refinanciación de planes de pago vigentes y las deudas emergentes de planes caducos.

Se consideran comprendidas en el presente régimen las obligaciones correspondientes al Fondo para Educación y Promoción Cooperativa establecido por la ley 23.427 y sus modificatorias, así como los cargos suplementarios por tributos a la exportación o importación, las liquidaciones de los citados tributos comprendidas en el procedimiento para las infracciones conforme lo previsto por la ley 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias y los importes que en concepto de estímulos a la exportación debieran restituirse al fisco nacional. No resultan alcanzadas por el mismo las obligaciones o infracciones vinculadas con regímenes promocionales que concedan beneficios tributarios.

El acogimiento previsto en el presente artículo podrá formularse entre el primer mes calendario posterior al de la publicación de la reglamentación del régimen en el Boletín Oficial hasta el 30 de abril de 2020, inclusive.

(Nota Infoleg: por art. 1° del Decreto N° 316/2020 B.O. 28/3/2020 se prorroga hasta el 30 de junio de 2020, inclusive, el plazo establecido en el último párrafo del presente artículo para que los contribuyentes puedan acogerse al Régimen de Regularización establecido en el Título IV de esta Ley. Vigencia: a partir del día siguiente al de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.)

Artículo 9°- Quedan incluidas en lo dispuesto en el artículo anterior las obligaciones allí previstas que se encuentren en curso de discusión administrativa o sean objeto de un procedimiento administrativo o judicial a la fecha de publicación de la presente ley en el Boletín Oficial, en tanto el demandado se allane incondicionalmente por las obligaciones regularizadas y, en su caso, desista y renuncie a toda acción y derecho, incluso el de repetición, asumiendo el pago de las costas y gastos causídicos.

El allanamiento y/o, en su caso, desistimiento, podrá ser total o parcial y procederá en cualquier etapa o instancia administrativa o judicial, según corresponda.

Quedan también incluidas en el artículo anterior aquellas obligaciones respecto de las cuales hubieran prescripto las facultades de la Administración Federal de Ingresos Públicos para determinarlas y exigirlas, y sobre las que se hubiere formulado denuncia penal tributaria o, en su caso, penal económica, contra los contribuyentes o responsables, siempre que el requerimiento lo efectuare el deudor.

Artículo 10.- El acogimiento al presente régimen producirá la suspensión de las acciones penales tributarias y aduaneras en curso y la interrupción de la prescripción penal, aun cuando no se hubiere efectuado la denuncia penal hasta ese momento o cualquiera sea la etapa del proceso en que se encuentre la causa, siempre y cuando la misma no tuviere sentencia firme.

La cancelación total de la deuda en las condiciones previstas en el presente régimen, por compensación, de contado o mediante plan de facilidades de pago, producirá la extinción de la acción penal tributaria o aduanera, en la medida que no exista sentencia firme a la fecha de cancelación. En el caso de las infracciones aduaneras, la cancelación total producirá la extinción de la acción penal aduanera en los términos de los artículos 930 y 932 de la ley 22.415 (Código Aduanero), en la medida en que no exista sentencia firme a la fecha de acogimiento.

La caducidad del plan de facilidades de pago implicará la reanudación de la acción penal tributaria o aduanera, según fuere el caso, o habilitará la promoción por parte de la Administración Federal de Ingresos Públicos de la denuncia penal que corresponda, en aquellos casos en que el acogimiento se hubiere dado en forma previa a su interposición. También importará el comienzo o la reanudación, según el caso, del cómputo de la prescripción penal tributaria y/o aduanera.

Artículo 11.- Establécese, con alcance general, para los sujetos que se acojan al régimen de regularización excepcional previsto en este Capítulo y mientras cumplan con los pagos previstos en el artículo anterior, las siguientes exenciones y/o condonaciones:

a) De las multas y demás sanciones previstas en la ley 11.683 (t.o. 1998) y sus modificatorias, en la ley 17.250 y sus modificatorias, en la ley 22.161 y sus modificatorias y en la ley 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias, que no se encontraren firmes a la fecha del acogimiento al régimen de regularización previsto en este Capítulo;

b) Del cien por ciento (100%) de los intereses resarcitorios y/o punitorios previstos en los artículos 37 y 52 de la ley 11.683 (t.o. 1998) y sus modificatorias, del capital adeudado y adherido al régimen de regularización correspondiente al aporte personal previsto en el artículo 10, inciso c) de la ley 24.241 y sus modificaciones, de los trabajadores autónomos comprendidos en el artículo 2°, inciso b) de la citada norma legal;

c) De los intereses resarcitorios y/o punitorios previstos en los artículos 37, 52 y 168 de la ley 11.683 (t.o. 1998) y sus modificatorias, los intereses resarcitorios y/o punitorios sobre multas y tributos aduaneros (incluidos los importes que en concepto de estímulos a la exportación debieran restituirse al fisco nacional) previstos en los artículos 794, 797, 845 y 924 de la ley 22.415 (Código Aduanero) en el importe que por el total de intereses supere el porcentaje que para cada caso se establece a continuación:

1. Período fiscal 2018 y obligaciones mensuales vencidas al 30 de noviembre de 2019: el diez por ciento (10%) del capital adeudado.

2. Períodos fiscales 2016 y 2017: veinticinco por ciento (25%) del capital adeudado.

3. Periodos fiscales 2014 y 2015: cincuenta por ciento (50%) del capital adeudado.

4. Periodos fiscales 2013 y anteriores: setenta y cinco por ciento (75%) del capital adeudado.

Lo dispuesto en los párrafos anteriores será de aplicación respecto de los conceptos mencionados que no hayan sido pagados o cumplidos con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley y correspondan a obligaciones impositivas, aduaneras y de los recursos de la seguridad social vencidas, o por infracciones cometidas al 30 de noviembre de 2019.

Artículo 12.- El beneficio de liberación de multas y demás sanciones correspondientes a infracciones formales cometidas hasta el 30 de noviembre de 2019, que no se encuentren firmes ni abonadas, operará cuando con anterioridad a la fecha en que finalice el plazo para el acogimiento al presente régimen, se haya cumplido o se cumpla la respectiva obligación formal.

De haberse sustanciado el sumario administrativo previsto en el artículo 70 de la ley 11.683 (t.o. 1998) y sus modificaciones, el citado beneficio operará cuando el acto u omisión atribuido se hubiere subsanado antes de la fecha de vencimiento del plazo para el acogimiento al presente régimen.

Cuando el deber formal transgredido no fuese, por su naturaleza, susceptible de ser cumplido con posterioridad a la comisión de la infracción, la sanción quedará condonada de oficio, siempre que la falta haya sido cometida con anterioridad al 30 de noviembre de 2019, inclusive.

Las multas y demás sanciones, correspondientes a obligaciones sustanciales devengadas al 30 de noviembre de 2019, quedarán condonadas de pleno derecho, siempre que no se encontraren firmes a la fecha de entrada en vigencia de esta ley y la obligación principal hubiera sido cancelada a dicha fecha.

También serán condonados los intereses resarcitorios y/o punitorios correspondientes al capital cancelado con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley.

La liberación de multas y sanciones importará, asimismo y de corresponder, la baja de la inscripción del contribuyente del Registro Público de Empleadores con Sanciones Laborales (REPSAL) contemplado en la ley 26.940.

Artículo 13.- El beneficio que establece el artículo 11 procederá si los sujetos cumplen, respecto del capital, multas firmes e intereses no condonados, algunas de las siguientes condiciones:

a) Compensación de la mencionada deuda, cualquiera sea su origen, con saldos de libre disponibilidad, devoluciones, reintegros o reembolsos a los que tengan derecho por parte de la Administración Federal de Ingresos Públicos, en materia impositiva, aduanera o de recursos de la seguridad social a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley;

b) Cancelación mediante pago al contado, hasta la fecha en que se efectúe el acogimiento al presente régimen, siendo de aplicación en estos casos una reducción del quince por ciento (15%) de la deuda consolidada;

c) Cancelación total mediante alguno de los planes de facilidades de pago que al respecto disponga la Administración Federal de Ingresos Públicos, los que se ajustarán a las siguientes condiciones:

1. Tendrán un plazo máximo de:

1.1. Sesenta (60) cuotas para aportes personales con destino al Sistema Único de la Seguridad Social y para retenciones o percepciones impositivas y de los recursos de la seguridad social.

1.2. Ciento veinte (120) cuotas para las restantes obligaciones.

2. La primera cuota vencerá como máximo el 16 de julio de 2020 según el tipo de contribuyente, deuda y plan de pagos adherido.

3. Podrán contener un pago a cuenta de la deuda consolidada en los casos de Pequeñas y Medianas Empresas.

4. La tasa de interés será fija, del tres por ciento (3%) mensual, respecto de los primeros doce (12) meses y luego será la tasa variable equivalente a BADLAR utilizable por los bancos privados. El contribuyente podrá optar por cancelar anticipadamente el plan de pagos en la forma y bajo las condiciones que al efecto disponga la Administración Federal de Ingresos Públicos.

5. La calificación de riesgo que posea el contribuyente ante la Administración Federal de Ingresos Públicos no será tenida en cuenta para la caracterización del plan de facilidades de pago.

6. Los planes de facilidades de pago caducarán:

6.1. Por la falta de pago de hasta seis (6) cuotas.

6.2. Incumplimiento grave de los deberes tributarios

6.3. Invalidez del saldo de libre disponibilidad utilizado para compensar la deuda.

6.4. La falta de obtención del Certificado MiPyME en los términos del artículo 8° de la presente ley.

Artículo 14.- Los agentes de retención y percepción quedarán liberados de multas y de cualquier otra sanción que no se encuentre firme a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley, cuando exterioricen y paguen, en los términos del presente régimen, el importe que hubieran omitido retener o percibir, o el importe que, habiendo sido retenido o percibido, no hubieran ingresado, luego de vencido el plazo para hacerlo.

De tratarse de retenciones no practicadas o percepciones no efectuadas, los agentes de retención o percepción quedarán eximidos de responsabilidad si el sujeto pasible de dichas obligaciones regulariza su situación en los términos del presente régimen o lo hubiera hecho con anterioridad.

Respecto de los agentes de retención y percepción, regirán las mismas condiciones suspensivas y extintivas de la acción penal previstas para los contribuyentes en general, así como también las mismas causales de exclusión previstas en términos generales.

Artículo 15.- No se encuentran sujetas a reintegro o repetición las sumas que, con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley, se hubieran ingresado en concepto de intereses resarcitorios y/o punitorios y/o multas, así como los intereses previstos en el artículo 168 de la ley 11.683 (t.o. 1998) y sus modificatorias, por las obligaciones comprendidas en el presente régimen.

Artículo 16.- Quedan excluidos de las disposiciones de la presente ley quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones a la fecha de publicación de la presente en el Boletín Oficial:

a) Los declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en las leyes 24.522 y sus modificatorias, o 25.284 y sus modificatorias, mientras duren los efectos de dicha declaración;

b) Los condenados por alguno de los delitos previstos en las leyes 23.771,24.769 y sus modificatorias, Título IX de la ley 27.430 o en la ley 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias, respecto de los cuales se haya dictado sentencia firme con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley, siempre que la condena no estuviera cumplida;

c) Los condenados por delitos dolosos que tengan conexión con el incumplimiento de obligaciones tributarias, respecto de los cuales se haya dictado sentencia firme con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley, siempre que la condena no estuviere cumplida;

d) Las personas jurídicas en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros del consejo de vigilancia, consejeros o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido condenados por infracción a las leyes 23.771 o 24.769 y sus modificaciones, Título IX de la ley 27.430, ley 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias o por delitos dolosos que tengan conexión con el incumplimiento de obligaciones tributarias, respecto de los cuales se haya dictado sentencia firme con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley, siempre que la condena no estuviere cumplida.

Artículo 17.- La Administración Federal de Ingresos Públicos dictará la normativa complementaria y aclaratoria necesaria, a fin de implementar el presente régimen:

a) Establecerá los plazos, formas, requisitos y condiciones para acceder al programa de regularización que se aprueba por la presente y sus reglas de caducidad;

b) Definirá condiciones diferenciales referidas a las establecidas en el presente Capítulo, a fin de:

b. 1. Estimular la adhesión temprana al mismo.

b.2. Ordenar la refinanciación de planes vigentes.

CAPÍTULO 2

Reintegros a sectores vulnerados

Artículo 18.- Sustitúyese el artículo 77 de la ley 27.467, por el siguiente:

Artículo 77: Facúltase a la Administración Federal de Ingresos Públicos a establecer un régimen de reintegros para personas humanas que revistan la condición de consumidores finales y de estímulos para los pequeños contribuyentes que efectúen las actividades indicadas en el artículo 10 de la ley 27.253, destinado a estimular comportamientos vinculados con la formalización de la economía y el cumplimiento tributario.

Tanto el reintegro como los estímulos deberán priorizar a los sectores más vulnerados de la sociedad y fomentar la inclusión financiera. Asimismo, contendrán los límites que aseguren su aplicación sostenida durante el plazo de vigencia de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, para lo cual la Administración Federal de Ingresos Públicos estará facultada a requerir informes técnicos y sociales y a coordinar su aplicación con el Ministerio de Desarrollo Social, con la Administración Nacional de la Seguridad Social, así como con las demás autoridades administrativas que resulten competentes.

El Ministerio de Economía determinará el presupuesto asignado para los reintegros correspondientes.

CAPÍTULO 3

Seguridad social. Contribuciones patronales

Artículo 19.- Establécense las alícuotas que se describen a continuación, correspondientes a las contribuciones patronales sobre la nómina salarial con destino a los subsistemas de Seguridad Social regidos por las leyes 19.032 (INSSJP), 24.013 (Fondo Nacional de Empleo), 24.241 (Sistema Integrado Previsional Argentino) y 24.714 (Régimen de Asignaciones Familiares), a saber:

a) Veinte con cuarenta centésimos (20,40%) para los empleadores pertenecientes al sector privado cuya actividad principal encuadre en el sector "Servicios" o en el sector "Comercio", de acuerdo con lo dispuesto en la resolución de la Secretaría de Emprendedores y de la Pequeña y Mediana Empresa N° 220 del 12 de

abril de 2019 y su modificatoria, o la que en el futuro la reemplace, siempre que sus ventas totales anuales superen, en todos los casos, los límites para la categorización como empresa mediana tramo 2, efectuado por el órgano de aplicación pertinente, con excepción de los comprendidos en las leyes 23.551, 23.660 y 23.661;

b) Dieciocho por ciento (18%) para los restantes empleadores pertenecientes al sector privado no incluidos en el inciso anterior. Asimismo, esta alícuota será de aplicación a las entidades y organismos del sector público comprendidos en el artículo 1° de la ley 22.016 y sus modificatorias.

A los fines de los incisos anteriores, se entenderá como empleadores pertenecientes al sector público, a los comprendidos en la ley 24.156 y sus modificatorias de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Nacional, y/o comprendidos en normas similares dictadas por las provincias, las municipalidades y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según el caso.

Las alícuotas fijadas sustituyen las vigentes para los regímenes del Sistema Único de la Seguridad Social (SUSS), previstos en los incisos a), b), d) y f) del artículo 87 del decreto 2.284 de fecha 31 de octubre de 1991, conservando plena aplicación las correspondientes a los regímenes enunciados en los incisos c) y e) del precitado artículo.

(Nota Infoleg: por art. 1º del Decreto Nº 545/2020 B.O. 19/6/2020 se prorroga por el plazo de SESENTA (60) días a partir de la fecha de su vencimiento la vigencia de las disposiciones del artículo 1º del Decreto N° 300/2020 . Vigencia: a partir del día de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.)

(Nota Infoleg: por art. 1° del Decreto N° 300/2020 B.O. 20/3/2020 se establece por el plazo de NOVENTA (90) días una reducción del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de la alícuota prevista en el artículo 19 de la presente Ley, que se destine al Sistema Integrado Previsional Argentino creado mediante Ley N° 24.241 y sus modificatorias, aplicable a los empleadores pertenecientes a los servicios, establecimientos e instituciones relacionadas con la salud, cuyas actividades, identificadas en los términos del “Clasificador de Actividades Económicas (CLAE)” aprobado por la Resolución General (AFIP) N° 3537 del 30 de octubre de 2013 o aquella que la reemplace en el futuro, se especifican en el Anexo que forma parte integrante de la medida de referencia, respecto de los profesionales, técnicos, auxiliares y ayudantes que presten servicios relacionados con la salud. Vigencia: al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial.)

Artículo 20.- El Poder Ejecutivo nacional establecerá las proporciones que, de las contribuciones patronales que se determinen por la aplicación de la alícuota a que alude el primer párrafo del artículo precedente, se distribuirán a cada uno de los subsistemas del Sistema Único de Seguridad Social allí mencionados, de conformidad con las normas de fondo que rigen a dichos subsistemas.

Hasta que entre en vigencia la norma por la que se fijen tales proporciones, las contribuciones patronales que se determinen por la aplicación de las referidas alícuotas se distribuirán en igual proporción a la aplicable hasta el momento de entrada en vigencia de la presente ley.

Artículo 21.- De la contribución patronal definida en el artículo 19, efectivamente abonada, los contribuyentes y responsables podrán computar, como crédito fiscal del Impuesto a! Valor Agregado, el monto que resulta de aplicar a las mismas bases imponibles, los puntos porcentuales que para cada supuesto se indican en el Anexo I que forma parte integrante de la presente ley.

En el caso de los exportadores, las contribuciones que resulten computables como crédito fiscal del Impuesto al Valor Agregado, de acuerdo a lo previsto en el párrafo anterior, tendrán el carácter de impuesto facturado a los fines de la aplicación del artículo 43 de la ley del tributo, t.o. en 1997 y sus modificatorias.

Artículo 22.- De la base imponible sobre la que corresponda aplicar la alícuota prevista en el primer párrafo del artículo 19, se detraerá mensualmente, por cada uno de los trabajadores, un importe de pesos siete mil tres con sesenta y ocho centavos ($ 7.003,68) en concepto de remuneración bruta.

El importe antes mencionado podrá detraerse cualquiera sea la modalidad de contratación, adoptada bajo la Ley de Contrato de Trabajo, ley 20.744, to. 1976 y sus modificatorias, el Régimen Nacional de Trabajo Agrario, ley 26.727 y el régimen de la industria de la construcción establecido por la ley 22.250, sus modificatorias y complementarias.

Para los contratos a tiempo parciales a los que refiere el artículo 92 ter de la Ley de Contrato de Trabajo, ley 20.744, t.o. 1976, y sus modificatorias, el referido importe se aplicará proporcionalmente al tiempo trabajado considerando la jornada habitual de la actividad. También deberá efectuarse la proporción que corresponda, en aquellos casos en que, por cualquier motivo, el tiempo trabajado involucre una fracción inferior al mes.

De la base imponible considerada para el cálculo de las contribuciones correspondientes a cada cuota semestral del sueldo anual complementario, se detraerá un importe equivalente al cincuenta por ciento (50%) del que resulte de las disposiciones previstas en los párrafos anteriores. En el caso de liquidaciones proporcionales del sueldo anual complementario y de las vacaciones no gozadas, la detracción a considerar para el cálculo de las contribuciones por dichos conceptos deberá proporcionarse de acuerdo con el tiempo por el que corresponda su pago. La detracción regulada en este artículo no podrá arrojar una base imponible inferior al límite previsto en el primer párrafo del artículo 9° de la ley 24.241 y sus modificatorias.

La reglamentación podrá prever similar mecanismo para relaciones laborales que se regulen por otros regímenes y fijará el modo en que se determinará la magnitud de la detracción de que se trata para las situaciones que ameriten una consideración especial.

Los empleadores comprendidos en los decretos 1.067 del 22 de noviembre de 2018, 128 del 14 de febrero de 2019 y 688 del 4 de octubre de 2019 y su modificatorio, con los requisitos y condiciones previstos en esas normas, deberán considerar que la suma a la que se refiere el primer párrafo de este artículo es, a partir de la entrada en vigencia de esta ley, de pesos diecisiete mil quinientos nueve con veinte centavos ($17.509,20), la que no sufrirá actualización alguna.

Similar detracción a la prevista en el párrafo anterior podrán aplicar los empleadores concesionarios de servicios públicos, en la medida que el capital social de la sociedad concesionaria pertenezca en un porcentaje no inferior al ochenta por ciento (80%) al Estado nacional.

Artículo 23.- Adicionalmente a la detracción indicada en el artículo anterior, los empleadores que tengan una nómina de hasta veinticinco (25) empleados gozarán de una detracción de pesos diez mil ($ 10.000) mensual, aplicable sobre la totalidad de la base imponible precedentemente indicada.

Artículo 24.- Las disposiciones del presente Capítulo no serán de aplicación para los empleadores titulares de establecimientos educativos de gestión privada que se encontraren incorporados a la enseñanza oficial conforme las disposiciones de las leyes 13.047 y 24.049, hasta el 31 de diciembre de 2020, los que continuarán aplicando las alícuotas de contribuciones patronales que les correspondieron hasta la entrada en vigencia de la presente ley.

Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a prorrogar el plazo indicado en el primer párrafo del presente artículo cuando así lo aconseje la situación económica del sector. Esta facultad sólo podrá ser ejercida previos informes técnicos favorables y fundados del Ministerio de Educación y del Ministerio de Economía.

Artículo 25.- El Ministerio de Economía y el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social en lo que fuere materia de su competencia, serán las autoridades de aplicación de la presente ley, quedando facultados para dictar las normas interpretativas y complementarias correspondientes.

Artículo 26.- Deróganse los decretos 814/01 y 1.009/01 y el artículo 173 de la ley 27.430.

CAPÍTULO 4

Ajuste por inflación impositivo

Artículo 27.- Sustituyese el artículo 194 de la Ley de Impuesto a las Ganancias texto ordenado en 2019, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

Artículo 194: El ajuste por inflación positivo o negativo, según sea el caso, a que se refiere el Título VI de esta ley, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1° de enero de 2019, que se deba calcular en virtud de verificarse los supuestos previstos en los dos (2) últimos párrafos del artículo 106, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los cinco (5) períodos fiscales inmediatos siguientes.

Lo indicado en el párrafo anterior no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, conforme a lo dispuesto en el artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias, texto según decreto 824 del 5 de diciembre de 2019.

CAPÍTULO 5

Bienes personales e impuesto cedular

Artículo 28. - Modifícase, con efectos a partir del período fiscal 2019 inclusive, el artículo 25 de la ley 23.966 del Impuesto sobre los Bienes Personales, texto ordenado en 1997 y sus modificatorias, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

Artículo 25: El gravamen a ingresar por los contribuyentes indicados en el inciso a) del artículo 17, será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes sujetos al impuesto -excepto aquellos que queden sujetos a la alícuota que se determine de conformidad a lo dispuesto en el segundo párrafo de este artículo y los comprendidos en el artículo sin número incorporado a continuación, del artículo 25 de esta ley- que exceda del establecido en el artículo 24, la siguiente escala:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán $	Más el %	Sobre el excedente de $
Más de $	a $			
0	3.000.000, inclusive	0	0,50 %	0
3.000.000	6.500.000, inclusive	15.000	0,75 %	3.000.000
6.500.000	18.000.000, inclusive	41.250	1,00 %	6.500.000
18.000.000	En adelante	156.250	1,25 %	18.000.000

Delégase en el Poder Ejecutivo nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un cien por ciento (100%) sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. En el supuesto de definir dichas alícuotas diferenciales y a fin de determinar el monto alcanzado por cada tasa, el mínimo no imponible se restará en primer término de los bienes en el país.

A los fines previstos en el párrafo precedente, se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior, participaciones societarias y/o equivalentes (títulos valores privados, acciones, cuotas y demás participaciones) en todo tipo de entidades, sociedades o empresas, con o sin personería jurídica, constituidas, domiciliadas, radicadas o ubicadas en el exterior incluidas las empresas unipersonales; derechos inherentes al carácter de beneficiario, fideicomisario (o similar) de fideicomisos (trusts o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior, o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior; toda clase de instrumentos financieros o títulos valores, tales como bonos, obligaciones negociables, valores representativos y certificados de depósito de acciones, cuotapartes de fondos comunes de inversión y otros similares, cualquiera sea su denominación; créditos y todo tipo de derecho del exterior, susceptible de valor económico y toda otra especie que se prevea en la reglamentación, pudiendo también precisar los responsables sustitutos en aquellos casos en que se detecten maniobras elusivas o evasivas.

Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior. En caso de que el Poder Ejecutivo nacional ejerciera la facultad prevista en el segundo párrafo de este artículo, el cómputo respectivo procederá, en primer término, contra el impuesto que resulte de acuerdo con las disposiciones del primer párrafo de este artículo, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por aplicación de las alícuotas diferenciales.

Artículo 29. - Sustituyese, con efectos a partir del período fiscal 2019, inclusive, el primer párrafo del artículo sin número agregado a continuación del artículo 25 del Título VI de la ley 23.966 de Impuesto sobre los Bienes Personales, t.o. en 1997 y sus modificatorias, por el siguiente:

Artículo...: El gravamen correspondiente a las acciones o participaciones en el capital de las sociedades regidas por la Ley General de Sociedades ley 19.550, t.o. 1984 y sus modificaciones, cuyos titulares sean personas humanas y/o sucesiones indivisas domiciliadas en el país o en el exterior, y/o sociedades y/o cualquier otra persona jurídica, domiciliada en el exterior, será liquidado o ingresado por las sociedades regidas por esa ley y la alícuota a aplicar será de cincuenta centésimos por ciento (0,50%) sobre el valor determinado de acuerdo con lo establecido por el inciso h) del artículo 22 de la presente norma. El impuesto así ingresado tendrá el carácter de pago único y definitivo.

Artículo 30.- Modifícase el Título VI de la ley 23.966 y sus modificatorias, del Impuesto sobre los Bienes Personales, con relación a la condición de los contribuyentes, con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, de la siguiente manera:

El sujeto del impuesto se regirá por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en los artículos 119 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019, quedando sin efecto el criterio de "domicilio".

Artículo 31.- Establécese que la alícuota prevista en el primer párrafo del artículo 26 del Título VI de la ley 23.966 de Impuesto sobre los Bienes Personales, t.o. en 1997 y sus modificaciones, para los períodos fiscales 2019 y siguientes, será de cincuenta centésimos por ciento (0,50%).

Artículo 32.- Derogan se el artículo 95 y el artículo 96 en la parte correspondiente a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. en 2019) a partir del periodo fiscal 2020.

Artículo 33.- Sustituyese el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. en 2019), por el siguiente:

h) Los intereses originados por los siguientes depósitos efectuados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la ley 21.526 y sus modificaciones: en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público, conforme lo determine el Banco Central de la República Argentina en virtud de lo que establece la legislación respectiva. A efectos de la presente exención, se restablece la vigencia de las normas derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la ley 27.430, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la ley del impuesto para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

Quedan excluidos de esta exención los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste.

Articulo 34.- Incorpórese como último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a Las Ganancias, texto ordenado en 2019, con aplicación a partir del periodo fiscal 2020, el siguiente:

Cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del artículo 98 de la ley, no comprendidos en el primer párrafo de este inciso, los sujetos mencionados en este último también quedan exentos por los resultados provenientes de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la ley del impuesto. Idéntico tratamiento le resultará de aplicación a los beneficiarios del exterior, por aquellos valores no comprendidos en el cuarto párrafo de este inciso, en la medida que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

CAPÍTULO 6

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAÍS)

Artículo 35.- Establécese con carácter de emergencia, por el término de cinco (5) períodos fiscales a partir del día de entrada en vigencia de la presente ley, un impuesto que se aplicará en todo el territorio de la Nación sobre las siguientes operaciones:

a) Compra de billetes y divisas en moneda extranjera -incluidos cheques de viajero- para atesoramiento o sin un destino específico vinculado al pago de obligaciones en los términos de la reglamentación vigente en el mercado de cambios, efectuada por residentes en el país;

b) Cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden del adquirente locatario o prestatario destinadas al pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior, que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito comprendidas en el sistema previsto en la ley 25.065 y cualquier otro medio de pago equivalente que determine la reglamentación, incluidas las relacionadas con las extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior. Asimismo, resultan incluidas las compras efectuadas a través de portales o sitios virtuales y/o cualquier otra modalidad por la cual las operaciones se perfeccionen, mediante compras a distancia, en moneda extranjera;

c) Cambio de divisas efectuado por las entidades financieras destinadas al pago, por cuenta y orden del contratante residente en el país de servicios prestados por sujetos no residentes en el país, que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y de débito, comprendidas en el sistema previsto en la ley 25.065 y cualquier otro medio de pago equivalente que determine la reglamentación;

d) Adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo -mayoristas y/o minoristas-, del país.

e) Adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática, de pasajeros con destino fuera del país, en la medida en la que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes en los términos que fije la reglamentación.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución General N° 4664/2020 de la AFIP B.O. 15/1/2020 se aclara que las adquisiciones de servicios de transporte contempladas en el inciso e) del presente artículo, cuyo destino sea las Islas Malvinas, Georgias del Sur y Sandwich del Sur, no se encuentran alcanzadas por la percepción establecida en ésta ley. Vigencia: a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial y resultarán de aplicación para las operaciones efectuadas a partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541.)

Artículo 36.- Serán pasibles del impuesto que se aprueba por la presente ley, los sujetos residentes en el país -personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables- que realicen alguna de las operaciones citadas en el artículo anterior. Si la operación se realiza mediante tarjetas de crédito, de compra y/o de débito, el impuesto alcanza a quienes sean sus titulares, usuarios, titulares adicionales y/o beneficiarios de extensiones.

No se encuentran alcanzadas por el presente impuesto las jurisdicciones y entidades comprendidas en el inciso a) y b) del artículo 8° de la ley 24.156 y sus modificaciones y toda otra entidad de titularidad exclusiva del Estado Nacional, y sus equivalentes en los Estados provinciales, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios.

Tampoco se encontrarán alcanzadas por el presente impuesto las siguientes operaciones:

a) Los gastos referidos a prestaciones de salud, compra de medicamentos, adquisición de libros en cualquier formato, utilización de plataformas educativas y software con fines educativos;

b) Los gastos asociados a proyectos de investigación efectuados por investigadores que se desempeñen en el ámbito del Estado nacional, Estados provinciales, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios, así como las universidades e instituciones integrantes del sistema universitario argentino;

c) Adquisición en el exterior de materiales de equipamiento y demás bienes destinado a la lucha contra el fuego y la protección civil de la población por parte de las entidades reconocidas en la ley 25.054 y sus modificatorias.

Artículo 37.- El pago del impuesto estará a cargo del adquirente, locatario o prestatario pero deberán actuar en carácter de agentes de percepción y liquidación del mismo, los sujetos que para cada tipo de operaciones se indican a continuación:

a) Operaciones comprendidas en el inciso a) del primer párrafo del artículo 35: Las entidades autorizadas a operar en cambios por el Banco Central de la República Argentina;

b) Operaciones comprendidas en los incisos b) y c) del artículo 35: Las entidades que efectúen los cobros de las liquidaciones a los usuarios de sistemas de tarjetas de crédito, débito y/o compra respecto de las operaciones alcanzadas por el presente régimen. En caso de que intervengan agrupadores o agregadores de pago, la reglamentación establecerá el obligado en carácter de agente de percepción;

c) Operaciones comprendidas en el inciso d) del artículo 35: Las agencias de viajes y turismo mayoristas o minoristas, que efectúen el cobro de los servicios;

d) Operaciones comprendidas en el inciso e) del artículo 35: Las empresas de transporte terrestre, aéreo o por vía acuática, que efectúen el cobro de los mismos.

Artículo 38.- La percepción del impuesto deberá practicarse en la oportunidad que a continuación se indica:

a) Operaciones comprendidas en el inciso a) del primer párrafo del artículo 35: En el momento de efectivizarse la operación cambiaría. El importe de la percepción practicada deberá consignarse, en forma discriminada, en el comprobante que documente la operación de cambio el cual constituirá la constancia de las percepciones sufridas;

b) Operaciones comprendidas en los incisos b) y c) del artículo 35 canceladas con tarjeta de crédito y/o compra: En la fecha de cobro del resumen y/o liquidación de la tarjeta de que se trate, aun cuando el saldo resultante del mismo se abone en forma parcial. El importe de la percepción practicada deberá consignarse, en forma discriminada, en el referido documento, el cual constituirá comprobante justificativo de las percepciones sufridas;

c) Operaciones comprendidas en los incisos b) y c) del artículo 35 canceladas con tarjeta de débito: En la fecha de débito en la cuenta bancaria asociada. Resultará comprobante justificativo suficiente de las percepciones sufridas el extracto o resumen bancario de la cuenta afectada al sistema de tarjeta de débito, cuando éstos detallen en forma discriminada e individualizada por operación las sumas percibidas;

d) Operaciones comprendidas en los incisos d) y e) del artículo 35: En la fecha de cobro del servicio contratado, aun cuando el mismo se abone en forma parcial o en cuotas, en cuyo caso el monto de la percepción deberá ser percibido en su totalidad con el primer pago. El importe de la percepción practicada deberá consignarse, en forma discriminada, en la factura o documento equivalente que se emita por la prestación de servicios efectuada, el cual constituirá comprobante justificativo de las percepciones sufridas.

Artículo 39.- El impuesto establecido en el artículo 35 se determinará aplicando la alícuota del treinta por ciento (30%), según el siguiente detalle:

a) Sobre el importe total de cada operación alcanzada, para el caso de las operaciones comprendidas en los incisos a), b), c) y d) del primer párrafo del artículo citado;

b) Sobre el precio, neto de impuestos y tasas, de cada operación alcanzada para el caso de las operaciones comprendidas en el inciso e) del primer párrafo del artículo 35.

De tratarse de operaciones expresadas en moneda extranjera, deberá efectuarse la conversión a su equivalente en moneda local, aplicando el tipo de cambio vendedor que, para la moneda de que se trate, fije el Banco de la Nación Argentina al cierre del último día hábil inmediato anterior a la fecha de emisión del resumen, liquidación y/o factura o documento equivalente.

Artículo 40.- La Administración Federal de Ingresos Públicos establecerá las formas, plazos, requisitos y demás condiciones para la declaración e ingreso del impuesto previsto en el artículo 35, tanto por parte de los agentes de percepción como del sujeto imponible, así como para la acreditación de las exenciones previstas en la presente.

Asimismo, en caso de resultar necesario, dispondrá de un plazo especial para la percepción e ingreso del impuesto atendiendo a eventuales adecuaciones en los sistemas administrativos de los agentes de percepción.

Artículo 41.- Deléganse en el Poder Ejecutivo nacional, las siguientes facultades:

a) Incorporar nuevas operaciones al listado enunciado en el artículo 35, en la medida en que impliquen la adquisición de moneda extranjera de manera directa o indirecta, e identificar en su caso nuevos agentes de percepción a los enunciados en el artículo 37;

b) Reducir la alícuota establecida en el artículo 39 en la medida en que se hayan morigerado las causas que motivan la emisión de la presente ley, y restituirlas en su caso;

c) Suspender temporalmente la aplicación del presente impuesto en atención a razones de orden fundadas;

d) Establecer una alícuota reducida a los servicios indicados en el artículo 3° inciso e) apartado 21 subapartado m) de la Ley del Impuesto al Valor Agregado (t.o. en 1997) y sus modificaciones;

e) Realizar estudios e investigaciones sobre el impacto social y económico del impuesto y de otras modalidades de transacciones que involucren directa o indirectamente adquisición de moneda extranjera que correspondan alcanzar o eximir, según el caso, con arreglo al objeto pretendido por el gravamen. A tal efecto, el Banco Central de la República Argentina y la Administración Federal de Ingresos Públicos producirán los informes correspondientes.

Artículo 42.- El producido del impuesto establecido en el artículo 35 será distribuido por el Poder Ejecutivo nacional conforme a las siguientes prioridades:

a) Financiamiento de los programas a cargo de la Administración Nacional de la Seguridad Social: y de las prestaciones del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados setenta por ciento (70%);

b) Financiamiento de obras de vivienda social: del fideicomiso Fondo de Integración Socio Urbana creado por la ley 27.453 y el decreto 819/2019, obras de infraestructura económica y fomento del turismo nacional: treinta por ciento (30%).

Artículo 43.- Exímese al fideicomiso Fondo de Integración Socio Urbana y a su fiduciario, en sus operaciones relativas al Fondo, de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto a los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias. La exención a este último impuesto será aplicable para los movimientos de las cuentas utilizadas exclusivamente a los fines de su creación.

Se invita a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la eximición de todos los tributos aplicables en su jurisdicción, en iguales términos a los establecidos en el párrafo anterior.

Artículo 44.- El impuesto que se establece por el artículo 35 de la presente ley será de aplicación a las operaciones, liquidaciones y pagos efectuados, de acuerdo al cronograma establecido en el artículo 35, con exclusión de las transacciones efectuadas con anterioridad a dicha fecha. Su aplicación, recaudación y ejecución judicial, estará a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos y le será de aplicación la ley 11.683 (t.o. en 1998) y sus modificatorias.

CAPÍTULO 7

Impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias y otras operatorias

Artículo 45.- Incorpórase como segundo párrafo del artículo 1° de la ley 25.413 y sus modificatorias, con efectos para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del día siguiente al de la publicación de esta ley en el Boletín Oficial, el siguiente:

En el caso previsto en el inciso a), cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas mencionadas en dicho inciso, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo dispuesto en este párrafo no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas, en los términos del artículo 2° de la ley 24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias.

CAPÍTULO 8

Impuesto a las ganancias

Artículo 46.- Dispónese que, a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias, correspondiente al período fiscal 2019, los sujetos que obtengan las rentas mencionadas en los incisos a), b) y c) del artículo 82 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019, tendrán derecho a deducir de su ganancia neta sujeta a impuesto, una suma equivalente a la reducción de la base de cálculo de las retenciones que les resulten aplicables conforme al primer párrafo del artículo 1° del decreto 561 del 14 de agosto de 2019, sin que la referida deducción pueda generar quebranto.

Artículo 47.- Manténgase la validez y la vigencia establecidas en el segundo párrafo del artículo 95 del decreto 1.170 del 26 de diciembre de 2018, para el período fiscal 2019 y establécese que a efectos de lo dispuesto en el Capítulo II del Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019, cuando se trate de títulos públicos y obligaciones negociables comprendidos en los incisos a) y b) del primer párrafo del artículo 98 de esa misma norma, podrá optarse por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

Artículo 48.- Suspéndese hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 inclusive, lo dispuesto en el artículo 86 incisos d) y e) de la ley 27.430 y establécese para el período de la suspensión ordenada en el presente artículo, que la alícuota prevista en los incisos a) y b) del artículo 73 de la ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019, será del treinta por ciento (30%) y que la prevista en el segundo párrafo del inciso b) de ese artículo y en el artículo 97 ambos de la misma ley, será del siete por ciento (7%).

CAPÍTULO 9

Tasa de estadística

Artículo 49.- Establécese hasta el 31 de diciembre de 2020, en un tres por ciento (3%) la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la ley 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias, la cual resultará aplicable a las destinaciones definitivas de importación para consumo, con excepción de aquellas destinaciones registradas en el marco de Acuerdos Preferenciales suscriptos por la República Argentina que específicamente contemplen una exención, o aquellas que incluyan mercadería originaria y de los Estados Partes del MERCOSUR. El Poder Ejecutivo nacional podrá disponedor razones justificadas, exenciones para el pago de la tasa cuando se trate de una actividad específica que tenga como objeto, entre otras, finalidades de ciencia, tecnología, innovación, promoción del desarrollo económico o la generación de empleo.

CAPÍTULO 10

Impuestos internos

Artículo 50.- Sustituyese el artículo 39 de la Ley de Impuestos Internos, texto sustituido por la ley 24.674 y sus modificatorias, por el siguiente:

Artículo 39: Los bienes comprendidos en el artículo 38 deberán tributar el impuesto que resulte por aplicación de la tasa que en cada caso se indica, sobre la base imponible respectiva.

Aquellas operaciones cuyo precio de venta, sin considerar impuestos, incluidos los opcionales, sea igual o inferior a pesos un millón trescientos mil ($ 1.300.000) estarán exentas del gravamen, con excepción de los bienes comprendidos en el inciso c) del artículo 38, para cuyo caso la exención regirá siempre que el citado monto sea igual o inferior a pesos trescientos noventa mil ($ 390.000) y para el caso del inciso e) la exención regirá siempre que el citado monto sea igual o inferior a pesos un millón setecientos mil ($ 1.700.000), sin aplicarse monto exento para el inciso í).

Para el caso de los bienes comprendidos en los incisos a), b) y d), cuyo precio de venta, sin considerar impuestos, incluidos los opcionales, sea superior a pesos un millón trescientos mil ($ 1.300.000) e inferior a pesos dos millones cuatrocientos mil ($ 2.400.000), deberán tributar el impuesto que resulte por la aplicación de la tasa del veinte por ciento (20%). Cuando dicho precio de venta sea igual o superior a pesos dos millones cuatrocientos mil ($ 2.400.000), deberán tributar el impuesto que resulte por la aplicación de la tasa del treinta y cinco por ciento (35%).

Para el caso de los bienes comprendidos en el inciso c) cuyo precio de venta, sin considerar impuestos, incluidos los opcionales, sea superior a pesos trescientos noventa mil ($ 390.000) e inferior a pesos quinientos mil ($ 500.000) deberán tributar el impuesto que resulte por la aplicación de la tasa del veinte por ciento (20%) y del treinta por ciento (30%), cuando su precio de venta sea igual o superior a pesos quinientos mil ($ 500.000).

Para el caso de los bienes comprendidos en los incisos e) y f) deberán tributar el impuesto que resulte de la aplicación de la tasa del veinte por ciento (20%).

La Administración Federal de Ingresos Públicos, actualizará trimestralmente, a partir del mes de abril del año 2020, los importes consignados en los párrafos que anteceden, considerando la variación del Indice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), respectivo a cada rubro en particular, que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) correspondiente al trimestre calendario que finalice el mes inmediato anterior al de la actualización que se realice. Los montos actualizados surtirán efectos para los hechos imponibles que se perfeccionen desde el primer día del segundo mes inmediato siguiente a aquél en que se efectúe la actualización, inclusive.

Artículo 51.- Las disposiciones del artículo precedente surtirán electo para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del primer día del mes inmediato siguiente al de la publicación de la presente ley.

TÍTULO V

Derechos de exportación

Artículo 52.- Establécese que, en el marco de las facultades acordadas al Poder Ejecutivo nacional mediante los artículos 755 y concordantes de la ley 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias, se podrán fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el treinta y tres por ciento (33%) del valor imponible o del precio oficial FOB.

Se prohíbe que la alícuota de los derechos de exportación supere el treinta y tres por ciento (33%) del valor imponible o del precio oficial FOB para las habas (porotos) de soja.

Se prohíbe superar el quince por ciento (15%) para aquellas mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que tenían una alícuota de cero por ciento (0%) a esa fecha.

Se prohíbe superar el cinco por ciento (5%) de alícuota para los productos agroindustriales de las economías regionales definidas por el Poder Ejecutivo nacional.

Las alícuotas de los derechos de exportación para bienes industriales y para servicios no podrán superar el cinco por ciento (5%) del valor imponible o del precio oficial FOB.

Las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB. En ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

El sesenta y siete por ciento (67%) del valor incremental de los derechos de exportación previstos en esta ley, será destinado al financiamiento de los programas a cargo de la Administración Nacional de la Seguridad Social y a las prestaciones del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados. El tres por ciento (3%) se destinará a la creación de un Fondo solidario de competitividad agroindustrial para estimular la actividad de pequeños productores y cooperativas a través de créditos para la producción, innovación, agregado de valor y costos logísticos. Este Fondo será administrado por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca.

Exceptúase del pago de los derechos que gravan la exportación para consumo a las empresas del Estado regidas por la ley 13.653 y las sociedades del Estado regidas por la ley 20.705 que tengan por objeto desarrollar actividades de ciencia, tecnología e innovación. El Poder Ejecutivo nacional podrá utilizar la facultad prevista en el artículo 755, apartado b), de la ley 22.415 (Código Aduanero) respecto de entidades estatales o con participación estatal que tengan como finalidad principal desarrollar actividades de ciencia, tecnología e innovación.

El Poder Ejecutivo nacional podrá ejercer estas facultades hasta el 31 de diciembre de 2021.

Artículo 53.- El Poder Ejecutivo nacional deberá establecer mecanismos de segmentación y estímulo tendientes a mejorar la rentabilidad y competitividad de los pequeños productores y cooperativas cuyas actividades se encuentren alcanzadas por el eventual aumento de la alícuota de los derechos de exportación y establecerá criterios que estimulen la competitividad de la producción federal en función de las distancias entre los centros de producción y los de efectiva comercialización.

La modificación de las alícuotas en el marco de las facultades acordadas en el presente artículo, deberá ser informada por el Poder Ejecutivo nacional ante una comisión integrada por miembros del Poder Legislativo, del Consejo Federal Agropecuario y representantes de las entidades y organizaciones representativas del sector agropecuario para que se expidan al respecto.

Las alícuotas que sean aumentadas en el marco de las facultades acordadas en el presente artículo no serán aplicadas en los distritos que sean declarados en emergencia agropecuaria de conformidad con la ley 26.509 -Sistema Nacional para la Prevención y Mitigación de Emergencias y Desastres Agropecuarios.

Artículo 54.- Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, mantendrán su validez y vigencia los decretos 1.126 del 29 de diciembre de

2017 y sus modificatorias, 486 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, 487 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, 793 del 3 de septiembre de 2018 y sus modificaciones y el decreto 37 del 14 de diciembre de 2019.

TÍTULO VI

Haberes previsionales. Aumentos salariales

Artículo 55.- A los fines de atender en forma prioritaria y en el corto plazo a los sectores de más bajos ingresos, suspéndase por el plazo de ciento ochenta (180) días, la aplicación del artículo 32 de la ley 24.241, sus complementarias y modificatorias.

Durante el plazo previsto en el párrafo anterior, el Poder Ejecutivo nacional deberá fijar trimestralmente el incremento de los haberes previsionales correspondiente al régimen general de la ley 24.241, atendiendo prioritariamente a los beneficiarios de más bajos ingresos.

El Poder Ejecutivo nacional convocará una comisión integrada por representantes del Ministerio de Economía, del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y miembros de las comisiones del Congreso de la Nación competentes en la materia que, durante el plazo previsto en el primer párrafo, proponga un proyecto de ley de movilidad de los haberes previsionales que garantice una adecuada participación de los ingresos de los beneficiarios del sistema en la riqueza de la Nación, de acuerdo con los principios de solidaridad y redistribución.

(Nota Infoleg: Por art. 1º del Decreto Nº 542/2020 B.O. 18/6/2020 se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2020 la suspensión de la aplicación del artículo 32 de la Ley Nº 24.241, establecida en el presente artículo. Durante este período el PODER EJECUTIVO NACIONAL determinará el incremento de los haberes previsionales correspondiente al régimen general de la Ley Nº 24.241 con el fin de preservar el poder adquisitivo de los mismos, atendiendo prioritariamente a los beneficiarios y las beneficiarias de menores ingresos. Por art. 2º de la norma de referencia se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2020 la labor de la Comisión mencionada en el tercer párrafo del artículo 55 y en el artículo 56 de la presente Ley. Vigencia: a partir del día siguiente de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.)

Artículo 56.- El Poder Ejecutivo nacional convocará una comisión integrada por representantes del Ministerio de Economía, del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y miembros de las comisiones del Congreso de la Nación competentes en la materia, para que en el plazo de ciento ochenta (180) días, revise la sustentabilidad económica, financiera y actuarial y proponga al Congreso de la Nación las modificaciones que considere pertinentes relativas a la movilidad o actualización de los regímenes especiales prevista en el artículo 2° del decreto 137/2005, el artículo 1° incisos b) y c) de la ley 26.508, el artículo 1° del decreto 1.199/2004 en el marco de las resoluciones MTEySS 268/2009, 824/2009 y 170/2010 y resolución SSS 9/2010, la ley 26.913 según decreto 1.058/2014, el artículo 3° de la ley 27.452, el artículo 5° punto II y artículo 14 de la ley 27.260 texto según ley 27.467, el artículo 2° de la ley 23.848, el artículo 3° de la ley 27.329, el artículo 7° de la ley 22.929 conforme decreto 160/2005, el artículo 27 de la ley 24.018, el artículo 6° de la ley 22.731, los artículos 75, 94 y concordantes de la ley 19.101, de los artículos 5° a 10 de

la ley 13.018 y 107 y siguientes de la ley 20.416, y de los artículos 4° a 6° y 13 de la ley 23.794, y de toda otra norma análoga que corresponda a un régimen especial, contributivo o no contributivo, de acuerdo a lo que establezca la reglamentación.

Artículo 57.- Sustitúyese el inciso a) del artículo 74 de la ley 24.241, por el siguiente:

a) Operaciones de crédito público de las que resulte deudor el Estado nacional a través de la Secretaría de Hacienda del Ministerio de Economía, ya sean títulos públicos, letras del Tesoro o préstamos hasta el cincuenta por ciento (50%) de los activos totales del fondo. Podrá aumentarse al cien por ciento (100%) neto de los topes previstos en el presente artículo, en la medida que el excedente cuente con recursos afectados específicamente a su cumplimiento o con garantías reales u otorgadas por organismos o entidades internacionales de los que la Nación sea parte. Quedan excluidas del tope establecido en el presente inciso, las tenencias de títulos representativos de la deuda pública del Estado nacional que fueron recibidos en canje por las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones en el marco de la reestructuración de la deuda pública en los términos de los artículos 65 de la ley 24.156 y sus modificatorias, y 62 de la ley 25.827 y su modificatoria, independientemente de que no cuenten con las garantías allí contempladas.

Transitoriamente, hasta el 31 de diciembre de 2023, podrá mantenerse hasta el setenta por ciento (70%) de la cartera del Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Previsional Argentino en títulos públicos, cuenten o no con garantías, debiendo, al cabo de ese período, regularizar la tenencia de estos activos, a los límites establecidos en el párrafo precedente.

Exceptúase de los alcances del decreto 668/2019 al Fondo de Garantía de Sustentabilidad (FGS) del Sistema Integrado Previsional Argentino.

Artículo 58.- Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a:

a) Disponer en forma obligatoria que los empleadores del sector privado abonen a sus trabajadores incrementos salariales mínimos;

b) Eximir temporalmente de la obligación del pago de aportes y contribuciones al Sistema Integrado Previsional Argentino creado por ley 26.425 sobre los incrementos salariales que resulten de la facultad reconocida en el inciso anterior o de la negociación colectiva;

c) Efectuar reducciones de aportes patronales y/o de contribuciones personales al Sistema Integrado Previsional Argentino creado por ley 26.425 limitadas a jurisdicciones y actividades específicas o en situaciones críticas.

TÍTULO VII

Sociedades. Capital social

Articulo 59.- Suspéndese, hasta la finalización del plazo establecido en el artículo 1° de la presente ley la aplicación del inciso 5 del artículo 94 y del artículo 206 de la Ley General de Sociedades, 19.550 (t.o. 1984).

TÍTULO VIII

Créditos UVA

Artículo 60.- El Banco Central de la República Argentina realizará una evaluación sobre el desempeño y las consecuencias del sistema de préstamos UVA para la adquisición de viviendas y los sistemas de planes de ahorro para la adquisición de vehículos automotor, sus consecuencias sociales y económicas, y estudiará mecanismos para mitigar sus efectos negativos atendiendo al criterio del esfuerzo compartido entre acreedor y deudor.

TÍTULO IX

Reservas de libre disponibilidad

Artículo 61.- Autorízase al Gobierno nacional a emitir letras denominadas en dólares estadounidenses (U$S) por un monto de hasta dólares cuatro mil quinientos setenta y un millones (U$S 4.571.000.000), a diez (10) años de plazo, con amortización íntegra al vencimiento, la que devengará una tasa de interés igual a la que

devenguen las reservas internacionales del Banco Central de la República Argentina para el mismo período y hasta un máximo de la tasa LIBOR anual menos un punto porcentual. Los intereses se cancelarán semestralmente.

Articulo 62.- Autorízase al Gobierno nacional a adquirir divisas en el Banco Central de la República Argentina con las letras del artículo 61 por igual cantidad a las nominalmente expresadas en las mismas.

Estas letras, como así también las tenencias vigentes de letras intransferibles en poder del Banco Central de la República Argentina, deberán registrarse en sus estados contables a valor técnico.

Artículo 63.- Los dólares autorizados a adquirir mediante esta norma sólo podrán aplicarse al pago de obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera.

TÍTULO X

Emergencia sanitaria

(Nota Infoleg: por art. 1° del Decreto N° 260/2020 Vigencia: Vigencia: B.O. 12/3/2020 se amplía la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la presente Ley, en virtud de la Pandemia declarada por la ORGANIZACIÓN MUNDIAL DE LA SALUD (OMS) en relación con el coronavirus COVID-19, por el plazo de UN (1) año a partir de la entrada en vigencia del decreto de referencia. Vigencia: a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial)

Articulo 64.- En el marco de la emergencia sanitaria declarada en el artículo 1° de la presente ley, mantiénese la prioridad prevista para los Programas del Ministerio de Salud establecidos por el artículo 1° del decreto 450 del 7 de marzo de 2002, sustituido por el decreto 1.053 del 19 de junio de 2002 o los que los reemplacen para el Ejercicio 2020: Programa 17-Subprograma 1- Plan Nacional a favor de la Madre y el Niño, en la parte correspondiente al inciso 5- Transferencias y los Programas 22- Lucha contra el VIH; 24- Detección y Tratamiento de Enfermedades Crónicas No Transmisibles y Conductas Adictivas y 30- Emergencias Sanitarias, en las mismas condiciones y con los mismos alcances, y asígnase prioridad al Programa 20- Prevención y Control de Enfermedades Inmuno prevenibles, Programa 29- Cobertura Universal de Salud - Medicamentos, Programa 45-Prevención y Control de Enfermedades Crónicas No Transmisibles, o los que los reemplacen, en lo que corresponde al inciso 2- Bienes de Consumo.

Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a atender como prioridad la asignación de recursos al Sector Salud en tiempo oportuno y legal forma, a fin de garantizar la eficacia y efectividad de las prestaciones médico-asistenciales que se encuentran bajo su responsabilidad.

Artículo 65.- El Ministerio de Salud instrumentará las políticas referidas a la emergencia sanitaria declarada por el artículo 1° de la presente ley y dictará las normas aclaratorias y complementarias pertinentes.

Artículo 66.- El Ministerio de Salud promoverá la descentralización progresiva hacia las jurisdicciones provinciales y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires de las funciones, atribuciones y facultades emanadas de la presente ley, que correspondieren, mediante la celebración de los convenios respectivos.

Artículo 67.- Instruyese al Ministro de Salud a conformar y convocar al Consejo Nacional Consultivo de Salud creado por el decreto 2.724 del 31 de diciembre de 2002, con el propósito de proponer alternativas para la identificación, formulación, aplicación y evaluación de las acciones destinadas a paliar las necesidades básicas de la atención de la salud, así como para alcanzar los consensos sectoriales necesarios para la instrumentación de las políticas sanitarias que promuevan la equidad, el acceso y la calidad en la atención de la salud de la población con base en la Estrategia de Atención Primaria de la Salud para todos los argentinos.

Artículo 68.- Instruyese al Ministerio de Salud a que en el ámbito del Consejo Federal de Salud se acuerde un Plan Federal de Salud que promueva la equidad, el acceso y la calidad en la atención de la salud de la población y la integración de los subsistemas, teniendo en consideración los consensos sectoriales mencionados en el artículo anterior.

Artículo 69.- Créase una Comisión Interministerial integrada por representantes de los Ministerios de Salud, de Economía y de Desarrollo Productivo, del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados y la Administración Federal de Ingresos Públicos, la que tendrá como misión analizar el

impacto de la carga impositiva y tributaria sectorial con el objeto de favorecer el acceso a los bienes y servicios de salud.

Artículo 70.- Facúltase al Ministerio de Salud para establecer un mecanismo de monitoreo de precios de medicamentos e insumos del sector salud y de alternativas de importación directa y licencias compulsivas u obligatorias, frente a posibles problemas de disponibilidad o alzas injustificadas o irrazonables que afecten el acceso de la población a los mismos de manera que puedan poner en riesgo su salud.

Asimismo, facúltase al Ministerio de Salud para dictar las normas complementarias tendientes a implementar:

a) En acuerdo con el Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, un listado de medicamentos e insumos a ser adquiridos por este organismo y por la Superintendencia de Servicios de Salud;

b) Precios de referencia de insumos y medicamentos esenciales por banda terapéutica;

c) Controles y dispositivos que promuevan la plena vigencia de la ley 25.649 de Especialidades Medicínales-Medicamentos Genéricos, con particular referencia a la prescripción y sustitución en la dispensación.

Artículo 71.- El Ministerio de Salud, para las contrataciones que realice en el marco de la emergencia sanitaria, podrá optar, además de los medios vigentes de compra y sin perjuicio de la intervención que le compete a la Sindicatura General de la Nación, por alguna de las siguientes modalidades:

a) Los mecanismos previstos en el artículo 25, inciso d), apartado 5 del decreto 1.023/01, independientemente del monto de la contratación, dándose por acreditada la grave y notoria crisis por la cual atraviesa el sistema de salud argentino;

b) La utilización de los recursos del Fondo Rotatorio Regional para Suministros Estratégicos de Salud Pública de la Organización Panamericana de la Salud y de la Organización Mundial de la Salud y cualquier otro procedimiento de adquisiciones que dichas entidades pongan a disposición de sus miembros;

c) Otros medios que ofrezcan alternativas a través de organismos internacionales, organismos multilaterales, organizaciones no gubernamentales, u otros países.

A fin de garantizar la transparencia en las contrataciones previstas en el inciso a) se deberá invitar a la mayor cantidad de potenciales oferentes, de acuerdo a los registros actualizados existentes en la Administración Nacional de Medicamentos, Alimentos y Tecnología Médica (ANMAT). Asimismo, se deberá prever la difusión a través de la página de Internet de la Oficina Nacional de Contrataciones.

En los casos en que se contrate a través del Fondo Rotatorio Regional para Suministros Estratégicos de Salud Pública de la Organización Panamericana de la Salud y de la Organización Mundial de la Salud, se aceptarán los mecanismos de contratación previstos por ambas organizaciones, autorizándose al Ministerio de Salud a emitir las respectivas órdenes de pago a favor de dichos fondos, aún sin haberse cumplido la recepción parcial definitiva de los medicamentos o insumos adquiridos. Ello sin perjuicio de la aplicación de los mecanismos de contralor vigentes.

Artículo 72.- Podrán afectarse además, a los programas y planes derivados de la emergencia sanitaria, con los destinos que específicamente determine el Ministerio de Salud:

a) Los fideicomisos, subsidios, subvenciones, legados y donaciones y todo otro recurso que reciba el Poder Ejecutivo nacional a través de sus distintas Jurisdicciones, vinculados con la emergencia sanitaria;

b) Las reasignaciones de créditos o préstamos internacionales que administra el Ministerio de Salud o los que determine el Poder Ejecutivo nacional en el marco de la presente emergencia sanitaria, previa conformidad de la contraparte otorgante del préstamo;

c) Los nuevos préstamos que se gestionen y obtengan en ocasión y con motivo de la emergencia sanitaria.

Artículo 73.- Exímese del pago de derechos de importación y de todo otro impuesto, gravamen, contribución, tasa o arancel aduanero o portuario, de cualquier naturaleza u origen, como así también de la constitución de depósitoprevio, a las vacunas y descartables importados por el Ministerio de Salud y/o el

Fondo Rotatorio de OPS destinados a asegurar las coberturas de vacunas previstas en el artículo 7° de la ley 27.491.

Artículo 74.- Exímese del pago correspondiente al Impuesto al Valor Agregado que grava la importación para consumo de las mercaderías aludidas en el artículo anterior.

Artículo 75.- Las exenciones establecidas en los artículos 73 y 74, serán de carácter transitorio y se aplicarán tanto a las importaciones perfeccionadas durante la Emergencia Sanitaria Nacional, conforme lo establezca la reglamentación, como a las mercaderías que, a la fecha de emisión de la presente ley, se encuentren en territorio aduanero pendientes de nacionalizar.

Artículo 76.- Restablécese el desarrollo del objetivo de universalizar el acceso de medicamentos esenciales a través del Programa Nacional "Remediar", destinado a garantizar la provisión de insumos y medicamentos críticos a través de centros de atención de la salud provinciales o gubernamentales.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 248/2020 del Ministerio de Salud B.O. 21/02/2020 se relanza el Programa Nacional Remediar, cuya meta será universalizar el uso racional y el acceso a los medicamentos esenciales e insumos sanitarios definidos por este Ministerio)

Artículo 77.- El Ministerio de Salud fijará, a través de las normas que dicte al respecto, las condiciones de acceso a los medicamentos, insumos y/o recursos asignados al Programa Nacional a que se refiere el artículo precedente.

Artículo 78.- Déjanse sin efecto las restricciones que limitan la libertad de contratación a las entidades comprendidas por los artículos 5° y 7° del decreto 9 del 7 de enero de 1993, y los incisos I), II) y III) del artículo 27 del Anexo II del decreto 576 del 1° de abril de 1993.

Artículo 79.- Suspéndense hasta el 31 de diciembre de 2020, las ejecuciones forzadas de los créditos que el Estado nacional, sus entes centralizados o descentralizados o autárquicos, las empresas estatales o mixtas, cualquier entidad en la que el Estado nacional tenga el control del capital o de la toma de decisiones y los entes públicos no estatales, posean contra los prestadores médico asistenciales públicos o privados de internación, de diagnóstico y tratamiento, que cuenten con el certificado de inscripción del Registro Nacional de Prestadores Sanatoriales que emite la Superintendencia de Servicios de Salud, así como contra los establecimientos geriátricos y de rehabilitación prestadores del Sistema Nacional del Seguro de Salud y del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados.

Inclúyese dentro de la suspensión prevista, la traba de las medidas cautelares preventivas y/o ejecutivas dictadas contra los agentes del Sistema Nacional del Seguro de Salud incluyendo al Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados.

Las sentencias que se dicten dentro del plazo establecido en el artículo 1 ° de la presente ley, no podrán ejecutarse hasta su expiración, en tanto importen desapoderamiento de los bienes afectados al giro de la actividad que desempeña y/o traba al normal desempeño de su funcionamiento.

Artículo 80.- Instruyese a la Administración Federal de Ingresos Públicos a que dentro del plazo indicado en el artículo anterior establezca, en los términos del artículo 32 de la ley 11.683, t.o. 1998 y sus modificaciones, prórrogas y planes especiales de facilidades de pago de los tributos, sus intereses y multas, adeudados por los sujetos indicados en dicho artículo, teniendo especialmente en cuenta al momento de fijar los plazos a acordar así como el interés de financiamiento, la situación de emergencia sanitaria y económica. A tales fines los sujetos que pretendan acogerse a estos beneficios deberán contar con el certificado de inscripción del Registro Nacional de Prestadores Sanatoriales que emite la Superintendencia de Servicios de Salud dependiente del Ministerio de Salud.

Articulo 81.- Créase en el ámbito del Ministerio de Salud una Comisión Asesora, la que será presidida por el titular de esa cartera e integrada además por un (1) representante de los siguientes organismos: Jefatura de Gabinete de Ministros, Ministerio de Economía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y Superintendencia de Servicios de Salud, obras sociales provinciales y los representantes de los agentes del Seguro de Salud y los prestadores que determine el Consejo Nacional Consultivo de Salud.

Dicha Comisión deberá relevar la situación de endeudamiento sectorial público y privado, con énfasis en el ámbito prestacional, y las alternativas para la regularización de las acreencias de los prestadores del Sistema Nacional del Seguro de Salud, a excepción del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, previo a que expire el plazo establecido en el artículo 79.

Artículo 82.- Suspéndense hasta el 31 de diciembre de 2020 las ejecuciones forzadas de los créditos que la Administración Federal de Ingresos Públicos posea contra los prestadores médico-asistenciales en internación, de diagnóstico y tratamiento, en ambos casos públicos o privados.

A tales fines los sujetos que pretendan acogerse a estos beneficios deberán contar con el certificado de inscripción del Registro Nacional de Prestadores Sanatoriales que emite la Superintendencia de Servicios de Salud.

Quedan comprendidos en el alcance de la presente norma los establecimientos geriátricos prestadores del Sistema Nacional del Seguro de Salud y del Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados.

Artículo 83.- Establécese que la tasa de justicia para los acuerdos concúrsales, judiciales o extrajudiciales homologados en los términos de las leyes 24.522, 25.561, 25.563, 25.589 y sus prórrogas, será calculada sobre el monto definitivo de los mismos, hasta el cero con setenta y cinco céntimos por ciento (0,75%) y cero con veinticinco céntimos por ciento (0,25%) respectivamente cuando se trate de agentes del Seguro Nacional de Salud.

Artículo 84.- Suspéndense por el lapso que dure la emergencia sanitaria las previsiones de los decretos 446/00, 1.140/00 y 1.305/00 en todo aquello que se opongan a la presente ley.

Artículo 85.- Prorrogase lo dispuesto por el decreto 486/02, sus disposiciones complementarias y modificatorias, con excepción de las que se opongan a la presente.

TITULO XI

Modificación temporaria a la Ley de Administración Financiera y Sistemas de Control del Sector Público Nacional

Artículo 86.- Durante el período de vigencia de la presente ley, y dada la excepcionalidad de la coyuntura económica, se reestablecerán los límites para realizar reestructuraciones presupuestarias, dispuestos originalmente para el Ejercicio 2017 mediante el artículo 1° de la ley 27.342, modificatoria del artículo 37 de la ley 24.156 de Administración Financiera y Sistemas de Control del Sector Público Nacional.

Artículo 87.- La presente ley comenzará a regir a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina

Articulo 88.- Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTE Y UN DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DIECINUEVE.

CLAUDIA LEDESMA ABDALA DE ZAMORA - SERGIO MASSA - Marcelo Jorge Fuentes- Eduardo Cergnul

IF-2019-112258122-APN-DSGA#SLYT

(Nota Infoleg: Los textos en negrita fueron observados por art. 1° del Decreto N° 58/2019 B.O. 23/12/2019)

Código Zonal	Jurisdicción	Puntos Porcentuales de reconocimiento IVA
1	CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES	0,00%
2	GRAN BUENOS AIRES	0,00%
3	TERCER CINTURÓN DEL GBA	0,65%
4	RESTO DE BUENOS AIRES	1,45%
5	BS. AS. – PATAGONES	2,20%
6	BS. AS. - CARMEN DE PATAGONES	3,00%
7	CÓRDOBA - CRUZ DEL EJE	3,80%
8	BS. AS. – VILLARINO	2,20%
9	GRAN CATAMARCA	5,70%
10	RESTO DE CATAMARCA	6,50%
11	CIUDAD DE CORRIENTES	7,30%
12	FORMOSA - CIUDAD DE FORMOSA	8,05%
13	CÓRDOBA - SOBREMONTE	5,70%
14	RESTO DE CHACO	8,85%
15	CÓRDOBA - RÍO SECO	5,70%
16	CÓRDOBA – TULUMBA	5,70%
17	CÓRDOBA – MINAS	3,80%
18	CÓRDOBA – POCHO	3,80%
19	CÓRDOBA - SAN ALBERTO	3,80%
20	CÓRDOBA - SAN JAVIER	3,80%
21	GRAN CÓRDOBA	1,45%
22	RESTO DE CÓRDOBA	2,20%
23	CORRIENTES – ESQUINA	5,70%
24	CORRIENTES – SAUCE	5,70%
25	CORRIENTES - CURUZÚ CUATIÁ	5,70%
26	CORRIENTES - MONTE CASEROS	5,70%
27	RESTO DE CORRIENTES	7,30%
28	GRAN RESISTENCIA	7,30%
29	CHUBUT – RAWSON - TRELEW	5,70%
30	RESTO DE CHUBUT	6,50%
31	ENTRE RÍOS – FEDERACIÓN	5,70%
32	ENTRE RÍOS – FELICIANO	5,70%
33	ENTRE RÍOS – PARANÁ	2,20%
34	RESTO DE ENTRE RÍOS	3,00%
35	JUJUY - CIUDAD DE JUJUY	7,30%
36	RESTO DE JUJUY	8,05%
37	LA PAMPA – CHICALCO	3,80%
38	LA PAMPA – CHALILEO	3,80%
39	LA PAMPA – PUELÉN	3,80%
40	LA PAMPA - LIMAY MAUHIDA	3,80%
41	LA PAMPA – CURACÓ	3,80%
42	LA PAMPA - LIHUEL CALEL	3,80%
43	LA PAMPA - SANTA ROSA Y TOAY	2,20%
44	RESTO DE LA PAMPA	3,00%
45	CIUDAD DE LA RIOJA	5,70%
46	RESTO DE LA RIOJA	6,50%
47	GRAN MENDOZA	3,00%
48	RESTO DE MENDOZA	3,80%
49	MISIONES – POSADAS	7,30%
50	RESTO DE MISIONES	8,05%
51	CIUDAD NEUQUÉN/PLOTTIER	3,00%
52	NEUQUÉN – CENTENARIO	3,00%
53	NEUQUÉN – CUTRAL CO	6,50%
54	NEUQUÉN - PLAZA HUINCUL	6,50%
55	RESTO DE NEUQUÉN	3,80%
56	RIO NEGRO SUR HASTA PARALELO 42	6,50%
57	RIO NEGRO – VIEDMA	3,00%
58	RIO NEGRO - ALTO VALLE	3,00%
59	RESTO DE RÍO NEGRO	3,80%
60	GRAN SALTA	7,30%
61	RESTO DE SALTA	8,05%
62	GRAN SAN JUAN	3,80%
63	RESTO DE SAN JUAN	5,70%
64	CIUDAD DE SAN LUIS	3,00%
65	RESTO DE SAN LUIS	3,80%
66	SANTA CRUZ - CALETA OLIVIA	6,50%
67	SANTA CRUZ - RÍO GALLEGOS	6,50%
68	RESTO DE SANTA CRUZ	7,30%
69	SANTA FE - GENERAL OBLIGADO	5,70%
70	SANTA FE - SAN JAVIER	5,70%
71	SANTA FE Y SANTO TOMÉ	2,20%
72	SANTA FE - 9 DE JULIO	5,70%
73	SANTA FE – VERA	5,70%
74	RESTO DE SANTA FE	2,20%
75	CIUDAD DE SGO. DEL ESTERO Y LA BANDA	8,05%
76	SGO. DEL ESTERO - OJO DE AGUA	5,70%
77	SGO. DEL ESTERO – QUEBRACHOS	5,70%
78	SGO. DEL ESTERO – RIVADAVIA	5,70%
79	TIERRA DEL FUEGO - RÍO GRANDE	6,50%
80	TIERRA DEL FUEGO – USHUAIA	6,50%
81	RESTO DE TIERRA DEL FUEGO	7,30%
82	GRAN TUCUMÁN	5,70%
83	RESTO DE TUCUMÁN	6,50%
84	RESTO DE SGO. DEL ESTERO	8,85%
85	RESTO DE FORMOSA	8,85%

Decretos

DECRETO PEN N°13/92

Observase Artículo 93 del proyecto de ley 24.065. Promulgase el proyecto de ley N° 24.065.

DECRETO PEN N° 1192/92

Disponese la constitución de la sociedad Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Apruebanse sus estatutos societarios.

DECRETO PEN N° 1398/92

Apruebase la Reglamentación de la Ley 24.065. Apruebase la Reglamentación de los artículos 18 y 43 de la Ley N° 15.336.

DECRETO PEN N° 1343/93

Convalida Circulares N° 3, 6, 7,10 y 11. Modifica Anexos de Los Procedimientos.

DECRETO PEN N° 186/95

Modifica el art. 10 del decreto PEN N° 1398/1992 y faculta a los agentes y participantes del Mercado Eléctrico Mayorista a realizar transacciones en el marco de la ley N° 24.065, con los alcances que establece el Marco Regulatorio Eléctrico.

DECRETO PEN N° 974/97

Reglamentase el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional.

DECRETO PEN N° 1173/98

Modificación del Decreto N° 1192/92 en relación con la conformación del Directorio de CAMMESA.

DECRETO PEN N° 1597/99

Reglamenta la ley 25.019

DECRETO PEN N° 186/00

Hora oficial. Prorrogase el cambio de horario oficial dispuesto por la Ley 25.155.

DECRETO PEN N° 804/01 (derogado por Ley 25.468)

Modifica la Ley 24.065

DECRETO PEN N° 2162/02

Facultase al Secretario de Energía a delegar el ejercicio del cargo de presidente del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA S.A. en el funcionario político de mayor rango del sector eléctrico, por un período determinado.

DECRETO PEN N° 1181/03

MEM. Autorizase un préstamo del fondo unificado creado por la Ley 24.065, reintegrable con intereses, con destino al sostenimiento del sistema de estabilización de precios en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA mediante el auxilio financiero del fondo de estabilización previsto por la resolución SEE 61/92.

DECRETO PEN N° 180/04

Régimen de Inversiones de Infraestructura Básica de Gas durante el Proceso de Normalización del Servicio Público. Creación del Mercado Electrónico de Gas. Funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado. Medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas. Disposiciones complementarias. Condiciones especiales.

DECRETO PEN N° 181/04

Facultase a la Secretaria de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Umbrales de consumo de las categorías del servicio residencial r1, r2 y r3.

DECRETO PEN N° 906/04

Crease el Consejo Consultivo de Inversiones de los Fondos Fiduciarios del Estado Nacional, en el ámbito de los Ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Publica y Servicios. Funciones e integración del Consejo Consultivo. Alcances. Vigencia.

DECRETO PEN N° 1216/06

Obras de Infraestructura Eléctrica. Reglamenta los preceptos contenidos en la Ley N°. 26.095 (construcción, ampliación o expansión de instalaciones de transporte y distribución afectados a la prestación de los servicios públicos de gas natural y/o electricidad).

DECRETO PEN N° 140/07

Declarase de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía. Apruébanse los lineamientos del citado programa.

DECRETO PEN N° 172/07

Modificación del Decreto PEN N° 1192/92. Desígnase al Sr. Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios como Presidente del Directorio de CAMMESA.

DECRETO PEN N° 938/07

Instrúyese al Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, en su carácter de accionista mayoritario de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), a adoptar los recaudos necesarios en la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad "Llave en Mano" de Cinco (5) Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de Mil Quinientos Megawatts (1.500 MW), para que la citada Sociedad se ajuste a las normas, procedimientos y controles previstos en la Ley Nº 13.064.

DECRETO PEN N° 660/08

Ratifícase la Carta de Intención suscripta el día 5 de abril de 2006, entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la Secretaría de Energía, Nación Fideicomisos Sociedad Anónima, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), Transportadora Gas del Norte Sociedad Anónima (TGN), Transportadora Gas del Sur Sociedad Anónima (TGS) y los adjudicatarios originales y Cesionarios financistas de los Concursos Abiertos TGN Nª 01/05 y TGN Nº 02/05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras.

DECRETO PEN N° 2067/08

Crease el fondo fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales.

DECRETO PEN N° 562/09

Reglaméntase la Ley N° 26.190 relacionada al Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

DECRETO PEN N° 1035/14

Aceptase la renuncia presentada por el Ingeniero Daniel Omar CAMERON (M.I. N° 11.213.808) al cargo de SECRETARIO DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

DECRETO PEN N° 1036/14

Designase a la Ingeniera DA. Mariana MATRANGA (D.N.I. N° 24.446.459), en el cargo de SECRETARIA DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

DECRETO PEN N° 1050/14

Designase en el cargo de SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS al Licenciado en Economía D. Paulo Enrico FARINA (D.N.I. N° 25.430.610).

DECRETO PEN N° 516/15

Crease el PROGRAMA DE INCLUSION ELECTRICA NACIONAL (PROINEN), con el fin de realizar obras que permitan lograr el acceso seguro al servicio público de distribución de electricidad en aquellos asentamientos poblacionales que no lo tengan, ubicados en las áreas de concesión del servicio de distribución de energía eléctrica de Jurisdicción nacional y de aquellas jurisdicciones provinciales y municipales que adhieran al mismo.

DECRETO PEN N° 13/15

Sustituyense diversos artículos de la Ley de Ministerios (LEY N° 22.520, Texto Ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias).

DECRETO PEN N° 22/15

Designase MINISTRO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero D. Juan Jose ARANGUREN (D.N.I. N° 11.299.116)

DECRETO PEN N° 134/15

Declarase la Emergencia del SECTOR ELECTRICO NACIONAL la DECLARACIÓN DE EMERGENCIA y las acciones que de ella deriven, según lo indicado en el Artículo 2° del presente, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

DECRETO PEN N° 231/15

Modificación del Decreto 357/2002. Transfieresé la SECRETARIA DE ENERGIA con sus unidades Organizativas Dependientes, Organismos Descentralizados y Desconcentrados, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, la que pasara a denominarse SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.
Transfierese la SECRETARIA DE MINERIA con sus Unidades Organizativas Dependientes, Organismos Descentralizados y Desconcentrados, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA.
Transfierese la SUBSECRETARIA DE PLANIFICACION TERRITORIAL DE LA INVERSION PUBLICA con sus Unidades Organizativas Dependientes, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a la órbita del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PUBLICAS Y VIVIENDA.
Transfierese la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS con sus Unidades Organizativas Dependientes, Organismos Descentralizados y Desconcentrados, con excepción de la DIRECCION NACIONAL DE VIALIDAD, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PUBLICAS Y VIVIENDA.
Transfierese la DIRECCION NACIONAL DE VIALIDAD con sus Unidades Organizativas Dependientes, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DE TRANSPORTE.
Transfierese la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION y la SUBSECRETARIA LEGAL ambas de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, conjuntamente con sus Unidades Organizativas Dependientes, a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, fusionándose en la SUBSECRETARIA DE COORDINACION ADMINISTRATIVA. incorporase al Anexo I del Artículo 1° del Decreto N° 357 del 21 de febrero de 2002 y sus modificatorios —Organigrama de aplicación de la ADMINISTRACION NACIONAL CENTRALIZADA hasta nivel de SUBSECRETARIA— el

apartado XXVIII - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE conformidad con el detalle que se aprueba como planilla anexa al presente artículo y otras modificaciones

DECRETO PEN N° 270/15

Designase SECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Electromecánico D. Alejandro Valerio SRUOGA (M.I. N° 13.470.179).
Designase SECRETARIO DE PLANEAMIENTO ENERGETICO ESTRATEGICO DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Químico D. Daniel Angel REDONDO (M.I. N° 10.614.914).
Designase SECRETARIO DE RECURSOS HIDROCARBURIFEROS DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero D. José Luis SUREDA (M.I. N° 6.264.785).
Designase SECRETARIO DE MINERIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Licenciado en Geología D. Daniel MEILAN (M.I. N° 10.615.127).

DECRETO PEN N° 271/15

Designase SUBSECRETARIO DE COORDINACION ADMINISTRATIVA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Licenciado en Economía D. Sebastián Alberto SCHEIMBERG (M.I. N° 17.232.114).
Designase SUBSECRETARIO DE COORDINACION DE POLITICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Industrial D. Andrés CHAMBOULEYRON (M.I. N° 16.963.454).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIAS RENOVABLES DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Mecánico D. Sebastián Alejandro KIND (M.I. N° 27.333.333).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIA HIDROELECTRICA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Hidráulico y Civil D. Jorge Hugo Marcolini (M.I. N° 10.076.120).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIA NUCLEAR DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Licenciado en Sociología D. Julián GADANO (M.I. N° 16.945.354).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIA TERMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Electricista D. Osvaldo Ernesto ROLANDO (M.I. N° 10.083.790) y otros

DECRETO PEN N° 272/15

Disuelvese La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburiferas creada por el artículo 2° del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburifera de la República Argentina aprobado como Anexo i del Decreto N° 1277/12. deroganse los Artículos 2°, 3°, 4°, 5°, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 31 y 32 del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburifera de la República Argentina aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12.

DECRETO PEN N° 305/16

Deleganse en el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 2° de la Ley de Obras Publicas N° 13.064 y sus modificatorias, las facultades y obligaciones determinadas por dicha ley, para la contratación y ejecución de construcciones, trabajos o servicios que revistan el carácter de obra pública y para la adquisición de materiales, maquinarias, mobiliarios y elementos destinados a ellas, en el ámbito de su competencia.

DECRETO PEN N° 367/16

Deroganse el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003, la Resolución Conjunta N° 188 del EX MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION Y N° 44 DEL EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normativa concordante y complementaria.

DECRETO PEN N° 531/16

Régimen de Fomento nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación.

DECRETO PEN N° 630/16

Prorrogase hasta el 31 de diciembre de 2016 la vigencia del tratamiento dispuesto para el Biodiesel Combustible y el Biodiesel puro por el Artículo 4° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966 y sus modificaciones, con relación al impuesto creado por el artículo 1° del mismo capítulo. Prorrogase hasta el 31 de diciembre de 2016 la excepción dispuesta por el artículo 1° de la Ley N° 26.028, y sus modificaciones, sobre el Biodiesel, que fuere empleado como Combustible Líquido en la Generación de Energía Eléctrica, con relación al Impuesto creado en el mismo artículo.

DECRETO PEN N° 695/16

Dejase sin efecto, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del presente decreto, el recargo del seis por mil (6%) establecido por el artículo 1° de la Ley n° 23.681, por el cumplimiento de las condiciones a las que se sujetó su vigencia.

DECRETO PEN DNU N° 882/16

Establecese para el Ejercicio 2016 un cupo fiscal de dólares estadounidenses unos mil setecientos millones (U$S 1.700.000.000) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190 y su modificatoria N° 27.191 y en el Artículo 14 de la última Ley citada. la autoridad de aplicación de las Leyes mencionadas asignara el Cupo Fiscal de Acuerdo con el procedimiento establecido al efecto. Los beneficios promocionales se aplicarán en Pesos, conforme lo establecido por la Autoridad de Aplicación. en caso que el Cupo Fiscal previsto en el párrafo precedente no sea asignado en su totalidad en el ejercicio 2016, se transferirá automáticamente al ejercicio 2017

DECRETO PEN N° 339/17

En uso de las facultades conferidas por el artículo 78 de la Constitución Nacional, promúlgase la Ley Nº 27.351, sancionada por el Honorable Congreso de la Nación en su sesión del día 26 de abril de 2017.

DECRETO PEN N° 471/17

Sustitúyese el apartado a) del inciso 4 del artículo 7° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 por el siguiente:

“a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional destinados al FODER que determine la Autoridad de Aplicación según se establece en este artículo, se depositarán, según lo determine la Autoridad de Aplicación conforme los objetivos a cumplir, en una cuenta fiduciaria del FODER destinada a financiamiento (la “Cuenta de Financiamiento”) cuyo objetivo específico será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER según se establecen en el inciso 5), apartados a), b) y c) del artículo 7° de la Ley N° 27.191 y su reglamentación en este Anexo y/o en una cuenta fiduciaria del FODER destinada a garantía (la “Cuenta de Garantía”), cuyo objetivo específico será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER según se establecen en el inciso 5), apartado d) del artículo 7° de la Ley N° 27.191 y su reglamentación en este Anexo, sin perjuicio de lo previsto en el apartado b) del presente inciso 4 y/o en otra cuenta del FODER con el fin de cumplir con el objeto de dicho fondo y con los compromisos asumidos por el mismo, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 27.191 y en el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016.

DECRETO PEN N° 854/17

Créase en el ámbito del Ministerio de Energía y Minería el Consejo Federal de la Energía con las funciones, la composición y el objeto establecidos en el Acuerdo Federal Energético, suscripto con fecha 20 de abril de 2017 que, como Anexo I, forma parte integrante del presente.

DECRETO PEN N° 986/18

Ley N° 27.424. Reglamentación. - Apruébase la reglamentación de la Ley N° 27.424 y su modificatoria sobre el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la red Eléctrica Pública, que como Anexo I forma parte integrante del presente decreto.

DECRETO PEN N° 332/19

Establecese, hasta el 31 de diciembre de 2019, en un dos coma cinco por CIENTO (2,5%), la alícuota de la Tasa de Estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, la cual resultara aplicable a las destinaciones definitivas de importación para consumo y a las destinaciones suspensivas de importación temporaria. el importe de la tasa de estadística no podrá superar los montos máximos establecidos en el Anexo (IF-2019-40361837-APN-SSPT#MHA) que forma parte integrante de este Decreto.

DECRETO PEN N° 476/19

Sustitución de los Artículos 5°, 8° Y 17 del Anexo I del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios. Sustitución de los Artículos 12 Inciso 1), Inciso 3) del Anexo II del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 Y sus modificatorios.

DECRETO PEN N° 548/19

Incorporase como segundo párrafo del Artículo 1° del Decreto N° 332/19.

DECRETO PEN N° 554/19

Apruebase, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional convocada por la Resolución N° 81 del 7 de marzo de 2019 de la Secretaria de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, la inclusión en el Contrato de Participación Público-Privada que se suscribirá entre el Ente Contratante y quien resulte Adjudicatario, en el Acuerdo Y Reglamento del Fideicomiso Marco PPP -Ley N° 27.431 y su Modificatoria-, en el Contrato de Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, en el Convenio de Adhesión al Contrato de Fideicomiso PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, y en los Títulos de Pago por Inversión (TPI) que emitirá el Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, de Cláusulas que establezcan la Prorroga de Jurisdicción a favor de Tribunales Arbitrales Extranjeros con Sede en un Estado que sea Parte en la Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras (Nueva York, 1958), en los casos en que los Contratistas del Proyecto de Participación Público-Privada tengan Accionistas Extranjeros, que posean el porcentaje Societario Mínimo establecido en el Pliego, o en los casos en que el o los Beneficiarios del Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I sean Residentes en el Exterior.

DECRETO PEN N° 99/19

Reglamentación de la Ley 27541. Derogase el Decreto N° 759 del 16 de agosto de 2018. Modificaciones.

DECRETO PEN N° 13/92

Observase Artículo 93 del proyecto de ley 24.065. Promulgase el proyecto de ley N° 24.065.

Bs.As. 3/1/1992

VISTO el proyecto de la ley Nº 24.065 sancionado con la fecha 20 de diciembre de 1991 y comunicado por el HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN, a los fines previstos por el Artículo 69 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, y

CONSIDERANDO:

Que los párrafos tercero y cuarto del Artículo 93 del mencionado proyecto se establece una modificación al Capítulo II de la ley Nº 23.696 tendiente a reglar la forma y naturaleza de la interdicción de la COMISIÓN BICAMERAL DE SEGUIMIENTO DE LAS PRIVATIZACIONES creada por el Artículo 14 de la citada Ley.

Que tal modificación sería exclusivamente aplicable a la privatización de la actividad de generación y transporte a cargo de las Empresas SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA, AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO e HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA, introduciendo de esta forma una discriminación injustificada con respecto al tratamiento de la privatización de la actividad de distribución y comercialización a cargo de la primera de las Empresas citadas, así como también respecto de todos los restantes procesos de privatización de las Empresas y servicios Públicos contemplados por la Ley Nº 23.695 en sus anexos I y II.

Que, por otra parte, al otorgarse carácter vinculante al dictamen que debería emitir, en cada una de sus intervenciones, la referida Comisión Bicameral, se desnaturaliza el principio de División de Poderes emergente de la CONSTITUCIÓN NACIONAL al asumir un órgano del PODER LEGISLATIVO funciones propias del PODER EJECUTIVO.

Que por lo tanto procede a ser uso de la facultad conferida al PODER EJECUTIVO NACIONAL por el Artículo 72 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º - Obsérvanse los párrafos tercero y cuarto del Artículo 93 del proyecto de ley que lleva el número 24.065.

Art. 2º - Promúlgase el proyecto de ley Nº 24.065 con excepción de los párrafos del Artículo 93 indicados en el artículo precedente.

Art. 3º - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- MENEM. - Antonio E. González

DECRETO PEN N° 1192/92

Dispónese la Constitución de la Sociedad Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Apruébanse sus Estatutos Societarios.

Bs. As. 10/7/92

VISTO el Artículo 35 de la Ley 24.065 y el Expediente Nº 750, 762/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario proceder a la constitución del órgano que estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas.

Que dicho órgano si bien adoptará la forma de una sociedad anónima, constituirá un ente que deberá cumplir funciones de interés público con sujeción a las normas que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

Que es conveniente excluir el propósito de lucro de dicha sociedad anónima y proveer lo necesario para que sus actividades y recursos no sean incididos fiscalmente.

Que es conveniente que los actores del Mercado Eléctrico Mayorista puedan acceder al debido control y participación en el funcionamiento de dicha sociedad anónima, por intermedio de entes que adoptarán la forma de asociación civil.

Que, a tales fines, es adecuado que el ESTADO NACIONAL a través de las empresas de su propiedad, organice los referidos entes.

Que atendiendo al proceso de privatización de las actividades de generación y transporte a cargo de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO dispuesta por el Artículo 93 de la Ley 24.065, corresponde excluir del patrimonio de dicha sociedad los bienes afectados a las funciones del Despacho Nacional de Cargas y por tanto facultar a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA para determinar y configurar la unidad de negocio de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, que debe ser transferida a la Sociedad Anónima.

Que las actividades de la Sociedad que estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas encuadran entre aquellas que incumben y competen exclusivamente a la Jurisdicción Nacional y resulta conveniente reglamentar los alcance del Artículo 12 de la Ley 15.336 respecto de las mismas.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para dictar el presente acto en ejercicio de las atribuciones conferidas por los Capítulos 1 y 2 y Artículo 67 de la Ley Nº 23.696, que en lo referente al Capítulo I fuera prorrogada en su vigencia por el Artículo 42 de la Ley Nº 23.990, por Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 y por el Artículo 59 de la Ley de Impuesto de Sello (T.O. 1986) y de las que competen por el Artículo 86 Incisos 1) y 2) de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- Dispónese la constitución de la sociedad "COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)" a los fines de cumplimentar lo dispuesto por el Artículo 35 de la Ley 24.065.

Art. 2º- Apruébanse el Acta Constitutiva y los Estatutos Societarios de "COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)" que como Anexo I se agregan al presente acto del que forman parte integrante.

Art. 3º- Determínase que la Sociedad cuya constitución se dispone en el Artículo 1º de este acto se regirá por el Artículo 3º y por el Capítulo II, Sección V, Artículos 163 a 307 y concordantes de la Ley 19.550, con excepción de aquellos supuestos que fueren expresamente modificado por este Decreto y/o por los respectivos Estatutos.

Sus acciones serán nominativas no endosables correspondiendo un VEINTE POR CIENTO (20%) de su capital accionario, o sea la totalidad de las acciones Clase "A" al ESTADO NACIONAL, un VEINTE POR CIENTO (20%) de su capital accionario o sea la totalidad de las acciones Clase "B" a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("AGEERA"), un VEINTE POR CIENTO (20%) de su capital accionario, o sea la totalidad de las acciones Clase "C" a la ASOCIACION

DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("ADEERA"), un VEINTE POR CIENTO (20%) de su capital accionario, o sea la totalidad de las acciones Clase "D" a la ASOCIACION DE TRANSPORTISTAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("ADEERA"), y un VEINTE (20%) de su capital accionario, o sea la totalidad de las acciones Clase "E" a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("AGUEERA").

El MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, será el tenedor de las acciones de propiedad del ESTADO NACIONAL y ejercerá los derechos societarios correspondientes.

(El párrafo precedente ha sido modificado por el Art. 1° del Decreto PEN N° 172/2007 del 27/12/2007, publicado en el B.O. N° 31.313 del 31/12/2007.)

Sin perjuicio de lo precedentemente dispuesto, la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA está facultada para tener inicial-mente, hasta la constitución de las correspondientes Asociaciones Civiles, un SESENTA POR CIENTO (60%) del capital accionario de " COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)", o sea la totalidad de las acciones Clase "A, C, y D" y ejercer los derechos societarios correspondientes con facultad para transferir sin cargo las acciones Clase "C" a la Asociación Civil que se constituya para nuclear a los distribuidores de energía eléctrica y también para transferir sin cargo las acciones Clase "D" a la Asociación Civil que se constituya para nuclear a los transportista de energía eléctrica como se faculta en el Artículo 4º del presente.

El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios será Presidente del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y su Vicepresidente será un Director que se designará en Asamblea General de Accionistas con el voto favorable del titular de las Acciones Clase “A”. El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios podrá delegar en la persona que designe a tal efecto, el ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

(El párrafo precedente ha sido modificado por el Art. 2° del Decreto PEN N° 172/2007 del 27/12/2007, publicado en el B.O. N° 31.313 del 31/12/2007.)

Los síndicos correspondientes a las Acciones Clase "A" de COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)", serán designados a propuesta de la SINDICATURA GENERAL DE EMPRESAS PUBLICAS, debiendo ajustar su acción a las normas y prescripciones de la Ley Nº 19.550, con exclusión de la legislación administrativa.

Art. 4º- Autorízase la constitución de las siguientes Asociaciones Civiles: ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("AGEERA"), ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("ADEERA"), ASOCIACION DE TRANSPORTISTA DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("ATEERA"), y ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA ("AGUEERA"), que se regirán por las disposiciones del Código Civil para las personas jurídicas de carácter privado (Artículo 33 Inciso 1º y concordante) y facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a comparecer como uno de los asociados fundadores en las Asociaciones Civiles antes mencionadas y a instruir a los organismos y/o empresas públicas o privadas en las que el Estado tenga participación mayoritaria dedicadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica y a las que sean grandes usuarios de energía eléctrica para que organicen y constituyan las respectivas Asociaciones Civiles en un todo de acuerdo a lo dispuesto en el presente decreto, conforme los Estatutos que se aprueban en el Artículo 5º del presente.

Art. 5º- Apruébanse los Estatutos Sociales de las Asociaciones Civiles referidas en el Artículo 4º que como Anexos II, III, IV y V se agregan al presente acto, del que forman parte integrante.

Art. 6º- Ordénase la protocolización de las actas constitutivas y los Estatutos tanto de la Sociedad que se constituye por el Artículo 1º como de las Asociaciones Civiles que se constituyen por el Artículo 4º así como de toda actuación que fuere menester elevar a escritura pública a través de la ESCRIBANIA GENERAL DE GOBIERNO DE LA NACION sin que ello implique erogación alguna.

Facúltase al Señor Secretario de Energía Eléctrica o a los funcionarios que este designe para actuar en representación del Estado Nacional, y a los funcionarios de los organismos y/o empresas públicas o privadas en las que el Estado tenga participación mayoritaria y que sean requeridos para ello por el Secretario de Energía Eléctrica conforme el Artículo 4º de este acto para firmar las correspondientes escrituras públicas, documentación necesaria, y para suscribir en integrar el capital inicial de la Sociedad Anónima y de las Asociaciones Civiles, en todos los casos, con facultades para la realización de aquellos actos que resulten necesarios para la constitución y puesta en marcha de la Sociedad Anónima y Asociaciones Civiles mencionadas en los artículos precedentes.

Art. 7º- Procédase a otorgar las conformidades, autorizaciones e inscripciones respectivas por ante la INSPECCION GENERAL DE JUSTICIA y, en lo pertinente, el REGISTRO PUBLICO DE COMEERCIO, a cuyo fin asimílase la publicación del presente BOLETIN OFICIAL a la dispuesta en el Artículo 10 de la Ley 19.550 (t.o. DECRETO 841/84). Facúltase al Señor Secretario de Energía Eléctrica o al funcionario que este designe y a los funcionarios mencionados en el Artículo precedente para efectuar los trámites antes aludidos.

A todos los efectos registrales mencionados precedentemente y con relación a las Asociaciones civiles mencionadas en el Artículo 4º del presente, téngase por cumplimentado el requisito de acreditar el patrimonio establecido en el Anexo 8 de la Resolución General Nº 6 de la INSPECCION GENERAL DE JUSTICIA del 24 de Diciembre de 1980; con respecto de "COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)", téngase por efectuado el depósito en efectivo previsto en el Artículo 187 de la Ley 19.550 (t.o. DECRETO 184/84). Los trámites de inscripción previstos en el primer párrafo del artículo 7º de este Decreto quedan expresamente exentos del pago de derechos, timbrados y/o tasas por trámites, y en el caso de "COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)", exímasela de la tasa de constitución correspondiente.

Art. 8º- No serán aplicables a "COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)" las leyes de obras públicas, de contabilidad, de procedimientos administrativos y sus normas complementarias, ni legislación y normativa administrativa alguna aplicable a las empresas en que el Estado tenga participación.

Los procedimientos de contratación de "COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)" se regirán por las normas y principios del derecho privado asegurando su transparencia, competencia y publicidad con exclusión de toda norma propia del derecho administrativo o prerrogativa de derecho público.

Art. 9º- Determínase que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO al que se refiere el Artículo 9º de la Resolución ex-S.S.E.E. Nº 38 del 19 de julio de 1991 perteneciente a AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOLCIEDAD DEL ESTADO, constituye una unidad de negocio independiente y que por lo tanto dicha empresa debe transferir tal unidad de negocio al ESTADO NACIONAL (MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA) sin cargo alguno, sin perjuicio de adoptar las medidas que estatutariamente correspondan para acreditar y registrar la baja patrimonial que se dispone.

Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a determinar los bienes correspondientes a la unidad de negocio referida en el párrafo precedente y a disponer su transferencia a COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), bienes que se autorizan a dar en uso y goce como prestación accesoria de las acciones Clase "A" propiedad del ESTADO NACIONAL en los términos del Artículo 50 de la Ley Nº 19.550 (t.o. DECRETO 841/84) mediando el pago de una remuneración anual equivalente al valor de las amortizaciones que contablemente se establezcan en función de los valores asignados a los bienes integrantes de la prestación accesoria antedicha, según tasación realizada por el BANCO NACIONAL DE DESARROLLO con fecha 24 de diciembre de 1991, cuyo valor se tomará como valor de incorporación al patrimonio del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

Asimismo, se faculta a la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a determinar la nómina del personal de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y de cualquier otro organismo o empresa de propiedad del ESTADO NACIONAL que será transferido a COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a establecer los términos y condiciones aplicables a tales transferencias,

Art. 10- Dispónese que todas las deudas, obligaciones y resultados devengados por la Unidad de Negocio ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO hasta el día de la toma de posesión inclusive de dicha Unidad de Negocio por parte de COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), como correspondan exclusivamente a AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, salvo lo inherente a la transferencia del personal que se regirá por los términos y condiciones determinadas por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA conforme a lo establecido en el Artículo 9º "in fine".

Art. 11- Los bienes que se den en carácter de prestación accesoria conforme el Artículo 9º de este acto se transferirán con cargo de revertir el uso y goce al ESTADO NACIONAL, sin contraprestación alguna en caso de desafectarse del servicio o de disolución de la sociedad.

Art. 12- Declárese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) exenta de impuestos a los activos, del impuesto a débitos por operaciones propias o de terceros u originados en movimientos o entregas de fondo vinculados con el objeto de la sociedad y de todo otro impuesto, tasa (excluidas las que sean retributivas de servicios), contribución y gravamen nacional así como los derechos de Aduana, con arreglo a las facultades conferidas por el Inciso 8) del Artículo 15 de la Ley Nº 23.696.

Asimismo, por ser la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) que constituye conforme al Artículo 1º de este acto una entidad sin fines de lucro, considérasela comprendida en lo dispuesto por el Inciso f) del Artículo 20 de la Ley Nº 20.628 debiendo, a sus efectos, efectuarse los trámites pertinentes ante la DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA.

Lo dispuesto en el presente artículo no implica que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) esté exento del Impuesto al Valor Agregado.

Art. 13- Considérase que las actividades que hacen al cumplimiento del objeto social de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de energía eléctrica y se encuentran comprendidas en los términos del Artículo 12 de la Ley 15.336 por lo que las provincias están alcanzadas por la prohibición contenida en el referido Artículo y, en consecuencia, no podrán aplicar tribu-tos a la constitución, transferencia de bienes o servicios, actas o instrumentos de cualquier naturaleza, ingresos, precios, tarifas, actividades y contratos que directa o indirectamente incidan sobre la constitución y el cumplimiento del objeto social de la referida Sociedad Anónima.

Art. 14- Decláranse exentos del pago del Impuesto de Sellos en los términos del Artículo 59 de la Ley de Impuesto de Sellos (t.o. 1986) y sus modificaciones, a los instrumentos que deban otorgarse para la formalización o como consecuencia directa o indirecta de la constitución societaria y de las asociaciones civiles arriba mencionadas, considerándose comprendidas en la exención todos los actos y contratos que deban celebrar para el cumplimiento de sus obligaciones.

Art. 15- Las exenciones tributarias dispuestas en este acto corresponden, pero no se limitan a los impuestos que graban los instrumentos que deban otorgarse para la formalización o como consecuencia de las referidas constituciones de la Sociedad y de las Asociaciones y sus capitalizaciones, como también los gastos, gravámenes, derechos, que se deriven de la transferencia de acciones o derechos sociales.

Asimismo la exención incluye los impuestos, tasas (excluidas las retributivas de servicios), derechos, gravámenes y aranceles nacionales y de la MUNICIPALIDAD DE LA CIUDAD DE BUENOS AIRES que sean aplicables o que incidan sobre los actos resultantes de la transferencia de bienes, divisas, títulos, acciones, valores mobiliarios, derechos y obligaciones a la Sociedad Anónima como también a los aranceles, tasas (excluidas las retributivas de servicios), derechos, impuestos o gravámenes de inscripción o registración.

Art. 16- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) no está alcanzada por el régimen de Propiedad Participada.

Art. 17- Comuníquese a la COMISION BICAMERAL creada por el Artículo 14 de la Ley 23.696.

Art. 18- El presente decreto tendrá vigencia a partir de la fecha de su dictado.

Art. 19- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- MENEM.- Domingo F. Cavallo.

NOTA: Este DECRETO se publica sin los Anexos II al V.

ANEXO I

ESTATUTO DE COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)

ARTICULO 1º: La Sociedad se denomina "COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)" y tiene su domicilio legal en la Ciudad de Buenos Aires. La Sociedad no podrá establecer su domicilio legal fuera del territorio de la República Argentina. La Sociedad se constituye conforme al régimen establecido en la Ley 19.550 (texto ordenado Decreto 841/81), artículo 3º y las disposiciones del Capítulo III, Sección V, artículos 163 a 307.

ARTICULO 2º: Su plazo de duración es de noventa y nueve años contados desde su inscripción en el REGISTRO PUBLICO DE COMERCIO.

ARTICULO 3º: La Sociedad tiene por objeto:

• El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias. A estos fines tendrá a su cargo: (a) determinar el despacho técnico y económico del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía ("Mercado Spot"); (b) planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije de tiempo en tiempo la Secretaría de Energía; (c) supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.

• Representaciones, Mandatos y Comisiones: Podrá actuar como mandatario de los diversos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y/o cumplir las comisiones que aquellos le encomienden en lo relativo a la colocación de la potencia y energía; satisfacción de las curvas de cargas a los distribuidores y organización y conducción del uso de las instalaciones de transporte en el Mercado Spot; las gestiones de cobro y/o pago y/o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los diversos actores del MEM, incluyendo aquellas operaciones en las que la Sociedad actúe en nombre propio. A esos fines la Sociedad podrá actuar como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, realizará el cálculo de las transacciones económicas y producirá la información necesaria para la facturación respectiva de los actos y operaciones que se realicen en el Mercado Spot del MEM.

• Actuar como mandatario del Estado Nacional como consecuencia de situaciones que pudieren generar riesgos de desabastecimiento y afectar la seguridad y la calidad habituales del sistema eléctrico. Tal actuación sólo podrá ser aceptada siempre que se reúnan en forma simultánea los tres requisitos establecidos y en la medida que tenga la transitoriedad necesaria para superar situaciones excepcionales que le dieron origen y no implique asumir la generación, el transporte o la distribución de energía eléctrica. En ningún caso el ejercicio del mandato podrá comprometer patrimonialmente a la Sociedad.

(Texto incorporado por Asamblea de Accionistas del 17/01/05 – ACTA N° 63)

• Compra y Venta de Energía: la compra y venta de energía eléctrica desde o al exterior, realizando las operaciones de importación/exportación consecuentes, así como la generada por entes binacionales.

• Servicios y Consultoría: la prestación de servicios relacionados con las actividades aludidas en los Párrafos I, II y III y en particular, sin que ello implique limitación, proveer servicios de consultoría en las áreas antedichas.

Para el cumplimiento de su objeto social (el cuál no perseguirá fines de lucro sino el objetivo de lograr el máximo abaratamiento del precio de energía eléctrica y el cumplimiento de las funciones que le corresponden conforme el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065 sus normas reglamentarias, complementarias, y/o sustitutas que se dicten), la Sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que sean correspondientes cuidando en todo momento de propender a garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM, permitiendo y facilitando la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes en el Mercado a término y despachando la demanda de potencia y energía requerida en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecerán conforme las pautas de las disposiciones legales y reglamentarias que afecten la actividad de generación, distribución y transporte de energía eléctrica. A todos los fines antedichos, la Sociedad tiene plena capacidad legal para adquirir derechos, contraer obligaciones y llevar a cabo todos los actos no prohibidos por las leyes o por estos estatutos.

ARTICULO 4º: El capital social se fija en la suma de PESOS DOS MILLONES SEISCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL ($2.664.000) representado por DOS MILLONES SEISCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL (2.664.000) acciones , de las cuales QUINIENTAS TREINTA Y DOS MIL OCHOCIENTAS (532.800) serán Clase "A", QUINIENTAS TREINTA Y DOS MIL OCHOCIENTAS (532.800) serán Clase "B", QUINIENTAS TREINTA Y DOS MIL OCHOCIENTAS (532.800) serán Clase "C", QUINIENTAS TREINTA Y DOS MIL OCHOCIENTAS (532.800) serán Clase "D" y QUINIENTAS TREINTA Y DOS MIL OCHOCIENTAS (532.800) serán Clase "E". Las acciones representativas del capital social serán ordinarias, nominativas no endosables de pesos uno ($1) valor nominal cada una y con derecho a UN (1) voto por acción. Toda emisión de acciones debe-rá mantener siempre la misma proporción para las acciones Clase "A", "B", "C", "D" y "E", consideradas cada una de ellas como un grupo.

(Texto modificado por Asamblea de Accionistas del 10/09/98 - ACTA Nº 24)

ARTICULO 5º: Las acciones Clase "A" sólo podrán ser propiedad del Estado Nacional - Secretaría de Energía y/o autoridad que la reemplace o substituya.

Las acciones Clase "B" sólo podrán ser propiedad del Estado Nacional - Secretaría de Energía y/o autoridad que la reemplace o substituya y/o de asociaciones civiles con autorización del Estado para funcionar y

cuyos asociados sean exclusivamente "generadores o productores" de electricidad en términos de la Ley 24.065.

Las acciones Clase "C" sólo podrán ser propiedad del Estado Nacional - Secretaría de Energía y/o autoridad que la reemplace o substituya y/o de asociaciones civiles con autorización del Estado para funcionar y cuyos asociados sean exclusivamente "distribuidores" de electricidad en términos de la Ley 24.065.

Las acciones Clase "D" sólo podrán ser propiedad del Estado Nacional - Secretaría de Energía y/o autoridad que la reemplace o substituya y/o de asociaciones civiles con autorización del Estado para funcionar y cuyos asociados sean exclusivamente "transportistas" de electricidad en términos de la Ley 24.065.

Las acciones Clase "E" sólo podrán ser propiedad del Estado Nacional - Secretaría de Energía y/o autoridad que la reemplace o substituya y/o de asociaciones civiles con autorización del Estado para funcionar y cuyos asociados sean exclusivamente "grandes usuarios" de electricidad en términos de la Ley 24.065.

ARTICULO 6º: Los títulos representativos de acciones y los certificados provisionales contendrán las menciones previstas en los Artículos 211 y 212 de la Ley 19.550 (texto ordenado Decreto Nº 841/84).

ARTICULO 7º: Los accionistas tendrán derecho de preferencia, dentro de sus respectivas clases y en proporción a sus tenencias, para la suscripción de las nuevas acciones que se emitan. Este derecho deberá ser ejercido dentro del plazo de treinta días, contados a partir de la recepción de la notificación a efectuarse a cada accionista, de acuerdo con el artículo décimo séptimo del presente o dentro del plazo de treinta días, contados a partir de la última publicación que prescribe el artículo 194 de la Ley 19.550, el que fuere mayor.

El remanente deberá ser ofrecido a aquellos accionistas de la misma clase que, dentro del mismo plazo que el mencionado en el párrafo anterior, ofrezcan suscribir en exceso de la cantidad a la que tienen proporcionalmente derecho. De existir aún un excedente, podrá ser ofrecido a terceros ajenos a la Sociedad, siempre que reúnan los requisitos para ser titulares de las acciones de la clase accionaria en cuestión.

ARTICULO 8º: Las acciones de la Sociedad sólo podrán ser transferidas a personas que reúnan los requisitos necesarios para ser titulares de acciones de cada clase accionaria en cuestión y además dicha transferencia debe estar autorizada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad contemplado en el Capítulo XII de la Ley 24.065 o autoridad que la reemplace o substituya, teniendo a la vista las disposiciones de la Ley 24.065 y sus normas complementarias y/o reglamentarias. Ninguna de las acciones de la Sociedad podrá ser prendada o de cualquier manera caucionada voluntariamente sin el previo consentimiento por escrito del Directorio de la Sociedad. En caso de que por cualquier causa las acciones fueran embargadas o de cualquier manera restringidas en su posibilidad de disposición, el accionista afectado se encuentra obligado a obtener dentro de los treinta días de modificada la Sociedad, el levantamiento del embargo o la restricción. En el caso en que el levantamiento del embargo o restricción no fueran obtenidas en el plazo establecido, la Secretaría de Energía tendrá derecho a comprar todas las acciones de la Sociedad propiedad del accionista afectado, a un precio equivalente al valor de libro de las acciones según resulte del último balance realizado o que deba realizarse en cumplimiento de las normas legales. En caso que las acciones de la Sociedad fueran ofrecidas en venta en un remate, licitación o procedimiento ordenado judicialmente, la Secretaría de Energía tendrá derecho a comprar dichas acciones al mismo precio que el ofrecido por el tercero al cual se le adjudicarían judicialmente las acciones. Las restricciones aprobadas en el Artículo 9 se transcribirán en los certificados de acciones que se emitan y en Libro de Registro de Acciones de la Sociedad. La transferencia y/o gravámenes de acciones sólo producirá efectos para la Sociedad y frente a terceros a partir de la fecha que sea inscripta la transferencia o gravamen en el Registro de Acciones de la Sociedad. El Directorio en la primera reunión que celebre con posterioridad a tales solicitudes, dispondrá la inscripción de la transferencia previa verificación de que se han cumplido los procedimientos establecidos en el presente Artículo. Cada nuevo accionista quedará obligado por las disposiciones del presente y otorgará los documentos que sean razonablemente requeridos por el Directorio de la Sociedad para probar el cumplimiento de tal obligación, siendo la anterior una condición esencial para que todas las transferencias tengan validez.

ARTICULO 9º: La dirección y la administración de la Sociedad está a cargo de un Directorio, integrado por diez Directores Titulares. Ocho Directores Titulares serán designados a razón de dos por Clase, por los Accionistas de las Clases “B”, “C”, “D” y “E”. A tales fines, los Accionistas de las Clases “B”, “C”, “D” y “E”, como un grupo de Accionistas, en una Asamblea General o Especial de Accionistas, designarán dos Directores Titulares cada una, pudiendo elegir igual o menor número de Directores Suplentes. El Estado Nacional, en su carácter de Accionista de la Clase “A”, designará como Director Titular al Secretario de Energía o al Subsecretario de Energía Eléctrica, si así se hubiera resuelto en los términos del Decreto PEN 2162/02, y hasta dos Directores Suplentes. El Presiden-te del Directorio será el Secretario de Energía o el Subsecretario de Energía, cuando así se hubiera resuelto en los términos del Decreto PEN 2162/02. Todas las reuniones del Directorio y de las Asambleas de Accionistas serán presididas por el Presidente del

Directorio. En caso de ausencia del Presidente, las reuniones del Directorio y/o de las Asambleas de Accionistas serán presididas por el Director Suplente designado por las acciones de la Clase “A” que asista a la reunión en su reemplazo. Finalmente, el décimo Director Titular, que ocupará el cargo de Vicepresidente del Directorio (en adelante, el “Director Vicepresidente”), será designado por la Asamblea General de Accionistas, con el voto necesario del Accionista de la Clase “A” y el voto favorable de por lo menos tres de las restantes Clases de acciones. El Director Vicepresidente tendrá dedicación exclusiva en su función; no podrá ser propietario ni tener interés relevante directo ni indirecto, en o con empresas que califiquen como actores del Mercado Eléctrico Mayorista, ni en sus controladas o controlantes. No se elegirá Director Suplente para el Director Vicepresidente. Idéntico procedimiento al descripto precedentemente para la designación del Director Vicepresidente resultará de aplicación al tiempo de resolver la remoción del mismo o la revocación de su designación. La Asamblea General de Accionistas citada para la elección del Director Vicepresidente deberá convocarse simultáneamente en primera y segunda convocatoria. Si en la Asamblea General de Accionistas citada para la designación del Director Vicepresidente no se obtuvieran los votos necesarios para su designación en primera o segunda convocatoria, el Director Vicepresidente será designado por el Accionista de la Clase “A”, debiendo recaer la designación en una persona de reconocida actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista. En este último supuesto, el Director Vicepresidente podrá ser removido o revocada su designación por decisión del Accionista de la Clase “A” o por el voto unánime de los Accionistas de las Clases “B”, “C”, “D” y “E”, en Asamblea General de Accionistas citada a tal efecto. Los Directores Suplentes se incorporarán al Directorio en reemplazo de los Directores Titulares según el orden de su designación dentro de cada Clase. El mandato de los Directores será de un ejercicio. En el caso de que los Directores que representan una Clase de Accionistas no puedan ser elegidos debido a un empate en la votación o porque ningún Accionista del grupo esté presente, la elección de tales Directores, tendrá lugar en una Asamblea General de Accionistas en la que todos los Accionistas presentes y con derecho a votar podrán participar y emitir su voto, cualquiera sea el número y clase de acciones que tengan. La Asamblea de Accionistas fijará la remuneración de los Directores atendiendo a las funciones des-empeñadas con cargo a gastos generales, salvo que hubiese utilidades, en cuyo caso se procederá conforme se establece en el artículo décimoquinto de estos Estatutos. La remuneración correspondiente a los Directores de la Clase “A”, así como la de aquellos que fueren funcionarios públicos será la del régimen especial que resulte aplicable o, en ausencia de éste, será la que fije la Asamblea de Accionistas para el Directorio. El Directorio se reunirá con la frecuencia requerida por la actividad de la Sociedad cuando sea convocado por el Presidente o cualquiera de los otros miembros del Directorio. Todos los Directores deben ser convocados por medio fehaciente con indicación del Orden del Día a tratar al domicilio que cada miembro indique al asumir sus funciones o aceptar el cargo. Habrá quórum, cuando por lo menos la mayoría de los miembros del Directorio se encuentran presentes y además será condición adicional de quórum, que deberá estar presente el Presidente del Directorio o uno de los Directores Suplentes designados por la Clase “A”. Los Directores podrán votar por carta poder en representación de otro Director designado por la misma clase, a excepción del Director Vicepresidente, quien no podrá otorgar ni recibir poder a este efecto. En todos los casos, el poderdante será responsable, como si hubiera votado personalmente. Sin embargo el poderdante no será contado a los efectos del quórum. En el caso de fallecimiento, renuncia, impedimento o incapacidad de uno o más Directores Titulares o Suplentes, la Comisión Fiscalizadora deberá designar a uno o más Directores Titulares y/o Directores Suplentes en su reemplazo, de acuerdo con las instrucciones de la clase accionaria interesada. La Comisión Fiscalizadora efectuará dicha designación dentro de los treinta días corridos después de tomar conocimiento de la vacancia, cualquiera sea la causa. El Director así designado durará en su cargo hasta la primera Asamblea Especial de Clase o General Ordinaria que se celebre. En caso de fallecimiento, renuncia, impedimento o incapacidad del Director Vicepresidente, el Directorio deberá convocar de inmediato a una Asamblea General de Accionistas, a efectos de elegir al Director Vicepresidente, de acuerdo con el régimen especificado más arriba. En ningún caso podrá la Comisión Fiscalizadora designar al Director Vicepresidente. La remoción de los Directores de Clase podrá ser efectuada en Asamblea General Ordinaria o Especial de Clase, por los accionistas de la clase respectiva. La Asamblea Ordinaria de la Sociedad podrá remover, sin discriminación de clases, a todos los Directores pero no a uno o más de uno en forma individual. Los Directores deberán depositar la suma de Pesos diez mil ($ 10.000) o su equivalente en moneda extranjera, bonos o títulos valores públicos, en garantía del fiel cumplimiento de sus funciones. El depósito de estos valores deberá ser efectuado en entidades financieras o cajas de valores a la orden de la Sociedad. Esta garantía también podrá ser constituida mediante fianzas o avales bancarios o seguros de caución o de responsabilidad civil a favor de la Sociedad. El Directorio tiene amplias facultades de administración y disposición, incluso las que requieren poderes especiales a tenor del Artículo 1881 del Código Civil y del Artículo 9 del Decreto Ley 5965/63”.

(Texto modificado por Asambleas de Accionistas del 27/11/98 – ACTA N° 26 – , DEL 23/02/99 – ACTA N° 31 –, DEL 26/11/02 – ACTA N° 53 – y DEL 27/09/05 – ACTA N° 65)

ARTICULO 10º: Las resoluciones en el Directorio se adoptarán por mayoría de votos de los Directores presentes en la reunión, siempre y cuando la mayoría incluya el voto del Presidente del Directorio o del

Director Suplente de la Clase “A” que lo reemplace. En caso de empate, el Presidente del Directorio o el Director Suplente de la Clase “A” que lo reemplace en caso de ausencia o impedimento, tendrá doble voto. La representación legal de la Sociedad corresponde al Presidente del Directorio o al Director Vicepresidente, en caso de ausencia o impedimento del Presidente o a dos Directores designados especialmente por el Directorio, en caso de ausencia o impedimento del Director Vicepresidente.

(Texto modificado por Asamblea de Accionistas del 27/11/98 - ACTA Nº 26)

ARTICULO 11º: El Directorio de la Sociedad, en la misma sesión en la que proceda a distribuir los cargos a ocupar por sus miembros, elegirá un Comité Ejecutivo que actuará bajo su supervisión y estará integrado por seis miembros, uno de los cuales será el Director Vicepresidente y los restantes, un Director por cada una de las Clases “A”, “B”, “C”, “D” y “E” de acciones. El representante de la Clase “A” podrá ser el Director Titular (Presidente) o cualquiera de sus Directores Suplentes. El Comité Ejecutivo estará presidido por el Director Vicepresidente. Los miembros del Comité Ejecutivo durarán en sus cargos mientras dure su mandato. En caso de ausencia no transitoria, renuncia o impedimento del Director Vicepresidente o cualquier otra circunstancia que provocare la vacante definitiva de éste, el Comité Ejecutivo funcionará sin la presencia del Director Vicepresidente hasta que el nuevo Director Vicepresidente haya sido designado. Mientras dure la ausencia o vacancia del Director Vicepresidente, sea transitoria o definitiva, el Comité Ejecutivo en cada reunión designará de entre sus miembros a la persona que habrá de presidirla. En caso de ausencia no transitoria, renuncia o impedimento de cualesquiera de los otros miembros o cualquier otra circunstancia que provocase la vacante, el Directorio designará, dentro de los quince (15) días de tomado conocimiento de la vacancia, un Director reemplazante, el cual deberá ser alguno de los designados por la misma clase accionaria que hubiera designado al Director que dejase vacante el cargo, por cualquier causa. El reemplazante durará en su cargo hasta completar el período para el que fuera designado el sustituido. Celebrará una reunión quincenal, como mínimo, y será necesaria la indicación previa de los temas a tratar. Se considerará válidamente constituida con la presencia de la mayoría de sus miembros y las decisiones se adoptarán por unanimidad de votos presentes. En caso de no lograr-se la unanimidad en la toma de decisiones, las cuestiones serán elevadas a consideración del Directorio. A sus reuniones deberá ser convocada la Comisión Fiscalizadora, la que deberá designar, al menos uno de sus miembros para asistir a las reuniones; también deberá ser convocado a toda reunión el Gerente General, quien deberá asistir, participando en la deliberación con voz pero sin voto. Las deliberaciones y resoluciones del Comité serán transcriptas en el libro de Actas del Comité Ejecutivo, y de las mismas se cursará copia a todos los integrantes del Directorio y Comisión Fiscalizadora. Son facultades y atribuciones del Comité Ejecutivo las que resultan del Artículo 269 de la Ley 19.550, cuanto las que en su caso, le resultasen atribuidas por la legislación vigente. En particular, le compete: 1) controlar y supervisar las normas y/o pautas seguidas por el despacho técnico; 2) confeccionar los organigramas que juzgue necesarios fijando o alterando los diversos cargos y/o funciones y las remuneraciones, en la forma que estime oportuno; 3) nombrar, suspender y remover a cualquier funcionario, empleado o dependiente de la Sociedad, con excepción de los gerentes, 4) llevar a cabo todo otro acto o gestión que le encomiende el Directorio y resulte delegable conforme la legislación entonces vigente. El Directorio dictará el Reglamento del Comité Ejecutivo. Para la modificación de la composición, el funcionamiento y/o el régimen de votación del Comité Ejecutivo se aplica lo dispuesto en el Artículo 250 de la Ley 19.550 (T.O. Decreto Nº 841/84)”.

(Texto modificado por Asambleas de Accionistas del 7/10/96 - ACTA Nº 18 y del 27/11/98 - ACTA Nº 26)

ARTÍCULO 12: La fiscalización de la Sociedad será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por cinco (5) Miembros Titulares y cinco (5) Miembros Suplentes que reemplazarán a los Titulares en los casos previstos por el Artículo 291 de la Ley 19.550 (T.O. Decreto Nº 841/84). El término de su elección es un ejercicio. Cada Clase de Acciones, como un grupo de Accionistas, en una Asamblea General o Especial de Accionistas, designará a un Miembro Titular y a un miembro Suplente. Las remuneraciones de los Miembros de la Comisión Fiscalizadora serán fijadas por la Asamblea; las mismas se cargarán a la cuenta de gastos generales, salvo que hubiese utilidades, en cuyo caso se procederá conforme se establece en el artículo decimoquinto de estos Estatutos. La Comisión Fiscalizadora se reunirá por lo menos una vez al mes o a pedido de cualquiera de sus miembros dentro de los cinco (5) días de formulado el pedido a todos los integrantes de la Comisión Fiscalizadora. Todas las reuniones deberán ser notificadas por escrito al domicilio que cada miembro indique al aceptar el cargo. Las deliberaciones y resoluciones de la Comisión Fiscalizadora se transcribirán en un Libro de Actas de Comisión Fiscalizadora, las que serán firmadas por todos los Síndicos presentes en la reunión. La Comisión Fiscalizadora sesionará con la presencia de la mayoría de sus cinco (5) miembros y adoptará las resoluciones por mayoría de votos, sin perjuicios de los derechos conferidos por la ley al Síndico disidente. Será presidida por uno de los Síndicos elegidos por mayoría de votos de los integrantes de la Comisión, en la primera reunión de cada año; en dicha ocasión también se elegirá reemplazante para el caso de ausencia. El Presidente representará a la Comisión Fiscalizadora para cualquier acto social. La Asamblea Ordinaria que considere la documentación establecida en el Artículo 234 inciso 1º de la Ley 19.550 (T.O. Decreto Nº 841/84) deberá designar la firma de contadores públicos nacionales independientes que tendrá por función certificar y auditar los estados

contables de la sociedad. A tal fin, en el Orden del Día de dicha Asamblea Ordinaria se incluirá expresamente un punto relativo a la designación de auditores para el próximo ejercicio, y su remuneración.

(Texto modificado por Asamblea de Accionistas del 7/10/96 - ACTA Nº 18)

ARTÍCULO 13: Las Asambleas pueden ser convocadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria. En el supuesto de convocatorias simultáneas, si la Asamblea fuera citada para celebrarse el mismo día deberá serlo con un intervalo no inferior de una hora de la fijada para la primera. Las Asambleas pueden ser convocadas simultáneamente en primera y segunda convocatoria, en forma establecida en el artículo 237 de la ley 19.550 Decreto 841/84, sin perjuicio de lo allí dispuesto para la Asamblea Unánime. Deberá mencionarse el carácter de la Asamblea, fecha, hora, lugar de reunión y orden del día. Las Asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan accionistas que representen la totalidad del capital social y las decisiones se adopten por unanimidad de las acciones con derecho a voto. Las Asambleas que sean convocadas por publicaciones deberán convocarse publicando avisos en el diario de publicaciones legales y en uno de los diarios de mayor circulación en la República, conforme los demás términos del artículo 237 y concordantes de la ley 19.550 (T.O. Decreto 841/84).

ARTÍCULO 14: El quórum y el régimen de mayorías serán los siguientes: ASAMBLEA ORDINARIA. QUORUM. PRIMERA CONVOCATORIA: La constitución de la Asamblea Ordinaria en primera convocatoria requiere la presencia de accionistas que representen la mayoría de las acciones con derecho a voto. SEGUNDA CONVOCATORIA: En la segunda convocatoria la Asamblea se considerará constituida, cualquiera sea el número de esas acciones presentes. MAYORIA: Las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión. ASAMBLEA EXTRAORDINARIA. QUORUM. PRIMERA CONVOCATORIA: La Asamblea Extraordinaria se reúne en primera o segunda convocatoria con la presencia de accionistas que representen el sesenta por ciento de las acciones con derecho a voto. MAYORIA: Las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión, siempre y cuando tal mayoría incluya el voto favorable de la totalidad de las acciones Clase "A". SUPUESTOS ESPECIALES: cuando la Asamblea tratare la transformación, prórroga o reconducción, la disolución anticipada de la Sociedad, el cambio fundamental del objeto o la reintegración total o parcial del capital tanto en primera cuanto en segunda convocatoria, las resoluciones se adoptarán por el voto favorable del sesenta por ciento (60%) de las acciones con derecho a voto, siempre y cuando tal mayoría incluya el voto favorable de la totalidad de las acciones Clase "A". Esta disposición se aplicará para decidir la fusión y la escisión, salvo cuando la Sociedad sea la incorporante en cuyo caso se regirá por las normas sobre aumento de capital.

ARTÍCULO 15: Al cierre del ejercicio social, que se operará el 30 de abril de cada año, se confeccionarán los estados contables de acuerdo con las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas en vigencia. Las ganancias realizadas y líquidas se destina-rán: 1) el cinco por ciento (5%) hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del capital social, al fondo de reserva legal; 2) a remuneración de los Directores, de los Directores integrantes del Comité Ejecutivo y de la Comisión Fiscalizadora, en su caso.
Dado que la Sociedad no persigue fines de lucro, el saldo tendrá el destino que decida la Asamblea, pero, en ningún caso se distribuirá como dividendo en efectivo o en especie.

ARTICULO 16: Producida la disolución de la Sociedad, su liquidación estará a cargo de una Comisión Liquidadora que designa-rá la Asamblea que actuará bajo la vigilancia de la Comisión Fiscalizadora. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se destinará al Estado Nacional.

ARTICULO 17: Todas las notificaciones que conforme a las disposiciones de estos Estatutos deban enviarse a los Accionistas, Directores, Miembros de la Comisión Fiscalizadora o al Directorio y/o Comité Ejecutivo, se enviarán por telegrama colacionado, carta documento o cualquier otro medio escrito de notificación, considerándose la notificación como vigente a partir de la fecha de la constancia de recibo. Cada Accionista, Director o Síndico, tendrá la responsabilidad de mantener actualizado su domicilio el cual constará en el Libro de Registro de Acciones o Libro de Actas respectivo

DECRETO PEN N° 1398/92

Apruebase la Reglamentación de la Ley 24.065. Apruebase la Reglamentación de los artículos 18 y 43 de la Ley N° 15.336.

Bs. As. 6/8/92

VISTO la sanción de la Ley 24.065 y el Expediente Nº 751.034/92 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, y

CONSIDERANDO:

Que resulta imprescindible reglamentar algunos de los preceptos contenidos en dicha ley a los efectos de su inmediata aplicación.

Que, a su vez, dado los criterios de regulación contenidos en la Ley Nº 24.065 y el carácter complementario que la citada norma tiene de la Ley Nº 15.336, corresponde precisar los alcances de su contenido, en particular, en lo referente a las características de la concesión del servicio público de distribución así como a la base de cálculo de la Regalía Hidroeléctrica reglada por el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336, modificado por Ley Nº 23.264, dada la derogación que el Artículo 90 de la Ley Nº 24.065 dispusiera del Artículo 39 de la Ley Nº 15.336.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de las atribuciones conferidas por el Artículo 67 de la Ley Nº 23.696, por el Artículo 91 de la Ley Nº 24.065 y por el Artículo 86 inciso 2) de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º - Apruébese la "Reglamentación de la Ley Nº 24.065", que como Anexo I forma parte integrante del presente Decreto.

Art. 2º - Apruébase la "Reglamentación del Artículo 18 y del Artículo 43 de la Ley Nº 15.336, modificada en este último caso por la Ley Nº 23.164", que como Anexo II forma parte integrante del presente Decreto.

Art. 3º - El presente Decreto estará en vigencia a partir de la fecha de su publicación.

Art. 4º - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - MENEM. - Domingo F. Cavallo

ANEXO I

REGLAMENTACIÓN DE LA LEY Nº 24.065

CAPITULO I

Objeto

ARTICULO 1º - Atribúyese el carácter de servicio público a la actividad de distribución de energía eléctrica por su condición de monopolio natural. Su regulación deberá consistir en la fijación de las tarifas a aplicar y en el control de la calidad de la prestación del servicio.

Caracterízase a la actividad de transporte como un servicio público por su naturaleza monopólica. No obstante lo cual, comparte las reglas propias del mercado por las particularidades que presenta en lo atinente de su expansión. Tales condiciones deberán ser tenidas en cuenta por la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA al establecer la regulación específica de tal actividad y por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD al ejercer las funciones que le asigna la Ley Nº 24.065.

La actividad de generación de energía eléctrica por responder al libre juego de la oferta y la demanda debe ser solo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

CAPITULO II

Política general y agentes.

ARTICULO 2º - Sin reglamentación.

CAPITULO III

Transporte y distribución

ARTICULO 3º - El PODER EJECUTIVO NACIONAL deberá tomar los recaudos necesarios a los efectos de que se produzcan en el menor plazo posible la transferencia al Sector Privado de la actividad de transporte y distribución de electricidad actualmente a cargo de las empresas AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA Y SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA, conforme a los términos de la Ley Nº 23.696 y de la Ley Nº 24.065.

La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE ELECTRICIDAD deberán implementar los mecanismos que fuere menester, a los efectos de asegurar que las actividades descriptas en el párrafo precedente permanezcan a cargo del Sector Privado

CAPITULO IV

Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

ARTICULO 4º - Sin reglamentación.

ARTICULO 5º - La actividad de generación de energía eléctrica de origen térmico no requiere autorización previa del PODER EJECUTIVO NACIONAL para su ejercicio, en cambio, la de origen hidroeléctrico estará sujeta a una cancelación de explotación, en los términos del Artículo 14 de la Ley Nº 15.336.

ARTICULO 6º - Sin reglamentación.

ARTICULO 7º - Sin reglamentación.

ARTICULO 8º - Se tendrá como valor de referencia de la energía eléctrica que se reciba en concepto de pago por regalía hidroeléctrica u otro servicio, a los efectos de su comercialización mayorista en el Mercado Spot, el que le corresponda en tal mercado, al concesionario de la central hidroeléctrica, en la cual origina tal pago.

ARTICULO 9º - El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. De ser este una forma societaria, sí pueden serlo sus accionistas, como personas físicas o constituyendo otra persona jurídica con este objeto.

ARTICULO 10 - Considérase "Gran Usuario" a todo aquel usuario que por su característica de consumo pueda celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los generadores que define el inciso a) del Artículo 35 de la Ley Nº 24.065, estando sujetos a jurisdicción nacional cuando tales contratos se ejecuten a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Delégase a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS la facultad de precisar los módulos de potencia y energía y demás parámetros técnicos que caracterizan al "Gran Usuario".

Aclárase que todo contrato del Mercado a Término del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se ejecuta a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). A su vez, implica operar en el Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para transar los saldos cuando existieren.

(Texto MODIFICADO por el Artículo 4º del DECRETO PEN N° 186/95 del 25/07/95).

CAPITULO V

Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores

ARTÍCULO 11 - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá establecer la magnitud de instalaciones cuya operación y/o construcción requiere su calificación de necesidad, debiendo difundir adecuadamente tal caracterización.

ARTICULO 12 - El particular que quiera manifestar su opción a la construcción y/u operación de instalaciones de distribución o transporte de energía eléctrica que carezca del certificado reglado por el Artículo 11 de la Ley Nº 24.065, deberá acreditar previamente, tener afectado un derecho subjetivo o un interés legítimo ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 13 - Sin reglamentación.

ARTICULO 14 - Sin reglamentación.

ARTÍCULO 15 - El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá elevar, por intermedio de la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, dentro del término de los CIENTO VEINTE (120) DÍAS de

su puesta en funcionamiento, un proyecto de reglamentación que establezca el procedimiento que aplicara para intervenir y resolver en las cuestiones regladas en este capítulo.-

ARTICULO 16 - Sin reglamentación.

ARTICULO 17 - La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá determinar las normas de protección de cuentas hídricas y ecosistemas asociados, a las deberán sujetarse los generadores , transportistas y distribuidores de energía eléctrica, en lo referente a la infraestructura física, las instalaciones y la operación de sus equipos.

ARTICULO 18 - Sin reglamentación.

ARTICULO 19 - Facúltase al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD a caracterizar en cada caso en particular, si una situación configura o no un acto de competencia desleal o de abuso de una posición dominante en el mercado.

ARTICULO 20 - Sin reglamentación.

CAPITULO VI

Provisión de servicios

ARTÍCULO 21 - El PODER EJECUTIVO NACIONAL sólo autorizará concesiones de distribución de energía eléctrica cuya regulación se funde en los criterios contenidos en el Artículo 1º de la presente reglamentación y prevean sanciones por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que afecten la continuidad de la prestación del servicio.

Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de provisión de servicio de electricidad durante el término de la concesión que se le otorgue. Serán responsables de atender el incremento de demanda en su zona de concesión, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere conveniente. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión.

El Estado Nacional no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura del concesionario de distribución.

Dicho contratos de concesión deberán respetar, en particular, las previsiones en materia tarifaria contenidas en la reglamentación de los Incisos a),b) y c) del Articulo 40, del Articulo 41 y de los Incisos c) y d) del Articulo 42 de la Ley Nº24.065, los lineamientos básicos que se definen en la reglamentación de los Incisos b),d) y f) del Articulo 56 de la citada ley, así como aplicarse los procedimientos establecidos en la reglamentación de los Artículos 51 y 52 de la ley antes mencionadas.

ARTÍCULO 22 - EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá precisar los criterios para el ejercicio del derecho de libre acceso a la capacidad de transporte de los sistemas del transportista y/o del distribuidor.

ARTICULO 23. - Sin reglamentación.

ARTICULO 24. - Sin reglamentación.

ARTICULO 25. - Sin reglamentación.

ARTICULO 26. - Los criterios para determinar las especificaciones mínimas de calidad de la electricidad que se coloque en el sistema de transporte y/o de distribución deberán ajustarse a las normas técnicas, que a tales fines, establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 27. - Considérase servicio adecuado a los usuarios el que sea prestado en un todo de acuerdo a las normas de calidad de servicio que se definan en el contrato de concesión específico y a las que a tales efectos establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 28. - Sin reglamentación.

ARTICULO 29. - Sin reglamentación.

CAPITULO VII

Limitaciones

ARTICULO 30. - Sin reglamentación.

ARTICULO 31. - La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá controlar que, como resultado de la modalidad de privatización dispuestas por los Artículos 93, 94 y 95 de la Ley Nº 24.065, la división de la actividad eléctrica actualmente a cargo de las empresas AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA y SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA, en generación, distribución y transporte, se efectúe de modo tal que impida que el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA se transforme en un monopolio o en un oligopolio. La citada Secretaría controlará, a su vez, que se mantenga, en dicho ámbito, la condición de libre competencia, debiendo dictar, con fin, las normas necesarias tendientes a evitar que el control de las empresas que desarrollen dichas actividades se concentren en un único grupo económico.

Facúltese a la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a autorizar la construcción de una línea de transporte de uso particular, a exclusivo costo del distribuidor, generador y/o gran usuario que lo solicite, la que deberá establecer en dicho acto, las normas que regirán las modalidades y forma de operación de la línea de transporte. Dicha concesión de transporte de uso particular no reviste la condición de servicio público.

ARTICULO 32. - Sin reglamentación.

ARTICULO 33. - Determínase que sólo deberá reunir la condición de no endosable, en los términos del Artículo 33 de la Ley Nº 24.065, el porcentaje del capital accionario que determine el control societario de una sociedad distribuidora o transportista.

CAPITULO VIII

Exportación e importación

ARTICULO 34. - Sin reglamentación.

CAPITULO IX

Despacho de cargas

ARTICULO 35. - La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá, al dictar las normas a las que ajustará su accionar el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS, definir los conceptos "SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN" y "MERCADO ELECTRICO MAYORISTA".

ARTICULO 36. - Sin reglamentación.

ARTICULO 37. - La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA fijará el presupuesto del fondo unificado emergente del Artículo 37 de la Ley Nº 24.065 correspondiente al ejercicio 1992 y determinará en forma mensual, los criterios de distribución de dicho fondo conforme los destinos determinados en el citado artículo.

ARTICULO 38. - Sin reglamentación.

ARTICULO 39. - Sin reglamentación.

CAPITULO X

Tarifas

ARTICULO 40.-

Inciso a) El costo propio de distribución para cada nivel de tensión, que integrará la tarifa de concesión estará constituido por:

1.- el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión;

2.- los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios, y

3.- los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención al usuario.

Inciso b) Los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarias teniendo en cuenta:

1.- la tensión en que se efectúe el suministro, y

2.- la modalidad de consumo de cada tipo de usuarios, teniendo en cuenta su participación en los picos de cargas de las redes de distribución.

Inciso c) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, tomando como referencia el correspondiente al "Mercado Spot". Dicho precio de compra deberá multiplicarse por un factor que represente las pérdidas técnicas asociadas a su sistema de distribución, según el nivel de tensión del suministro.

En caso de comprar el distribuidor toda o parte de la energía eléctrica en bloque, a través de contratos libremente pactados, el precio a trasladar a la tarifa a usuarios finales será el que corresponda al "Mercado Spot".

Los precios de los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque, que se transfieran a los adjudicatarios del proceso licitatorio que se lleve a cabo a los efectos de la privatización de la actividad de distribución a cargo de SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA, se trasladarán íntegramente a la tarifa a usuario final. De acordarse modificaciones en dichos contratos, con posterioridad a tal transferencia, se los asimilará, a los efectos reglados en el presente inciso, a los contratos libremente pactados.

Cada distribuidor trasladará a la tarifa a usuario final el precio correspondiente al Mercado Spot (ya sea que la compra se efectúe en tal ámbito o a través de contratos libremente pactados), y/o el de los contratos transferidos en los procesos de privatización, a que hacen referencia los párrafos precedentes, ponderando la proporción que cada uno de éstos represente en su compra total.

Inciso d) Sin reglamentación.

ARTICULO 41.- Considérase como tasa de rentabilidad a la tasa de actualización que determine el ENTE NACIONAL REGULADOR para el cálculo de los costos propios de distribución. El Ente, a tales efectos, deberá respetar los principios definidos en el Artículo 41 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 42.- El Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario que se establezcan en los contratos de concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, que se otorguen como resultado de la privatización de tal actividad en los términos del Artículo 95 de la Ley Nº 24.065, podrá ser aplicable por un período inicial de DIEZ (10) años, a los efectos de otorgar un marco de referencia adecuado a la prestación del servicio público.

Inciso a) Sólo podrán mantenerse vigentes las reducciones de tarifas en favor de los usuarios del Sector Pasivo, cuyo ingreso no exceda el haber que a tales efectos determine el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, de entidades de bien público sin fines de lucro debidamente registradas como tales y/o de sectores industriales electrointensivos, si se prevé una partida presupuestaria específica destinada a cubrir al concesionario la diferencia de ingresos que tal subsidio representa. En tales casos, el citado Ente deberá controlar la correcta aplicación del régimen tarifario diferencial por parte del distribuidor.

Inciso b) Sin reglamentación.

Inciso c) El ENTE NACIONAL REGULADOR deberá considerar, en principio, los siguientes factores destinados a estimular la eficiencia y las inversiones en construcciones y mantenimiento de instalaciones.

1.- la fijación de los cuadros tarifarios teniendo en cuenta niveles normales de pérdidas técnicas, y

2.- la aplicación de descuentos sobre la facturación a usuarios finales en caso que el distribuidor no dé cumplimiento a las normas de calidad de servicio establecidas en su contrato de concesión.

Inciso d) Los ajustes de tarifas a que hace referencia el Inciso d) del Artículo 42 de la Ley Nº 24.065, permitirán reflejar las variaciones en el precio de compra de la energía eléctrica en bloque, según el concepto que se define en la reglamentación del Inciso c) del Artículo 40 de la citada ley y mantener constantes los costos propios de distribución determinados según lo establecen los Incisos a) y b) de la reglamentación del artículo precedentemente mencionado.

Inciso e) Sin reglamentación.

ARTICULO 43.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, una vez vencido el período inicial a que hace referencia la reglamentación del Artículo 42 de la Ley Nº24.065 fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de CINCO (5) años.

ARTICULO 44.- Sin reglamentación.

ARTICULO 45.- El distribuidor adjuntará a su prestación tarifarias toda la información en la que funda su propuesta, debiendo, a su vez, suministrar toda la que, adicionalmente solicite el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

Para realizar el estudio de la propuesta tarifaria presentada por el distribuidor, el Ente contratará los servicios de un grupo consultor independiente de reconocida experiencia en el Sector, que efectuará una

propuesta alternativa. En base a ésta y a la propuesta del concesionario, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD establecerá el cuadro tarifario para los próximos CINCO (5) años.

ARTICULO 46.- Sin reglamentación.

ARTICULO 47.- Sin reglamentación.

ARTICULO 48.- De ser calificada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD como injusta e irrazonable la tarifa que aplica de oficio el distribuidor como consecuencia de lo dispuesto por el Artículo 47 de la Ley 24.065, éste deberá aplicar los valores tarifarios anteriores desde el momento en que el Ente le notifique tal calificación hasta el vencimiento del plazo que el citado artículo define para su pronunciamiento.

ARTICULO 49.- Sin reglamentación.

CAPITULO XI

Adjudicaciones

ARTICULO 50.- Sin reglamentación.

ARTÍCULO 51.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá someter al PODER EJECUTIVO NACIONAL, por intermedio de la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, su propuesta de prórroga o renegociación de una concesión. La citada Secretaría debería resolver, sobre el particular dentro del término de TREINTA (30) días hábiles, estando facultada para denegar fundamentalmente tal petición, en cuyo caso deberá instruir al mencionado Ente a iniciar un procedimiento de selección del nuevo concesionario, según los términos y condiciones que especifique dicha Secretaría.

De resolver la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dar curso favorable a lo propuesto por el Ente, elevará las actuaciones al PODER EJECUTIVO NACIONAL, para su aprobación respectiva.

ARTICULO 52.- EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá someter a la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, su denegatoria de prórroga o de otorgamiento de una nueva concesión.

Solo podrá inicia el procedimiento de selección de un nuevo concesionario, dentro de las pautas y procedimientos que, a tales efectos, determine la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA una vez que le haya sido notificado el acto de dicha Secretaría que ratifique su propuesta.

El citado Ente deberá someter la propuesta de adjudicación resultante del nuevo proceso de selección a que se refiere el párrafo precedente, a la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, la que, de mediar conformidad, deberá elevarla al PODER EJECUTIVO NACIONAL, para el dictado del acto pertinente.

ARTICULO 53.- Sin reglamentación.

CAPITULO XII

Ente Nacional Regulador

ARTICULO 54.- Sin reglamentación.

ARTICULO 55.- Facúltase al MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICAS a determinar y transferir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, los bienes muebles e inmuebles de propiedad del ESTADO NACIONAL, o de las empresas del Sector Eléctrico Nacional de las que éste es único propietario.

ARTICULO 56.-

Inciso a) Sin reglamentación.

Inciso b) El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá:

b.I.- Concentrar su función de contralor del concesionario de distribución de energía eléctrica sobre la calidad de servicio prestado, debiendo considerar, para ello, los siguientes lineamientos:

b.I.I.- Defínese como calidad de servicio al conjunto de normas que especifiquen la calidad de la energía eléctrica a suministrar (producto) y del servicio a prestar, desde el punto de vista técnico y comercial.

La calidad del producto suministrado se relacionará con el nivel de tensión en el punto de alimentación y con sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión, y armónicas).

La calidad del servicio técnico prestado tendrá en cuenta la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

La calidad del servicio desde el punto de vista comercial se medirá teniendo en cuenta el plazo empleado por el concesionario para dar respuesta a las solicitudes de conexión de servicio, los errores en la facturación y la frecuencia de facturación estimada.

b.I.2.- El contrato de concesión de distribución deberá establecer, claramente, las normas de calidad de servicio que regirán las condiciones de su prestación. Asimismo fijará los límites de lo que se considera un servicio prestado satisfactoriamente, nivel a partir del cual se reglamentará las penalidades por incumplimiento de tales normas.

b.I.3.- El concesionario determinará, a su criterio los trabajos e inversiones que estime necesario llevar a cabo a los efectos de dar cumplimiento al nivel de calidad preestablecido.

b.I.4.- El Régimen de Penalidades se establecerá en función del perjuicio económico que ocasione al usuario la prestación del servicio en condiciones no satisfactoria.

En consecuencia, la multa por incumplimiento de las normas de calidad de servicio técnico satisfactorio, consistirá en la aplicación de bonificaciones sobre las facturaciones a los usuarios que haya sido afectado, los que se calcularán en función del costo que representa, para cada grupo del usuario, la energía no suministrada.

b.I.5.- EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá implementar los mecanismos para el contralor del fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas. A tales efectos, el Ente instruirá al concesionario que:

b.I.5.1.- lleve a cabos campañas de medición y relevamientos de curvas de carga y tensión.

b.I.5.2.- organice una base de datos con información de contingencias, la que será relacionable con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición, sobre cuyo diseño instruirá el Ente.

b.2.- El Reglamento de Suministro contendrá básicamente las condiciones para el suministro: los derechos y obligaciones del usuario, los derechos y obligaciones del concesionario: disposiciones relativas a los casos en que el concesionario estará facultado a cortar o suspender el suministro establecido, a tales efectos, el procedimiento a seguir: forma y plazos para la rehabilitación del servicio y sanciones por incumplimiento de las obligaciones que éste defina.

Inciso c) Sin reglamentación.

Inciso d) El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, con anterioridad suficiente al vencimiento de cuarto año de cada período de vigencia del cuadro tarifario del distribuidor, a que hace referencia el Artículo 43 de la Ley Nº 24.065, deberá definir las bases para el cálculo de las tarifas de distribución, conforme los siguientes principios generales.

d.1.- Los costos propios de distribución, según se define en la reglamentación del Inciso a) del Artículo 40 de la Ley Nº 24.065, deberán reflejar los costos marginales o económicos del desarrollo de la red.

d.2.- Al valor resultante del concepto definido en el punto precedente, se le adicionará el precio de compra de la energía eléctrica en bloque en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, concepto que se entiende con el alcance definido en la reglamentación del Inciso c) del Artículo 40 de la Ley Nº 24.065.

d.3.- Las tarifas deberán diferenciarse por modalidad de uso y por nivel de tensión que se efectúe el suministro.

Inciso e) Sin reglamentación.

Inciso f) Las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de distribución de electricidad deberán fundarse en los principios generales contenidos en el Pliego de Bases y Condiciones que se utilice para transferir al Sector Privado la actividad de distribución a cargo de SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA, y, en particular, el Anexo correspondiente al Contrato de Concesión deberá respetar el principio de división del plazo de concesión en períodos de gestión así como mecanismos que aseguren la no readquisición a título oneroso, por el ESTADO NACIONAL, de los activos afectados al servicio y su transferencia sucesiva a nuevos prestadores del servicio.

Inciso g) Sin reglamentación

Inciso h) Sin reglamentación

Inciso i) Sin reglamentación

Inciso j) Para el proceso de audiencia pública el ENTE NACIONAL REGULADOR instrumentará una mecánica de representación orgánica de los usuarios, que será aplicable en todos aquellos casos en que las decisiones del Ente afecten su interés general, en particular, al tratarse los cuadros tarifarios o cuestiones vinculadas a la calidad de servicio.

Inciso k) Considérase como "normas específicas" en el sentido a que hace referencia el Inciso k) del Artículo 56 de la Ley Nº 24.065, a las leyes que especifican reglas técnicas de seguridad vinculadas al objeto reglado por dicho inciso, las que deberán ser aplicadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

Inciso l) Sin reglamentación

Inciso m) Sin reglamentación

Inciso n) Sin reglamentación

Inciso ñ) Sin reglamentación

Inciso o) Sin reglamentación

Inciso p) Sin reglamentación

Inciso q) Sin reglamentación

Inciso r) Sin reglamentación

Inciso s) Sin reglamentación

ARTÍCULO 57.- La remuneración de los miembros del Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR será fijada por decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

ARTICULO 58.- A los efectos de la designación de los integrantes del Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá definir el perfil de cada integrante del Directorio, conducirá un proceso de selección y determinará en cada oportunidad, cuales de los cargos a cubrir corresponde sean propuestos por el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, entre los postulantes a dichos cargos que hayan sido previamente seleccionados como Candidato Elegible".

El procedimiento de selección antes mencionado se iniciará mediante una convocatoria abierta que deberá difundirse en diarios de circulación masiva, siéndole aplicable las normas que se establecieron para el Régimen de Cargos con Funciones Ejecutivas aprobado por Decreto 994 del 27 de mayo de 1991.

Los antecedentes de los postulantes serán evaluados por medio los curriculos vitae presentados y de entrevistas personales efectuadas por especialistas a los efectos de determinar aquellos que reúnen los requisitos mínimos definidos en el llamado para el cumplimiento del puesto. El resultado de tal evaluación deberá elevarse a un Comité de Selección integrado por personas representativas, que por sus condiciones garanticen ecuanimidad e independencia de criterio en su pronunciamiento. De esta forma serán seleccionados el número mínimo de postulantes que defina la Secretaría por cada cargo a cubrir, los que revestirán la condición de "Candidatos Elegibles".

Si no hubiera ningún Candidato elegible para cubrir un determinado cargo, se repetirá el procedimiento descripto precedentemente, solamente para tal cargo. También se repetirá el procedimiento, si la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA lo considere necesario, para aquellos cargos en que hubiera solo un Candidato Elegible. Tal circunstancia, no obstaculizará la continuación del procedimiento de designación de los restantes miembros del Directorio del Ente.

La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y el CONSEJO FEDERAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA propondrán al PODER EJECUTIVO NACIONAL, la nómina de integrantes del Directorio del Ente que les correspondiere, entre los Candidatos Elegibles.

ARTICULO 59.- En forma previa a la designación, el PODER EJECUTIVO NACIONAL comunicará a la Comisión del PODER LEGISLATIVO NACIONAL a que hace referencia el Artículo 59 de la Ley Nº 24.065, la nómina de los que serán designados como Directores del Ente y los motivos a que se fundamenta.

Al finalizar el plazo de TREINTA (30) días corridos que establece el artículo mencionado en el párrafo precedente para que la citada Comisión emita opinión, el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictará en forma inmediata, el acto de designación respectiva.

ARTICULO 60.- Sin reglamentación

ARTICULO 61.- Sin reglamentación

ARTICULO 62.- Sin reglamentación

ARTICULO 63.- Sin reglamentación

ARTÍCULO 64.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, dentro del plazo de TREINTA (30) días hábiles, a contar a partir del dictado del acta de designación de los integrantes de su Directorio, deberá elevar a la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a los efectos de su aprobación, una norma de índole general que reglamente su gestión financiera patrimonial y contable.

ARTICULO 65.- Sin reglamentación

ARTICULO 66.- Sin reglamentación

ARTICULO 67.- Sin reglamentación

ARTICULO 68.- Sin reglamentación

ARTICULO 69.- Sin reglamentación

CAPITULO XII

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica

ARTICULO 70.- Caracterízase como MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, exclusivamente a los efectos de determinar el hecho imponible grabado por el FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, a toda operación de compra de energía eléctrica en bloque, que, ya sea dentro del territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA o como resultado de una importación, realicen los Grandes Usuarios y los Distribuidores, que contraten directamente con un generador y/o a través de un SISTEMA DE INTERCONEXIÓN REGIONAL o del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN.

Serán agentes de retención del impuesto creado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, el generador que venda su energía a través de contratos libremente pactados o de SISTEMAS REGIONALES DE INTERCONEXIÓN, el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS cuando las operaciones se efectúen a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN o el propio Distribuidor o Gran Usuario cuando realice operaciones de importación de energía eléctrica.

La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá controlar que la asignación de FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES, que se crea por el Artículo 70 Inciso b) de la Ley Nº 24.065, se distribuya entre las Provincias que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en la citada norma. La citada Secretaría deberá verificar también que las Provincias que hayan adherido a tales principios tarifarios, los apliquen efectivamente al determinar las tarifas a usuarios finales dentro de su jurisdicción.

CAPITULO XIV

Procedimientos y control jurisdiccional

ARTICULO 71.- Sin reglamentación

ARTÍCULO 72.- Los actos que emita el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, como consecuencia de las facultades otorgadas en el Artículo 72 de la Ley Nº 24.065, serán de índole jurisdiccional.

ARTICULO 73.- Sin reglamentación

ARTICULO 74.-

Inciso a) Se considera vinculado a la conveniencia, necesidad y utilidad general del servicio de distribución de electricidad la aprobación por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR del cuadro tarifario a que hace referencia el Artículo 45 de la Ley Nº 24.065 y su reglamentación.

Inciso b) Sin reglamentación

ARTICULO 75.- Sin reglamentación

ARTÍCULO 76.- Los Recursos de Alzada que se interpongan contra las resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD serán resueltos, en forma definitiva, por la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, quedando agotada con su pronunciamiento la vía administrativa.

A los efectos de determinar los alcances del contralor de la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, con respecto a cada uno de los actos del citado Ente que fueren recurrido, aquella deberá, previamente caracterizar el acto, según sea o no de naturaleza jurisdiccional.

CAPITULO XV

Contravenciones y Sanciones

ARTICULO 77.- Sin reglamentación

ARTICULO 78.- Sin reglamentación

ARTICULO 79.- Sin reglamentación

ARTICULO 80.- Sin reglamentación

ARTÍCULO 81.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD deberá elevar, a la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, para su conocimiento y dentro del término de los CIENTO VEINTE (120) días de su puesta en funcionamiento, un proyecto de reglamento que establezca el procedimiento que aplicará para intervenir y resolver mediante el Régimen de Audiencia Pública.

CAPITULO XVI

Disposiciones Varias

ARTICULO 82.- Sin reglamentación

ARTICULO 83.- Sin reglamentación

ARTICULO 84.- Determínase como título hábil, a los efectos de la aplicación del procedimiento ejecutivo previsto en el Segundo Párrafo del Artículo 84 de la Ley Nº 24.065 a la constancia de deuda que sea emitida por los Generadores, Transportistas y/o Distribuidores, que reúna los requisitos, que, a tales efectos, determine la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

CAPITULO XVII

Ámbito de Aplicación

ARTICULO 85.- Sin reglamentación

CAPITULO XVIII

Disposiciones Transitorias

ARTICULO 86.- Sin reglamentación

ARTICULO 87.- Sin reglamentación

ARTICULO 88.- Sin reglamentación

CAPITULO XIX

Modificaciones a la Ley 15.336

ARTICULO 89.- Sin reglamentación

ARTICULO 90.- Sin reglamentación

ARTICULO 91.- Sin reglamentación

ARTICULO 92.- Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a elaborar el Texto Ordenado del Marco Regulatorio Eléctrico que se encuentra conformado por la Ley Nº 15.336 y por la Ley Nº 24.065.

CAPITULO XX

Privatización

ARTICULO 93.- Sin reglamentación

ARTICULO 94.- Sin reglamentación

ARTICULO 95.- Sin reglamentación

ARTICULO 96.- Sin reglamentación

ARTICULO 97.- Sin reglamentación

CAPITULO XXI

Adhesión

ARTICULO 98.- La adhesión reglada en el Artículo 98 de la Ley Nº 24.065 a diferencia de la de índole restringida establecida en el Artículo 70 Inciso b), Apartado Primero, de la citada Ley es amplia e implica que la Generación, el Transporte y la Distribución que se encuentre sujeta a jurisdicción provincial, así como la organización y el ejercicio de la actividad del contralor se sujetarán a las Disposiciones de la norma mencionada precedentemente, si que ello implique otorgar jurisdicción al ENTE NACIONAL REGULADOR DE ELECTRICIDAD sobre las actividades que no se encuentren sujetas a jurisdicción federal.

ARTICULO 99.- Sin reglamentación

ARTICULO 100.- Sin reglamentación

ANEXO II

REGLAMENTACIÓN DEL ARTICULO 18 Y DEL ARTICULO 43 DE LA LEY Nº 15.336, MODIFICADO POR LA LEY 23.164

ARTICULO 18.-

Inciso 1) Sin reglamentación

Inciso 2) Sin reglamentación

Inciso 3) Sin reglamentación

Inciso 4) La obligación del distribuidor de atender el incremento de demanda en su zona de distribución, atribuyéndole la responsabilidad exclusiva de determinar las inversiones necesarias a tales efectos.

Inciso 5) La facultad del distribuidor de determinar el plazo de iniciación y terminación de las obras e instalaciones que, en los términos del Inciso precedente, consideren necesarias para atender el abastecimiento e incremento de la demanda de su zona.

Inciso 6) Sin reglamentación

Inciso 7) Sin reglamentación

Inciso 8) ,Modificado por el Artículo 89 de la Ley Nº 24.065. Las condiciones en que el Estado asegurará la sucesiva transferencia de los bienes afectado a la prestación del servicio público de distribución y comercialización a nuevos concesionarios privados en los casos de caducidad, revocación o falencia.

Inciso 9) Sin reglamentación

Inciso 10) Sin reglamentación

Inciso 11) La obligación de distribuidor de asumir todos los costos expansión de sus redes de distribución.

Inciso 12) El criterio de evaluación del capital de la sociedad distribuidora.

Inciso 13) Sin reglamentación

Inciso 14) Sin reglamentación

Inciso 15) Sin reglamentación

Inciso 16) Sin reglamentación

Inciso 17) Sin reglamentación

Inciso 18) Sin reglamentación

Inciso 19) Sin reglamentación

ARTÍCULO 43.- El cálculo de la Regalía Hidroeléctrica reglada por el Artículo 43 de la Ley 15.336, modificada por la Ley Nº 23.164, se efectuará sobre el importe que resulte de valorizar la energía generada por la fuente hidroeléctrica al precio que corresponda al concesionario de tal fuente de generación en el Mercado Spot.

DECRETO PEN N° 1343/93

BUENOS AIRES, 25 JUN. 1993

VISTO, el Expediente Nº 752.426/92 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1.992 se ha dispuesto la ejecución de la actividad de transporte de energía eléctrica a cargo de HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA, AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA.

Que a raíz de las consultas que formularan los adquirentes del Pliego de Bases y Condiciones correspondiente al Concurso Público Internacional para la venta del SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) del paquete accionario de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.S.), el COMITÉ PRIVATIZADOR, creado por el Artículo 7º de la Resolución M.E. y O.S.P. Nº 1.483 del 29 de diciembre de 1.992, ha considerado necesario introducir modificaciones al Contrato de Concesión del que es titular la sociedad antes mencionada, así como a su Estatuto Societario, al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Aplicación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y al Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Que, en virtud de ello, el citado órgano ha emitido circulares que modifican tales actos que fueran oportunamente aprobados por el Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1.992.

Que, dados tales precedentes y teniendo en consideración los motivos que llevaron a su modificación, resulta necesario el dictado del acto convalidatorio.

Que, asimismo resulta necesario determinar el límite para la aplicación de sanciones por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD en aquellos supuestos previstos en la Circular Nº 10.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de los dispuesto en la Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 y de las atribuciones que le confiere el Artículo 86 Inciso 1) y 2) de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y el art. 19 inciso a) de la Ley Nº 19.549.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTICULO 1º.- Convalídase las Circulares Nos. 3, 6, 7, 10, y 11 emitidas por el COMITÉ PRIVATIZADOR, órgano actuante en el Concurso Público Internacional para la venta del SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) del paquete accionario de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), las que en fotocopia autenticada y como Anexo I forman parte integrante del presente acta.

ARTICULO 2º.- Autorízase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA a incorporar al Contrato de Concesión de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión del que es Titular TRANSENER S.A., así como a su Estatuto, al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Aplicación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y al Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica las modificaciones emergentes de lo dispuesto en el artículo precedente.

ARTICULO 3º.- Entiéndese a los efectos previstos en el Segundo Párrafo del Artículo 29 del Contrato de Concesión otorgado a TRANSENER S.A., conforme la redacción dada por la Circular Nº 10, que las sanciones a aplicar por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD estará sujetas al límite de sanciones previstas en el "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión".

ARTICULO 4º.- El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su dictado.

ARTICULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

DECRETO PEN N° 186/95

BUENOS AIRES, 25 de julio de 1995

VISTO el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las Leyes Nº 15.336 y 24.065, así como su reglamentación parcial establecida por Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) constituyó una herramienta fundamental para la transformación del Sector Eléctrico Argentino en el marco del proceso más amplio de reasignación de roles entre el sector público y el privado.

Que el profundo cambio cultural implicado exigió de los actores del mercado un esfuerzo de “aprendizaje y entrenamiento” en las nuevas reglas de juego, y de las autoridades del área energética una atención permanente sobre la operatoria en aquél, para instrumentar o ajustar las medidas de regulación y control que aseguren la continuidad de su correcto funcionamiento y la consecución de los objetivos que dieron causa a su creación.

Que entre tales objetivos, explicitados básicamente en el Artículo 2º de la Ley Nº 24.065, cuentan las de promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar la realización de inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.

Que ya mediante la Ley Nº 15.336 se calificó a la energía eléctrica como cosa y a su compraventa mayorista como acto comercial.

Que, en consecuencia, la comercialización mayorista de energía eléctrica está sujeta en general a las leyes y códigos comunes y en particular a las disposiciones específicas emergentes del Marco Regulatorio Eléctrico.

Que, en dicho marco, admitir la participación en el comercio mayorista de energía eléctrica de la más amplia cantidad de interesados es plenamente compatible con el principio de competencia antes mencionado, a la vez que constituye un estímulo para las inversiones en el sector.

Que, por otra parte, es mediante su mismo funcionamiento que el mercado está encontrando y desarrollando nuevas formas de comercialización a las que cabe dar adecuado cauce desde las atribuciones regulatorias del Estado con el fin de permitir el desarrollo de alternativas que genera por su dinamismo intrínseco.

Que en orden a ello resulta conveniente precisar y complementar en algunos aspectos la reglamentación del Marco Regulatorio Eléctrico establecida por el decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, especialmente en cuanto se refiere a la actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL está facultado para el dictado del presente acto conforme las atribuciones conferidas por los Artículos 91 y 92 de la Ley Nº 24.065 y por el Artículo 99 inciso 2) de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE

DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º - Facúltase para realizar transacciones en el Mercado Mayorista Eléctrico (MEM), en el marco de los Artículos 4º, 8º y 34º de la Ley 24.065 con los alcances que en cada caso establece el Marco Regulatorio Eléctrico reglamentado por el Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, las disposiciones del presente Decreto y las resoluciones atinentes a la materia dictadas por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS en ejercicio de las atribuciones que le confieren los Artículos 35 y 36 de la Ley 24.065 a:

a) Los Agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (Agentes del MEM).

b) Los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista autorizados por disposiciones específicas (Participantes del MEM).

Art. 2º - Son Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Agentes del MEM) :

a) Los titulares de concesiones para generación hidroeléctrica, transporte o distribución de energía eléctrica otorgadas en los términos de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065.

b) Los distribuidores, generadores, autogeneradores, cogeneradores y grandes usuarios que en tal carácter actúan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a la fecha de entrada en vigencia de este acto.

c) Los generadores, autogeneradores, cogeneradores y grandes usuarios que soliciten y obtengan su reconocimiento como tales por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este acto.

d) Los distribuidores de energía eléctrica que soliciten y obtengan su reconocimiento como tales por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este acto.

Art. 3º - Cualquier ente o empresa (incluso cooperativa) que acredite ser titular de una concesión vigente - otorgada por autoridad competente - en virtud de la cual tal ente o empresa sea responsable de atender, dentro de un área determinada, toda la demanda de servicios para satisfacer las necesidades indispensables y generales de energía eléctrica de usuarios finales que no puedan contratar su suministro en forma independientes, podrá solicitar a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS su reconocimiento para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en calidad de distribuidor.

Art. 4º - Sustitúyese el Artículo 10 de la Reglamentación aprobada por Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 por el siguiente texto:

“ARTICULO 10.- Considérase "Gran Usuario" a todo aquel usuario que por su característica de consumo pueda celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los generadores que define el inciso a) del Artículo 35 de la Ley Nº 24.065, estando sujetos a jurisdicción nacional cuando tales contratos se ejecuten a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Delégase a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS la facultad de precisar los módulos de potencia y energía y demás parámetros técnicos que caracterizan al "Gran Usuario".

Aclárase que todo contrato del Mercado a Término del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se ejecuta a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). A su vez, implica operar en el Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para transar los saldos cuando existieren.”

Art. 5º - Son participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (Participantes del MEM) :

a) Las empresas que obtengan autorización de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS para comercializar la energía proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales.

b) Las empresas que, sin ser agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), comercialicen energía eléctrica en bloque.

c) Las empresas que sin ser agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) exploten instalaciones utilizadas en FUNCIÓN DE VINCULACIÓN ELÉCTRICA (FVE), también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (FTT).

Art. 6º - Los Agentes y Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deben operar conforme las normas dictadas a tal efecto por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y deben suministrar en tiempo y forma los datos y toda otra información que les sean requeridos en los términos de tales normas para el funcionamiento adecuado de dicho Mercado.

Art. 7º - La SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, al dictar las normas y procedimientos para la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) - conforme a las cuales debe cumplir sus funciones el Organismo Encargado del Despacho Nacional de Cargas (OED) - en cuanto rijan a los participantes definidos en el Artículo 5º inciso b) de este acto, deberá preservar la mayor libertad en las operaciones de comercialización en bloque de energía eléctrica que sea compatible con la transparencia y seguridad de las transacciones que se ejecutan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Art. 8º - La SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍAS Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, Autoridad de Aplicación las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065, está facultada para dictar las normas complementarias y aclaratorias a que dé lugar la aplicación de los dispuesto en presente acto.

Art. 9º - Este decreto entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 10 - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Menen - Domingo F. Cavallo. - Eduardo Bauzá.

DECRETO PEN N° 974/97

Reglamentase el Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional.

Bs. As., 18/9/97

B.O: 30/9/97

VISTO el Expediente Nº 750-004177/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS y las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 que integran el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 se reglamentaron parcialmente las disposiciones del citado Marco Regulatorio relativas a la actividad de transporte de energía eléctrica.

Que en dicha reglamentación, a partir del desarrollo histórico de regiones eléctricas en el territorio nacional y la vinculación entre ellas, se distingue funcionalmente entre un transporte regional de energía eléctrica y uno interregional a los que a su vez asigna determinados niveles de tensión.

Que no se ha definido ni reglamentado en la mencionada norma el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional.

Que se debe entonces diferenciar como un tercer subconjunto con características propias a este transporte destinado a vincular eléctricamente a oferentes o demandantes mayoristas de energía eléctrica situados en el territorio nacional con oferentes o demandantes situados en otros países.

Que la caracterización de determinadas instalaciones como afectadas al transporte internacional de energía eléctrica debe ser necesariamente funcional e independiente del nivel de tensión.

Que, conforme el marco legal vigente, la actividad de transporte de energía eléctrica esta caracterizada como servicio público y las instalaciones que conforman los sistemas afectados a tal actividad están sujetas a un régimen de acceso abierto no discriminatorio.

Que la reglamentación de la actividad de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional debe respetar tales criterios regulatorios a la vez que posibilitar compromisos de comercialización internacional.

Que es de interés para el ESTADO NACIONAL desarrollar las posibilidades de intercambios con otros países y viabilizar la oportuna y económica disponibilidad de las instalaciones necesarias para su efectivización.

Que por el Artículo 34 de la Ley Nº 24.065 la ex-Secretaría DE ENERGIA ELECTRICA, cuya competencia en la materia se asignó a la actual SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, es el órgano responsable de otorgar las autorizaciones para exportación e importación de energía eléctrica.

Que a la fecha, los requerimientos de infraestructura obligan a considerar en forma conjunta las operaciones de exportación e importación de energía eléctrica y la construcción de instalaciones que en el territorio argentino estén destinadas a permitir su ejecución.

Que, en consecuencia, se meritúa conveniente delegar en la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS la facultad de otorgar las concesiones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional.

Que, juntamente con tal delegación y en procura de incorporar la máxima competencia posible en todas las etapas, deben precisarse los criterios que deberá respetar dicha Secretaría para la determinación de los procedimientos de selección del concesionario.

Que ha tomado la intervención que le corresponde la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 99 inciso 2 de la CONSTITUCION NACIONAL, el Artículo 11 y concordantes de la Ley Nº 15.336, el Capítulo II de la Ley Nº 23.696 y los Artículos 3º, 50 y 91 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º-Caracterízase como un servicio público sujeta a concesión, que se denominará Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional (TEII), a la actividad de transportar electricidad entre un punto de entrega o recepción en el territorio nacional y un punto de entrega o recepción en la frontera con el territorio de otro país, mediante instalaciones integrantes de un sistema de interconexión internacional.

Art. 2º-Las concesiones de transporte eléctrico de interconexión internacional podrán ser de construcción y explotación o de explotación únicamente.

Estas concesiones, conforme los criterios legales y regulatorios en materia de transporte de energía eléctrica, en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad territorial que impida conferir iguales derechos a terceros en la misma zona.

Art. 3º-Toda Concesión de Transporte de Energía Eléctrica de interconexión Internacional tendrá plazo cierto y contendrá disposiciones que implementen los siguientes criterios esenciales:

a) La constitución de la Concesionaria como UNA (1) sociedad anónima cuyo objeto exclusivo sea el de la concesión.

b) La responsabilidad de la Concesionaria de prestar el servicio con un nivel de calidad satisfactorio el que se evaluará por objetivos para cuya consecución y superación se establecerá un régimen de premios y castigos. Dicho régimen se basará en la afectación de las tarifas en función de la calidad.

c) Un régimen remuneratorio que permita el uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional para concretar contratos firmes de abastecimiento.

d) La determinación del criterio económico de Valor Presente neto del negocio para la valuación de las instalaciones que integran el Sistema concesionado, el que será aplicable para las compensaciones que pudieran corresponder en el caso de fin, caducidad, revocación de la concesión o falencia del concesionario.

e) La determinación del criterio indicado en el inciso precedente para el caso de ejecución de acciones prendadas o transferencia del paquete mayoritario al fin de períodos de gestión.

Art. 4º-El régimen tarifario de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional deberá permitir esencialmente:

a) La reglamentación del uso de la capacidad firme de transporte que garantice a la demandante que quiera contratar potencia firme para su abastecimiento acceder, a los excedentes firmes de capacidad de dicho transporte.

b) La reglamentación del uso de oportunidad del Sistema que garantice el acceso abierto a la capacidad libre que resulte horariamente para concretar transacciones spot internacionales libremente acordada entre las partes.

c) La optimización de despachos entre mercados.

d) La concreción de ampliaciones y expansiones.

Art. 5º-Todo proyecto para la construcción de instalaciones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional deberá respetar como principio general la selección del punto técnicamente más próximo de vinculación a la red existente.

Art. 6º-Delégase en la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, en todo cuanto se vincule con el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional:

a) Las facultades para el otorgamiento de concesiones atribuidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL por las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065.

b) El dictado de la reglamentación aplicable a dicho servicio, complementariamente con lo dispuesto por los Artículos 12 y 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Art. 7º-El procedimiento de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional será determinado por la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS procurando la máxima transparencia.

Art. 8º-Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a dictar las normas aclaratorias y complementarias a que de lugar la aplicación de lo dispuesto por el presente acto.

Art. 9º-Esta norma entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 10.-Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-MENEM.-Jorge A. Rodríguez.-Roque B. Fernández.

DECRETO PEN N° 1173/98

Boletín Oficial N° 29.000, miércoles 14 de octubre de 1998, p. 4.

Citas Legales: Dec. 1192/92

BUENOS AIRES, 2 DE OCTUBRE DE 1998.

VISTO el Expediente Nº 750003320/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 se constituyó la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como una entidad sin fines de lucro que tiene a su cargo el Despacho Nacional de Cargas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en el marco de lo dispuesto por el Artículo Nº 35 de la Ley Nº 24.065.

Que el capital de la referida empresa se divide en CINCO (5) clases de acciones de las que son respectivamente titulares el ESTADO NACIONAL y CUATRO (4) Asociaciones Civiles que nuclean a las CUATRO (4) categorías de agentes que actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Grandes Usuarios, Generadores, Transportistas y Distribuidores.

Que, también por mandato del citado Decreto, tales Asociaciones Civiles fueron organizadas por el ESTADO NACIONAL durante el proceso de transformación del Sector Eléctrico Argentino.

Que conforme el estatuto de dicha empresa, su Directorio se integra por representantes designados en Asamblea Especial de Clase por los accionistas titulares de cada una de las CINCO (5) clases de acciones y cuyo Presidente es el Señor Secretario de Energía del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que en orden a los principios rectores del proceso de transformación encarado en el Sector Eléctrico Argentino por el GOBIERNO NACIONAL es equitativo y conveniente viabilizar que la Vicepresidencia del Directorio esté a cargo de un Director que no represente a ninguna clase accionaria y sea designado en Asamblea General de Accionistas que resuelva su designación con el voto favorable del ESTADO NACIONAL titular de las Acciones Clase "A".

Que ha tomado intervención la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para dictar el presente acto en ejercicio de las atribuciones conferidas por el Artículo 99 inciso 2 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- Sustitúyese el párrafo quinto del Artículo 3º del Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 por el siguiente texto:

"El Señor Secretario de Energía del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS será Presidente del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y su Vicepresidente será un Director que se designará en Asamblea General de Accionistas con el voto favorable del titular de las Acciones Clase "A".

Artículo 2º- Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, tenedora de las acciones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) Clase A de propiedad del ESTADO NACIONAL, para que en ejercicio de los derechos societarios correspondientes promueva los actos societarios necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el presente acto.

Artículo 3º- Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a dictar las normas aclaratorias y complementarias a que de lugar la aplicación del presente acto.

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - MENEM. - Jorge A. Rodríguez. - Roque B. Fernández.

DECRETO PEN N° 1597/99

BUENOS AIRES, 9 DE DICIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 020-001543/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS y,

CONSIDERANDO:

Que se ha sancionado la Ley Nº 25.019 "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar".

Que dicha ley establece un régimen de promoción de la investigación y uso de energías no convencionales o renovables, beneficios de índole impositivo aplicables a la inversión de capital destinada a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares, así como la remuneración a pagar por cada KILOVATIO HORA efectivamente generado por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos, siendo imprescindible su reglamentación.

Que habiendo definido la Ley Nº 25.019 su fecha de promulgación, como el momento a partir del cual comienzan a contarse plazos para determinar el período de vigencia de beneficios de índole fiscal y dada la insistencia del HONORABLE CONGRESO DE LA NACION en la sanción íntegra de dicha ley, resulta necesario explicitar dicha fecha al reglamentar tales beneficios.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tenido la intervención que le compete.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de las atribuciones conferidas por el inciso 2) del Artículo 99 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- Apruébase la Reglamentación de la Ley "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar" Nº 25.019, que como Anexo I forma parte integrante del presente decreto.

Artículo 2º- El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - MENEM. - Jorge A. Rodríguez. - Roque B. Fernández.

ANEXO I

REGLAMENTACION DE LA LEY Nº 25.019

ARTICULO 1º- La SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS promoverá la investigación y el uso de las energías no convencionales o renovables mediante la celebración de convenios y la elaboración de programas o proyectos específicos.

La actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico o solar que se desarrolle dentro del ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberá ajustarse a lo dispuesto por la Ley Nº 24.065 y la reglamentación dictada en consecuencia.

ARTICULO 2º- Sin Reglamentación.

ARTICULO 3º-

3.1 BENEFICIARIOS DEL DIFERIMIENTO IMPOSITIVO

Sólo podrán acogerse al beneficio de diferimiento impositivo, las personas físicas o jurídicas que revistan el carácter de Responsables Inscriptos en el Impuesto al Valor Agregado, constituidas conforme a la legislación vigente, con domicilio en la REPUBLICA ARGENTINA, que sean titulares de instalaciones o de Proyectos de Instalación de Centrales de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar cuya producción esté destinada al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o a la prestación de servicios públicos.

3.2 PROYECTO DE INSTALACION DE CENTRAL DE GENERACION DE ENERGIA DE FUENTE EOLICA O SOLAR

Los interesados en acogerse al beneficio establecido en el Artículo 3º de la Ley Nº 25.019 deberán presentar un Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar ante la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, el que deberá contener un Cronograma de Inversiones, la fecha estimada de Puesta en Servicio de cada equipo, la Puesta en Servicio Definitiva, el Listado de Bienes, Obras y Servicios, con su cuantificación y valorización, afectados al Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar y demás requisitos que ésta determine por acto general, para su aprobación.

Se considerarán amparados por el beneficio exclusivamente los bienes de capital, obras civiles, montaje y otros servicios incluidos en el listado mencionado en el párrafo anterior en tanto los mismos sean imprescindibles para la puesta en servicio comercial de la Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar y conformen incorporados a la misma un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción y venta de energía eléctrica.

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, previa evaluación técnica y formal del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar, la que incluirá la racionalidad de los precios de los bienes, obras y servicios y la individualización de aquellos que se ajustan a los requisitos mencionados en el párrafo anterior en una Nómina de Diferimientos, dictará -de corresponder- el acto administrativo particular de aprobación del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar y de otorgamiento del beneficio establecido en el Artículo 3º de la Ley Nº 25.019.

3.3 BENEFICIO DE DIFERIMIENTO

El beneficio otorgado permitirá al titular, desde la aprobación del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar y hasta la fecha de su Puesta en Servicio Definitiva, diferir el pago del Impuesto al Valor Agregado que correspondiere abonar a sus proveedores Responsables Inscriptos del gravamen o a la DIRECCION GENERAL DE ADUANAS, dependiente de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, según corresponda, exclusivamente por la provisión de los ítems individualizados en la Nómina de Diferimientos mencionada en el numeral 3.2 precedente.

3.4 PERIODO DE DIFERIMIENTO

El período durante el cual el beneficiario podrá realizar diferimientos de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior no podrá exceder el consignado en el Cronograma de Inversiones que se incluye en el Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar. El monto total diferido deberá ser cancelado por el beneficiario en QUINCE (15) anualidades iguales y consecutivas a partir del año siguiente al de la Puesta en Servicio Definitiva o del sexto año posterior a la aprobación del Proyecto de Inversión, el que fuera anterior.

3.5 LIMITACIONES

Los ítems incluidos en la Nómina de Diferimientos incorporados a la Central conformando con ella un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción y venta de energía eléctrica, no podrán ser enajenados, transferidos ni desafectados de la actividad dentro de los CINCO (5) años siguientes al de la fecha de la Puesta en Servicio Definitiva, con la sola excepción de aquellos elementos afectados por rotura u obsolescencia que sean reemplazados por otros de similar funcionalidad, previa verificación de ambas circunstancias por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS. Si no se cumpliera con este requisito deberá ingresarse el impuesto diferido adeudado con más los intereses y accesorios que correspondan, en el período fiscal en el que se produjera tal circunstancia.

3.6 OBLIGACIONES

Las empresas acogidas al beneficio deberán:

a) cumplir el Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar aprobado conforme su Cronograma de Inversiones y las obligaciones impuestas por la ley, este Reglamento y las demás normas que resulten de aplicación.

b) llevar una contabilidad por separado que permita identificar el Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar como una unidad de negocio independiente.

c) Solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS la certificación de las fechas de la Puesta en Servicio y la Puesta en Servicio Definitiva dentro de los TREINTA (30) días de ocurridas las mismas.

3.7 PUESTA EN SERVICIO Y PUESTA EN SERVICIO DEFINITIVA

Si la energía fuera despachada en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se considerará como Puesta en Servicio la fecha de habilitación por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para la operación comercial de cada unidad generadora integrante del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar y se considerará como Puesta en Servicio Definitiva, la fecha de habilitación por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para la operación comercial de la última unidad generadora integrante del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar.

En caso que la energía no fuere despachada en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS determinará las fechas de Puesta en Servicio y Puesta en Servicio Definitiva.

En ambos casos la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS certificará las fechas de Puesta en Servicio y Puesta en Servicio Definitiva.

3.8 INSTRUMENTACIÓN

Con el objeto de mantener actualizada la deuda de los contribuyentes por los impuestos diferidos a través del presente régimen, la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, deberá mantener registros individuales donde debitará los importes de impuestos diferidos por el contribuyente por los ítems incluidos en la Nómina de Diferimientos autorizados por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, los que constituirán deuda para éste, y acreditará los pagos realizados una vez finalizado el período de diferimiento, hasta la cancelación de la deuda registrada.

Tratándose de bienes de capital incluidos en la Nómina de Diferimientos, a fin de diferir el Impuesto al Valor Agregado, el beneficiario cancelará el impuesto facturado por su proveedor o el que corresponda por la importación definitiva, con el instrumento que a tales efectos establezca la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, el que deberá ser solicitado a dicha entidad cumpliendo con los requisitos que ésta disponga, incluyendo las formas y condiciones relativas al afianzamiento de las sumas que se difieran y todo otro aspecto que considere atinente.

A los efectos de la determinación del Impuesto al Valor Agregado los proveedores imputarán los instrumentos recibidos únicamente contra el monto de débito fiscal facturado correspondiente a la venta de bienes sujetos al beneficio de diferimiento.

3.9 FISCALIZACION

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS controlará que los ítems incluidos en la Nómina de Diferimientos, estén efectivamente instalados e incorporados a la Central conformando con ella un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción y venta de energía eléctrica y quedando consecuentemente afectados al destino previsto en la normativa. Asimismo, verificará la efectiva Puesta en Servicio de los equipos y Puesta en Servicio Definitiva en los términos ya establecidos. Ante la falta de cumplimiento de las inversiones comprometidas o cualquier otro incumplimiento que afecte el beneficio del diferimiento, comunicará tales circunstancias a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS a los efectos que ésta establezca el decaimiento del beneficio del Artículo 3º, debiendo ingresar el difiriente los impuestos diferidos adeudados con más sus intereses y accesorios.

La ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, en virtud de las atribuciones que les son propias por Decreto Nº 618/97 y las que le confiere la Ley Nº 1683 y sus modificatorias, regulará todo lo atinente a los impuestos diferidos, las garantías a exigir para el resguardo del crédito fiscal comprometido, el instrumento o certificado a emitir y las modalidades de fiscalización y control del cumplimiento de la correcta utilización del diferimiento y del certificado.

El incumplimiento producirá la caducidad del beneficio acordado y la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS considerará la deuda de plazo vencido e iniciará sin más trámite la ejecución de los tributos dejados de abonar con más sus intereses y accesorios.

ARTICULO 4º- El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA del ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ejercerá la función de promoción de energía eólica y solar, disponiendo la afectación de recursos provenientes del FONDO PARA EL DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR mencionado en el Artículo 70 inciso b) de la Ley Nº 24.065 a Proyectos de Inversión en generación de energía eléctrica de origen eólico o solar, que corresponda financiar con esos recursos de acuerdo a las pautas de índole general que la SECRETARIA fije a tal efecto.

ARTICULO 5º-

5.1 BENEFICIARIOS DE LA REMUNERACIÓN

La remuneración de UN CENTAVO DE PESO POR KILOVATIO HORA (0,01 $/ kWh) establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 será aplicable a:

a) Todo generador o autogenerador titular de una instalación eólica que sea agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), alcanzándole dicha remuneración sólo a la de tal origen que sea transada en tal ámbito.

b) Todo generador o autogenerador titular de una instalación eólica que no sea agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que venda toda o parte de su energía a un prestador de servicios públicos, alcanzándole dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea vendida a dicho prestador.

c) Todo prestador de un servicio público, que explote unidades de generación de energía eléctrica de origen eólico, sea o no agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), alcanzándole dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada por el prestador para la satisfacción de dicho servicio público.

5.2 PERIODO DE BENEFICIO

Los beneficiarios titulares de equipos de generación de energía eléctrica de origen eólico ya instalados al momento de ser promulgada la Ley Nº 25.019 y los de equipos de generación de energía eléctrica de origen eólico que se instalen con posterioridad a dicha fecha tendrán derecho a percibir la remuneración establecida en el Artículo 5º de referida Ley por un plazo máximo de QUINCE (15) años a contar desde la fecha de presentación de la solicitud en los términos del numeral 5.3 de la presente Reglamentación.

No corresponderá el pago de dicha remuneración a la energía generada por equipos cuya Puesta en Servicio no haya sido certificada conforme se establece en el numeral 3.7 de la presente Reglamentación.

5.3 PROCEDIMIENTO

5.3.1. Todo beneficiario que requiera la aplicación de la remuneración por un equipo de generación eólica en operación al momento de la promulgación de la Ley Nº 25.019, deberá presentar una solicitud con carácter de declaración jurada que incluirá la documentación necesaria para acreditar:

a) la existencia de los citados equipos de generación eólica;

b) la instalación del equipamiento de medición ajustado a las especificaciones que fije la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS;

c) constancia de la Puesta en Servicio conforme a lo establecido en el numeral 3.7. de la presente Reglamentación.

5.3.2. Todo beneficiario que resuelva realizar inversiones en nuevas centrales de generación de energía eléctrica de origen eólico o la ampliación de una central ya existente utilizando equipamiento eólico deberá presentar una solicitud en tal sentido, informando a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, con una anticipación no inferior a TREINTA (30) días la fecha de la Puesta en Servicio de cada unidad generadora que integre el Proyecto.

5.4 PAGO DE LA REMUNERACIÓN

La remuneración establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 le será pagadera al beneficiario a partir de la Puesta en Servicio de cada una de las unidades generadoras.

5.5 CALCULO DE LA REMUNERACIÓN

A los efectos del cálculo de la remuneración a que hace referencia el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, si el titular del beneficio es agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se adoptará como válida la medición realizada mediante el SERVICIO DE MEDICION ELECTRICA COMERCIAL (SMEC)

instrumentado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS coordinará con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) un mecanismo para el envío mensual de dicha información.

Si el titular del beneficio no fuera agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la medición, a los efectos del cálculo de la remuneración a que hace referencia el párrafo precedente, se efectuará con instrumental del titular de la instalación eólica. Dicho instrumental deberá cumplir las especificaciones que con tal fin establezca la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

5.6 FISCALIZACIÓN

A los efectos de instrumentar lo establecido en el numeral 5.5., la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS establecerá los sistemas de fiscalización y control necesarios, incluyendo los detalles necesarios sobre la medición a efectuar, los procedimientos a aplicar, el contenido de los informes periódicos que el beneficiario deberá elaborar y suministrar y toda otra información que sea menester.

5.7 AUTORIDAD DE APLICACIÓN

Anualmente, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, deberá:

a) Fijar el monto del gravamen mencionado en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 para afrontar el pago de la remuneración del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año calendario inmediato anterior, y

b) Determinar la proporción de la recaudación global que será destinada al pago de la remuneración antes mencionada como resultado de lo establecido en el inciso precedente, afectando el excedente al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA EL DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, conforme a los porcentajes establecidos en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

5.8 ADMINISTRACIÓN

El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA del ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, en su carácter de administrador del FONDO NACIONAL DE LA ELECTRICA, deberá asignar a cada beneficiario mensualmente el monto correspondiente de la remuneración establecida por el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, en base a la información que con relación a la energía eléctrica de origen eólico generada produzca la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), o la que surja de los mecanismos de fiscalización y control mencionados en el numeral 5.6 de la presente Reglamentación.

ARTICULO 6º- La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS deberá, en ejercicio de las facultades regladas por el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065, establecer criterios de despacho preferencial de la generación de energía eléctrica de origen eólico dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que posibiliten cumplir con lo establecido por el Artículo 6º de la Ley Nº 25.019.

ARTICULO 7º- Los emprendimientos alcanzados por el régimen de estabilidad fiscal no podrán ver incrementada la carga tributaria total que les afecte directamente, en tanto sus titulares verifiquen frente a ella la condición de contribuyentes de derecho, calculada aplicando las alícuotas vigentes al 19 de octubre de 1998 de los impuestos comprendidos.

Por incremento de la carga tributaria total se entenderá la que pudiera surgir como resultado de la creación de nuevos tributos a partir del 19 de octubre de 1998 y/o aumento de las alícuotas, no compensado por supresiones de otros gravámenes o reducciones de alícuotas.

Podrán acogerse al beneficio de la estabilidad fiscal los emprendimientos de generación de energía eléctrica de origen eólico o solar que vuelquen su energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o que esté destinada a la prestación de un servicio público. Los emprendimientos ya instalados que cumplan con tales requisitos deberán presentar una solicitud expresa en tal sentido conteniendo una memoria descriptiva del emprendimiento, los elementos acreditantes del destino de la generada por el mismo y demás recaudos que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE

ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, debiendo discriminar los tributos y alícuotas aplicables al 19 de octubre de 1998. Los Proyectos de Instalación de Centrales de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar incluirán la solicitud en el momento de efectuar la presentación mencionada en el punto 3.2 precedente, debiendo discriminar los tributos y alícuotas aplicables al 19 de octubre de 1998 para las etapas de proyecto, construcción, puesta en servicio y explotación.

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, previa evaluación técnica y formal de la solicitud emitirá un certificado de inclusión en el régimen de otorgamiento del beneficio establecido en el Artículo 7º de la Ley Nº 25.019.

La estabilidad fiscal no alcanza al Impuesto al Valor Agregado ni a las Contribuciones de la Seguridad Social.

ARTICULO 8º- Ante el incumplimiento total o parcial del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar o de la normativa de aplicación, los beneficiarios quedarán automáticamente constituidos en mora y perderán el beneficio del diferimiento y la estabilidad fiscal debiendo ingresar los tributos no abonados con motivo de los beneficios acordados en los Artículos 3º y 7º de la Ley Nº 25.019, con más los intereses y accesorios que correspondan. Perderán asimismo, en los casos que les hubiere sido asignado, el beneficio del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019.

La SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, ante la existencia de incumplimiento de las obligaciones a cargo de los beneficiarios podrá declarar la caducidad de los beneficios establecidos en la Ley Nº 25.019, comunicando dicha circunstancia a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS a fin de que ésta ejercite las facultades que le son propias.

ARTICULO 9º- Sin Reglamentación.

ARTICULO 10.- Facultase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a dictar las normas reglamentarias y complementarias que sean necesarias para la plena aplicabilidad del régimen instituido por la Ley Nº 25.019 y la presente Reglamentación.

ARTICULO 11.- Sin Reglamentación.

DECRETO PEN N° 186/00

BUENOS AIRES, 2 DE MARZO DE 2000.

VISTO la Ley Nº 25.155, y

CONSIDERANDO:

Que conforme surge de los fundamentos que sirvieron de apoyatura técnica y conceptual a la Ley Nº 25.155 la aplicación en todo el territorio nacional del huso horario Nº 3 al oeste del meridiano de Greenwich había evidenciado en la mayor parte de dicho territorio diversas consecuencias negativas tanto en lo atinente a los consumos energéticos como en los aspectos relacionados con la contaminación ambiental y calidad de vida de la población.

Que los estudios realizados focalizaban los inconvenientes en las áreas ubicadas en la región occidental del territorio nacional.

Que la precitada Ley subsanó adecuadamente la problemática antes descripta estableciendo como hora oficial la correspondiente al huso horario Nº 4 al oeste del meridiano de Greenwich.

Que al haberse adoptado dicho huso horario para la totalidad del territorio nacional, problemas similares a los que fundamentaron el cambio podrían verificarse en otras áreas ubicadas al este del territorio nacional.

Que los legisladores autores del proyecto de Ley Nº 25.155 han presentado ante la HONORABLE CAMARA DE SENADORES DE LA NACION un nuevo proyecto de ley mediante el cual se establece la suspensión de la aplicación de la precitada Ley a los efectos de disponer de mayor tiempo para evaluar los costos y beneficios asociados a los diferentes husos horarios.

Que en función de lo expuesto precedentemente resulta evidente la necesidad de suspender por un lapso prudencial la aplicación de la Ley Nº 25.155, período durante el cual la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA coordinará, juntamente con las comisiones competentes del PODER LEGISLATIVO NACIONAL y con la participación de aquellos sectores que pudieran considerarse afectados, los estudios de carácter técnico, económico y ambiental conducentes al mejor logro de los objetivos contemplados en la Ley.

Que el presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 99 inciso 3 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA:

Artículo 1º- Prorrógase hasta el Primer Domingo de marzo del año 2001 el cambio de horario oficial dispuesto en el Artículo 2º de la Ley Nº 25.155.

Artículo 2º- Instruyese a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA la coordinación de los estudios de carácter técnico, económico y ambiental conducentes al mejor logro de los objetivos contemplados en la Ley citada en el Visto.

Artículo 3º- La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA invitará a las comisiones competentes del PODER LEGISLATIVO NACIONAL y a todos aquellos sectores que pudieran considerarse por el cambio de huso horario a participar en la concreción de los estudios a que se hace referencia en el Artículo precedente.

Artículo 4º- Dése cuenta al HONORABLE CONGRESO DE LA NACION en virtud de lo dispuesto en el Artículo 99 inciso 3 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - DE LA RUA. - Rodolfo H. Terragno. - Federico T. M. Storani. - Juan J. Llach. - Nicolás V. Gallo. - Rosa G. C. de Fernández Meijide. - Mario A. Flamarique. - Adalberto Rodríguez Giavarini. - Ricardo H. López Murphy. - José L. Machinea. - Héctor J. Lombardo.

DECRETO PEN N° 804/01

(Derogado por la Ley 25.468)

PRESIDENCIA DE LA NACIÓN

BUENOS AIRES, 19 DE JUNIO DE 2001.

VISTO el Expediente Nº 025-000203/2001 del Registro del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 modificatoria y complementaria de su similar Nº 15.336, promulgada el 3 de enero de 1992, estableció un nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, introduciendo sustanciales cambios normativos que han permitido un funcionamiento progresivamente competitivo en los segmentos de producción y demanda del sector eléctrico.

Que tal marco regulatorio fue acompañado con un proceso de transformación del sector eléctrico que ha significado por un lado, la transferencia desde el ESTADO NACIONAL al sector privado de unidades empresariales que actuaban en las actividades de generación, transporte y distribución, y por otro lado, la creación de un organismo autárquico para el control y regulación de los servicios.

Que en el marco de tales reformas el ESTADO NACIONAL se ha reservado el ejercicio de funciones vinculadas al diseño de las políticas del sector eléctrico, junto con el establecimiento y aplicación de normas legales y regulatorias que propendan a una actividad económica eficiente; generen una mejora en la calidad de servicio y en las condiciones de abastecimiento y promuevan la participación activa del sector privado en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que la Ley Nº 24.065 ha fijado como objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad entre otros la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda alentando las inversiones privadas en producción, transporte y distribución que aseguren el suministro a largo plazo.

Que otro de los objetivos mencionados en el artículo 2º de la Ley Nº 24.065 es el de promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad.

Que durante los últimos años de funcionamiento del marco regulatorio del sector eléctrico, creado por la Ley Nº 24.065, se ha detectado que la aplicación de las regulaciones inicialmente establecidas, que tuvieron justificativo para la transformación, actualmente brindan señales económicas que deben modificarse a fin de ampliar el campo de la desregulación del sector, permitiendo una progresiva reducción de la intervención del ESTADO NACIONAL en las decisiones económicas de los agentes del mercado eléctrico, posibilitando una mayor libertad económica de los particulares en la explotación de las actividades vinculadas a la industria eléctrica.

Que en ese orden, cabe señalar que en materia de generación de energía eléctrica, a fin de obtener una mayor competitividad es necesario que la intervención estatal en materia de formación de los precios se reduzca lo que redundará en mayores garantías para el desarrollo eficiente del sector y alentará las inversiones privadas de riesgo que permitan mantener la sustentabilidad del suministro eléctrico.

Que en ese sentido, la determinación del precio spot, actualmente fijado en base a los costos variables de producción y sobre la base de la información semestral suministrada por los agentes del mercado, y el precio de la potencia determinada por el ESTADO NACIONAL requiere de una determinación horaria basada en la oferta libre que realicen los generadores y comercializadores de energía eléctrica para ingresar en el despacho, por cuanto reflejará en mejor medida el costo de oportunidad en las transacciones que se celebren en el mercado.

Que el costo de oportunidad, al ser fijado en forma horaria, reflejará en mejor medida elcosto de los generadores al realizar el abastecimiento, lo que será declarado por nodo del sistema, reemplazando el sistema de fijación de precios en barra única, lo que eliminará márgenes de discrecionalidad en la intervención estatal para la formación de los precios en este segmento.

Que la determinación horaria del precio spot en el nodo, se realizará mediante declaraciones diarias que brindarán una mayor capacidad de adaptación de los generadores a aprovechar las transacciones de oportunidad.

Que en materia de comercialización de energía eléctrica si bien el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995, reconoció al comercializador la calidad de participante del mercado eléctrico mayorista, dada su incidencia en el proceso paulatino de desregulación al que se asiste hacia la libre elección del prestador del servicio

eléctrico, corresponde reconocer en esta instancia su calidad de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Que en materia de transporte de energía eléctrica, el régimen de ampliación, no obstante su condición de monopolio natural, permite reconocer esquemas compatibles con las reglas del mercado, las que resultan convenientes ser distinguidas de la actividad de transporte calificada de servicio público y reguladas en las condiciones inherentes a esta calificación.

Que durante los años de funcionamiento del actual sistema del transporte de energía eléctrica, la regulación de las ampliaciones del sistema existente no acompañó el ritmo de las inversiones que se ha verificado en el segmento de la generación y de la distribución y comercialización de energía eléctrica.

Que en ese sentido, durante aquel lapso se han ensayado distintas regulaciones respecto del modo de asignar, entre los usuarios del sistema de transporte, los costos de las ampliaciones, las cuales no han brindado los resultados esperados para el adecuado crecimiento del sistema de transporte.

Que la última reforma en materia de ampliaciones a la red existente ha sido el denominado PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 Kv) y que mediante el Decreto Nº 1135 de fecha 29 de noviembre de 2000 se autorizó la financiación de ampliaciones afectando un incremento de la alícuota en el recargo que pagan los compradores de energía que forma parte del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA, dando lugar al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL creado por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 de fecha 3 de diciembre de 1999, modificada por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 174 de fecha 30 de junio de 2000 entonces dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que las convocatorias a la realización de ampliaciones al amparo de dicho régimen, han demostrado que se requiere de un desproporcionado nivel de participación estatal en la financiación y realización de las inversiones que no se justifica a la luz de los objetivos fijados como política nacional en el sector y, por tanto, resulta conveniente su derogación, sin perjuicio del adecuado respeto de los derechos subjetivos que pudieran haber nacido al amparo de la aplicación de dicha normativa.

Que la construcción de un gran número de ampliaciones del sistema existente puede sujetarse en buena parte a las reglas de mercado, resultando conveniente declarar que la construcción de tales instalaciones sea de libre iniciativa y propio riesgo, y en las que, por tanto, resulta innecesario evaluar la conveniencia pública de su realización, en los términos del artículo 11 de la Ley Nº 24.065 y su reglamentación, sin perjuicio del otorgamiento de la licencia respectiva que refleje el análisis de la compatibilidad técnica con el sistema, el adecuado cumplimiento con la normativa medioambiental y la relación con los transportistas sujetos al régimen de concesión.

Que tratándose de ampliaciones del sistema de transporte ejecutadas a riesgo de los particulares, el régimen aplicable no deberá incluir lo dispuesto en el artículo 41 de la Ley Nº 24.065.

Que junto a las ampliaciones sujetas al riesgo de la iniciativa privada y, por ende, a las reglas del mercado, resulta de vital importancia reconocer otra especie de ampliaciones de las instalaciones de transporte que resulten necesarias para incrementar la confiabilidad en los vínculos, cuyo régimen jurídico para la construcción, operación y mantenimiento debe enmarcarse en el objetivo de la política nacional antes mencionado, de promover la operación y confiabilidad en las instalaciones de transporte y distribución, la que será determinada por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA en el marco del artículo 38 de la Ley Nº 24.065 con la asistencia del DESPACHO NACIONAL DE CARGAS.

Que la regulación de los derechos de la capacidad de transporte frente a supuestos de restricción, requiere de una señal económica que incentive la realización de inversiones en los mercados de producción y demanda.

Que en ese sentido, las regulaciones ensayadas en los últimos anos, se enderezaron a socializar las rentas económicas que se generan a partir de la diferencia de precios entre los nodos, la que es superior a los costos de transmisión, ante los supuestos de congestión de la capacidad.

Que la metodología vigente sancionada con tal objetivo, al asignar la mencionada renta a fondos específicos denominados cuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte, no ha sido suficientemente eficaz para atraer las inversiones referidas, demorando el desarrollo de las inversiones en dicho segmento.

Que la mencionada diferencia de precios da lugar a una renta económica susceptible de apropiación, la que en mercados competitivos genera los incentivos de las inversiones a riesgo, resultando conveniente asignarla a quienes asuman los riesgos de las inversiones, a través de los derechos específicos conocidos como derechos de congestión, los cuales podrán comercializarse total o parcialmente para conferir mayor flexibilidad y dinamismo a la inversión en transporte.

Que a los efectos de la correcta aplicación de la remuneración del sistema de transporte y sus ampliaciones por parte de los usuarios de dichos sistemas, corresponde en ejercicio de las facultades constitucionales del PODER EJECUTIVO NACIONAL reglamentar el mercado eléctrico, y crear un fondo de remuneración del transporte en el que se indiquen sus ingresos, los sujetos obligados al pago, así como los destinos específicos previstos.

Que en materia de la actividad de distribución, corresponde precisar las actividades que se desarrollan al amparo de los contratos de concesión y las responsabilidades asumidas por los concesionarios.

Que un aspecto fundamental en el diseño del funcionamiento del sector eléctrico, ha sido el establecimiento de la responsabilidad del distribuidor de atender toda la demanda en los términos del contrato de concesión.

Que a los fines de clarificar el alcance de dichas tareas resulta necesario determinar que la condición de distribuidor se adquiere a partir de la responsabilidad de abastecer toda la demanda existente de los usuarios finales que no tienen la posibilidad de contratar directamente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA y su incremento de demanda en la zona de concesión, teniendo asimismo la responsabilidad de realizar la transmisión de energía eléctrica en su zona de concesión para todos los usuarios, incluyendo los grandes usuarios, mediante la vinculación de las instalaciones de transporte y/o generación con las instalaciones de los usuarios.

Que en orden al objetivo de asegurar el abastecimiento y suministro a largo plazo, mediante la realización de inversiones, el límite fijado para el cálculo del término representativo de la adquisición de la energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA en el artículo 40 inciso c) del Decreto reglamentario de la Ley Nº 24.065, en cuanto a que el mismo no podía superar el precio estacional, progresivamente ha obstaculizado el planeamiento adecuado del abastecimiento de su demanda, mediante la celebración de los contratos de compraventa de energía eléctrica en el mercado a término.

Que en ese sentido, es conveniente dotar al distribuidor de la posibilidad de calcular un término representativo que permita el pase a la tarifa de los precios de los contratos, siempre que los mismos cumplan con las condiciones fijadas en la reglamentación que se dicte conforme a los lineamientos establecidos en el presente.

Que las referidas reformas incluidas en el presente están enderezadas a lograr una mayor desregulación económica de la actividad de energía eléctrica.

Que han tomado debida intervención la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de la SECRETARIA LEGAL Y TECNICA de la PRESIDENCIA DE LA NACION y la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL resulta competente para dictar el presente acto, de conformidad con lo dispuesto en la Ley Nº 25.414 artículo 1º apartado II y el artículo 99 incisos 1 y 2 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- Sustitúyase el artículo 1º de la Ley Nº 24.065 por el siguiente:

“ARTICULO 1º- Caracterizase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. Exceptuase, no obstante su naturaleza monopólica, el régimen de ampliación del transporte que no tenga como objetivo principal la mejora o el mantenimiento de la confiabilidad que, en tanto comparta las reglas propias del mercado, será de libre iniciativa y a propio riesgo de quien la ejecute.”

“La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo”.

Artículo 2º- Agregase a continuación del primer párrafo del artículo 3º de la Ley Nº 24.065, lo siguiente:

“En las ampliaciones del transporte de libre iniciativa no se requerirá el otorgamiento de concesiones, conforme lo dispuesto en el párrafo precedente, siendo reguladas en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general, mediante el otorgamiento de una licencia por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dependiente del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA.”

“La norma que dicte el MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, a la que refiere el artículo 36 de la presente ley, deberá prever la adecuada relación entre los concesionarios de transporte y aquellas personas jurídicas que, a propia iniciativa, realicen ampliaciones del sistema”.

Artículo 3º- Sustituyese el artículo 4º de la Ley Nº 24.065 por el siguiente:

“ARTICULO 4º- Serán actores reconocidos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA: a) Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores b) Transportistas c) Distribuidores d) Grandes Usuarios e) Comercializadores”.

Artículo 4º- Sustituyese el artículo 8º de la Ley Nº 24.065 por el siguiente:

“ARTICULO 8º- Se considera comercializador al que compre o venda para terceros energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, realizando operaciones comerciales en las condiciones que fije la reglamentación del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA. También se considerará como tales a quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercialicen de igual manera que los generadores”.

Artículo 5º- Sustituyese el artículo 9º de la Ley Nº 24.065 por el siguiente:

“ARTICULO 9º- Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía eléctrica demandada en la misma, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario”.

Artículo 6º- Se reconoce la calidad de participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, al titular (propietario o tenedor) de los derechos de congestión de la capacidad de instalaciones de transporte.

Se considera propietario de derechos de congestión, a toda persona jurídica de derecho privado, que tenga el derecho a percibir ingresos con motivo de la venta de capacidad de transporte, de aquellas ampliaciones del transporte que ejecute a su costo y a su propio riesgo de conformidad con el presente decreto, la Ley Nº 24.065 y la reglamentación que se dicte.

La propiedad de tales derechos respecto del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica existente, corresponde al ESTADO NACIONAL.

Se considera tenedor de los derechos de congestión a toda persona jurídica de derecho privado que adquiera tal derecho en ocasión de la compra de la capacidad de transporte a un propietario de derechos de congestión de la capacidad de transporte, o a aquél que los adquiera en función de las licitaciones de tales derechos que el ESTADO NACIONAL convoque al efecto, respecto de las instalaciones que conforman el sistema de transporte concesionado.

El derecho de congestión de la capacidad de transporte es un derecho a obtener ingresos derivados de la diferencia del precio de energía en los nodos y el del cargo de capacidad de las instalaciones del que sea propietario o tenedor.

Artículo 7º- Sustituyese el artículo 21 de la Ley Nº 24.065, por el siguiente:

“ARTICULO 21.- Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión”.

“Los distribuidores serán responsables de atender todo incremento de demanda en su zona de concesión a usuarios finales, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento, celebrando los contratos de compraventa en bloque, que consideren convenientes. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión”.

“A los efectos de dar cumplimiento a la obligación precedentemente establecida, el MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA dictará la reglamentación que determine las condiciones en las que los distribuidores podrán contratar un porcentaje de su demanda en el mercado a término, debiendo cumplir los plazos de contratación y el volumen de energía asociada y demás condiciones que fije la reglamentación mencionada, para que los precios de los contratos formen parte del cálculo del precio de referencia que se menciona en el artículo 40, inciso c), de la presente ley y sus modificaciones”.

“Será responsabilidad del distribuidor, sin perjuicio de lo expuesto en los párrafos precedentes, la transmisión de toda la demanda de energía eléctrica a través de sus redes y las ampliaciones de instalaciones derivadas de todo incremento de demanda en su zona de concesión, en los términos del contrato de concesión”.

Artículo 8º- Sustituyese el artículo 36 de la Ley Nº 24.065 por el siguiente:

“ARTICULO 36.- El MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA fijará, mediante resolución, las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del DESPACHO NACIONAL DE CARGAS”.

“La referida Resolución dispondrá que los generadores sean remunerados por la energía vendida, conforme a un procedimiento de despacho horario, el que será determinado en base a la oferta libre de precios que presente cada generador para las distintas bandas horarias, junto con sus límites operativos máximos y mínimos de potencia disponible, con independencia de los contratos de suministro comprometidos, a los efectos de fijar el precio spot horario por nodo”. “Asimismo dicha Resolución deberá prever que los demandantes paguen un precio en los puntos de recepción que incluya lo que deban percibir los generadores por la energía vendida y la remuneración del transporte”.

Artículo 9º- Sustituyese el inciso c) del artículo 40 de la Ley Nº 24.065 por el siguiente:

“c) En el caso de las tarifas de los distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de sus adquisiciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA. A tal efecto se calculará un precio de referencia que estará conformado por el precio de los contratos que el distribuidor celebre en los términos del artículo 21 de la presente ley, el precio spot horario por nodo que resulte de lo dispuesto en el artículo 36 de la presente ley y los costos de transporte asociados, ambos con las modificaciones que se les introducen por los artículos 8º y 9º respectivamente del presente decreto”.

Artículo 10.- Créase el FONDO DE REMUNERACION DEL TRANSPORTE, el cual tendrá como finalidad el pago de los siguientes conceptos:

a) las tarifas vigentes que deben percibir los transportistas de conformidad a la Ley Nº 24.065, su reglamentación y los respectivos contratos de concesión.

b) los pagos a los titulares de los derechos de congestión.

c) los pagos de las ampliaciones de las instalaciones del transporte realizadas para aumentar la confiabilidad del sistema.

d) los pagos a los transportistas independientes de conformidad con los contratos de construcción, operación y mantenimiento.

El MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA establecerá los sujetos que, por cada concepto, se encuentren obligados al pago en su condición de usuarios del sistema de transporte. Asimismo, la referida normativa determinará la creación de subcuentas en el Fondo para la remuneración del servicio y de la capacidad del transporte.

Artículo 11.- Dejase sin efecto, a partir de la entrada en vigencia del presente decreto, el régimen dispuesto por el Decreto Nº 1135 de fecha 29 de noviembre de 2000 y sus normas complementarias y reglamentarias, sobre la financiación de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión, sin perjuicio del adecuado respeto de los derechos subjetivos que hubieran nacido al amparo de la aplicación de dicho decreto, al momento del dictado del presente.

Artículo 12.- Sustituyese el artículo 11 del Anexo I del Decreto Nº 1398 de fecha 6 de agosto de 1992 por el siguiente:

“ARTICULO 11.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE ELECTRICIDAD deberá establecer para el sistema de transporte, sujeto a concesión, la magnitud de instalación cuya operación y/o construcción requiera la calificación de necesidad, debiendo difundir adecuadamente tal caracterización”.

“En los casos que se ejecuten ampliaciones del transporte a libre iniciativa y a propio riesgo, no procederá la calificación de la necesidad de la ampliación, sin perjuicio de autorizar su compatibilidad con el sistema existente y el cumplimiento de la normativa medioambiental. El estudio que a tales efectos realice el ente, servirá de base para el otorgamiento de la licencia a la que se refiere el artículo 3º de la Ley Nº 24.065, con las modificaciones que se le introducen por el artículo 2º del presente decreto”.

“Cuando las ampliaciones del transporte persigan mejorar o mantener la confiabilidad del sistema, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD realizará la calificación de la necesidad pública de dichas ampliaciones”.

Artículo 13.- El MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA al momento de dictar la norma establecida en el artículo 36 de la Ley 24.065 y la que dicte como consecuencia del presente decreto, instruirá a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, dependiente de dicho Ministerio, a la adecuación de los procedimientos vigentes para la operación del sector eléctrico, los que deberán observar las disposiciones establecidas en el presente decreto y las resoluciones dictadas en su consecuencia, indicando la entrada en vigencia de los mismos.

Artículo 14.- Comuníquese al HONORABLE CONGRESO DE LA NACION, en función de lo dispuesto en el artículo 5º de la Ley Nº 25.414.

Artículo 15.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- DE LA RUA.- Chrystian G. Colombo.- Carlos M. Bastos.- Domingo F. Cavallo.

DECRETO PEN N° 2162/02

PUB. B.O.: N° 30.014, MARTES 29 DE OCTUBE DE 2002

BUENOS AIRES, 28 DE OCTUBRE DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0227519/02 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 se constituyó la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como una entidad sin fines de lucro que tiene a su cargo el Despacho Nacional de Cargas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en el marco de lo dispuesto por el Artículo Nº 35 de la Ley Nº 24.065.

Que el capital de la referida empresa se divide en CINCO (5) clases de acciones de las que son respectivamente titulares el ESTADO NACIONAL y CUATRO (4) Asociaciones Civiles que nuclean a las CUATRO (4) categorías de agentes que actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Grandes Usuarios, Generadores, Transportistas y Distribuidores.

Que conforme el estatuto de dicha empresa, su Directorio se integra por representantes designados en Asamblea Especial de Clase por los accionistas titulares de cada una de las CINCO (5) clases de acciones y cuyo Presidente es el Señor Secretario de Energía del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que dada la trascendencia institucional inherente al cargo de Presidente del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) resulta imprescindible facultar al Señor Secretario de Energía a delegar el ejercicio de dicho cargo en el funcionario político de mayor rango del Sector Eléctrico cuando por circunstancias específicas no pudiere ejércelas por sí.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para dictar el presente acto en virtud de las atribuciones conferidas por el Artículo 99 inc. 1 y 2 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- Sustituyese el párrafo quinto del Artículo 3º del Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 que fuera modificado por el Artículo 1º del Decreto Nº 1173 del 2 de octubre de 1998 por el siguiente texto:

“El Señor Secretario de Energía del MINISTERIO DE ECONOMIA será Presidente del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y su Vicepresidente será un Director que se designará en Asamblea General de Accionistas con el voto favorable del titular de las Acciones Clase “A”. El Señor Secretario de Energía del MINISTERIO DE ECONOMIA podrá delegar, por un período determinado, en el Subsecretario de Energía Eléctrica el ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).”

Artículo 2º- Instruyese a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA, tenedora de las acciones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) Clase “A” de propiedad del ESTADO NACIONAL, para que en ejercicio de los derechos societarios correspondientes promueva los actos societarios necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el presente acto.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - DUHALDE. - Roberto Lavagna.

DECRETO PEN N° 1181/03

Publicado en el B.O.: Nº 30.292 DEL VIERNES 05 /12/2003

BUENOS AIRES, 3 DE DICIEMBRE DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0045491/03 del Registro del ex MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es un ámbito institucionalizado de transacciones realizadas primariamente entre particulares (Generadores, Distribuidores, Transportistas y Grandes Usuarios), organizado conforme el marco dado por la Ley Nº 24.065 y puesto en funcionamiento a través de una serie de normas reglamentarias y complementarias.

Que en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la conformación del precio de la energía eléctrica, tanto en el denominado Mercado “Spot” como en el denominado Mercado a Término o de contratos, es la resultante de transacciones privadas entre compradores y vendedores en función del costo económico del sistema conforme los artículos 35 inciso b) y 36 de la Ley Nº 24.065.

Que la implementación de mecanismos de concurrencia para la definición del precio en los intercambios de energía eléctrica requirió, dada la complejidad del hecho físico subyacente, una sofisticada normativa regulatoria contenida sustancialmente en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex - MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que los “Procedimientos” aludidos reglan: i) la totalidad de las transacciones físicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), ii) las transacciones de transporte en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y iii) las condiciones comerciales de las transacciones en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a ellos debe ajustarse el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) cuyas funciones se asignaron a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) mediante Decreto Nº 1192 del 10 julio de 1992, reglamentario del artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

Que conforme el artículo 36 de la Ley Nº 24.065 en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se diferencian DOS (2) precios; uno “horario”, que perciben los vendedores y paga parte de la demanda los usuarios que optan por abastecerse en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y otro “estacional”, que pagan los distribuidores, estabilizado semestralmente con ajustes trimestrales en función del precio horario esperado para el siguiente período y los recursos existentes en el FONDO DE ESTABILIZACION, los que deben ser suficientes para absorber en el período correspondiente los apartamientos entre ambos precios “Spot”.

Que en consecuencia, la disponibilidad de recursos en el FONDO DE ESTABILIZACION debe ser tomada en cuenta por la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS al momento de sancionar el Precio de Mercado para el trimestre en cuestión para evitar excesos o faltantes en dicho Fondo. La existencia de recursos en el FONDO DE ESTABILIZACION, permitirá evitar incrementos estacionales.

Que el 26 de febrero del corriente año la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) elevó a la ex SECRETARIA DE ENERGIA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA, el Informe de evolución previsto del FONDO DE ESTABILIZACION conforme lo instruido, en el artículo 2° de la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente entonces del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Nº 83 del 27 de enero de 2003 a los efectos de ser considerado para el ajuste del precio estacional.

Que surge del informe de la evolución del FONDO DE ESTABILIZACION elevado

por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la necesidad de incrementar los recursos del FONDO DE ESTABILIZACION.

Que en consecuencia, es decisión política del PODER EJECUTIVO NACIONAL, con carácter excepcional teniendo en cuenta el contexto de emergencia social y la necesidad de prevenir cualquier brote inflacionario, evitar el incremento estacional, mediante un auxilio financiero reintegrable utilizando excedentes transitorios del FONDO UNIFICADO creado por el artículo 37 de la Ley Nº 24.065.

Que por tratarse de un auxilio financiero y no de un subsidio se considera adecuado establecer que la devolución de las sumas prestadas se efectúe con una tasa de interés equivalente a aquella que determine

el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA para sus obligaciones de letras aplicable al período de vigencia del préstamo.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le corresponde conforme el artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para el dictado de la presente medida en virtud de las atribuciones emergentes del artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCION NACIONAL y de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1°- Autorízase un préstamo reintegrable con intereses del FONDO UNIFICADO creado por el artículo 37 de la Ley Nº 24.065 por un monto de hasta PESOS CIENTO CINCUENTA MILLONES ($ 150.000.000). El préstamo tendrá por único destino el sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) mediante el auxilio financiero al FONDO DE ESTABILIZACION creado por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex - MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en el marco del artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y administrado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en su calidad de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) conforme el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992.

Artículo 2°- Las sumas efectivamente desembolsadas por el FONDO UNIFICADO, artículo 37 de la Ley Nº 24.065 y transferidas a las cuentas de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) con destino al FONDO DE ESTABILIZACION en virtud de la autorización otorgada por el artículo precedente, serán devueltas durante el ejercicio del año 2004, con más una tasa de interés equivalente a aquella que determine el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA para sus obligaciones de letras, aplicable al período de vigencia del préstamo.

Lo prescripto en el presente artículo será tenido en cuenta por la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 3°- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS dictará las normas interpretativas y aclaratorias a que dé lugar la aplicación dé lo reglado en este decreto.

Artículo 4°- El presente acto entrará en vigencia a partir de la fecha de su dictado.

Artículo 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - KIRCHNER. - Alberto A. Fernández. - Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 180/04

Publicación Boletín Oficial N° 30.340, del 16/02/2004

Citas Legales : Ley 24.076; Ley 24.065; Ley 17.319; Ley 25.561; Ley 25.790; Ley 25.820; Dec. 1738/92; Dec. 2255/92

(Nota: Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y del uso de la Capacidad de Transporte, aprobado por Disposición SSC 27/2004. Ampliado por Resolución SE 606/2004. Modificado por Resolución SE 657/2004. Reglamento de Contrataciones para la contratación de obras incluidas en el Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros, aprobado por Resolución SE 663/2004. Ratificación de la carta de intención suscripta el 15/11/2004 entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el Ministerio de Economía y Producción, el Banco de la Nación Argentina, la Secretaría de Energía, Nación Fideicomisos S.A., Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., aprobado por Decreto 1882/2004. Requisitos establecidos por Mercado Electrónico de Gas S.A. para los solicitantes de Licencias para Agentes Libres por Resolución SE 740/05. Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, aprobado por Resolución SE 752/2005)

> Régimen de Inversiones de Infraestructura Básica de Gas durante el Proceso de Normalización del Servicio Público. Creación del Mercado Electrónico de Gas. Funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado. Medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas. Disposiciones complementarias. Condiciones especiales.

BUENOS AIRES, 13 DE FEBRERO DE 2004

VISTO, el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076, Nº 25.561, Nº 25.790, Nº 25.820, los Decretos Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, aprobada por el Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y modificada por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, han consagrado el marco legal destinado a regular la prestación del servicio público nacional de transporte y distribución de gas natural.

Que por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.561 se delegaron facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL hasta el 10 de diciembre de 2003, a los efectos de proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios; de reactivar el funcionamiento de la economía y mejorar el nivel de empleo y de distribución de ingresos con acento en un programa de desarrollo de las economías regionales; de crear condiciones para el crecimiento económico sustentable y compatible con la reestructuración de la deuda pública y de reglar la reestructuración de las obligaciones, en curso de ejecución, afectadas por el nuevo régimen cambiario instituido.

Que por el Artículo 8º de la Ley Nº 25.561 se dispuso que a partir de la sanción de dicha ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio, como así también que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO ($ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S 1).

Que asimismo el Artículo 9º de la Ley Nº 25.561 autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el artículo citado en el considerando anterior, aclarando que en el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

Que posteriormente el PODER EJECUTIVO NACIONAL actuando dentro del marco de la emergencia pública declarada por la Ley Nº 25.561, dictó diversos actos por los que se establecieron medidas tendientes a reestructurar un conjunto heterogéneo de relaciones de intercambio de la economía doméstica regidas por el derecho público y por el derecho privado.

Que el proceso de conversión de las obligaciones exigibles en moneda extranjera emergente de la Ley Nº 25.561 y demás normativa reglamentaria y complementaria, tuvo por objeto atenuar el impacto de la devaluación del peso sobre los agentes económicos que operan en la REPUBLICA ARGENTINA; entendiendo que no constituye un objetivo de la pesificación afectar negativamente el ingreso de divisas a nuestro país, originadas en exportaciones de bienes, o de servicios asociados a los bienes exportados.

Que las medidas de emergencia adoptadas hasta la fecha han incidido en los servicios públicos vinculados al gas y a la electricidad cuyos segmentos han sido definidos como servicios públicos por las Leyes Nº 24.076 y Nº 24.065.

Que por lo dicho precedentemente se hace importante señalar que en la industria del gas natural, tal cual es concebida por las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076, se distinguen TRES (3) segmentos básicos de actividad: la producción, el transporte y la distribución de gas, correspondiendo los dos últimos a la actividad regulada y siendo éstos consecuentemente, los que están siendo objeto del proceso de renegociación y análisis de contratos de servicios públicos previsto en los Artículos 8º y 9º de la Ley Nº 25.561.

Que en lo vinculado al proceso de renegociación y análisis de los contratos de servicios públicos, se dispuso por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.790, la extensión hasta el 31 de diciembre de 2004, del plazo para llevar a cabo la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuesto por el Artículo 9º de la Ley Nº 25.561.

Que asimismo por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.820 se modificó el Artículo 1º de la Ley Nº 25.561, declarándose con arreglo a lo dispuesto en el Artículo 76 de la CONSTITUCION NACIONAL, la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al PODER EJECUTIVO NACIONAL las facultades comprendidas en dicha ley, hasta el 31 de diciembre de 2004.

Que en el caso de la industria del gas natural deben distinguirse el conjunto de segmentos y servicios que la integran a los fines de determinar los distintos impactos producidos por la crisis, con el objeto de definir y administrar los remedios regulatorios que en cada caso resulta posible implementar.

Que atento al período de tiempo que requiere la decisión y ejecución de las inversiones en el sector, resulta impostergable adoptar decisiones que tiendan a evitar posibles situaciones de insuficiencia de suministro, que condicionen no sólo las prestaciones actuales sino también el crecimiento en la demanda asociado al crecimiento de la economía.

Que en forma paralela a las medidas que se adopten para normalizar el suministro de gas natural, deben atenderse situaciones en las cuales son necesarias ampliaciones o extensiones del sistema de transporte o distribución de gas natural para cubrir el crecimiento de la demanda.

Que en función de lo expuesto, se determina la creación de un Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas, el que se constituirá en el ámbito de las Licenciatarias de esos servicios y será un patrimonio de afectación específico del sistema de gas, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión en el marco del Artículo 2º de la Ley Nº 24.076, con especial mención a lo establecido en el inciso b) de ese Artículo.

Que dicho Fondo Fiduciario estará integrado por: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se puedan acordar con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales o internacionales; y (iii) a través de otros sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos.

Que corresponde que los cargos tarifarios creados para integrar el Fondo Fiduciario, en virtud de la finalidad de los mismos, no constituyan base imponible de ningún tributo de origen nacional, provincial o municipal.

Que corresponde que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, reglamente la constitución y funcionamiento del Fondo Fiduciario que por el presente decreto se crea.

Que además corresponde facultar al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que en dicho acto de constitución del Fondo Fiduciario, o en su caso de los Fondos Fiduciarios, pueda suscribir los acuerdos y/o convenios que estime pertinentes con el objeto de la creación, puesta en marcha y optimización del funcionamiento de ese o esos Fondos, tendiendo a lograr procedimientos de operatoria ágiles, simples, transparentes, y de máxima eficiencia en el funcionamiento del mismo.

Que el plazo de vigencia de dicho régimen se encuentra condicionado al cumplimiento del objeto exclusivo de ese Fondo o Fondos Fiduciarios para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas.

Que por lo tanto, responde al interés general la adopción de políticas eficaces tendientes a asegurar el abastecimiento interno de gas natural, corrigiendo las ineficiencias asignativas generadas como consecuencia de la devaluación, en el marco de las limitaciones que presenta la emergencia económica.

Que entre los objetivos de la Política General definidos en la Ley Nº 24.076 se encuentran la obligación de (i) proteger adecuadamente los derechos de los consumidores, (ii) promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; (iii) propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural, y (iv) incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.

Que dentro de las funciones asignadas a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se encuentran las de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, también debe conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general, respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

Que asimismo debe efectuar la propuesta y control de la ejecución de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación en sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes.

Que es política de esta administración lograr una mayor transparencia en las actividades que se relacionan con la prestación de los servicios públicos, mejorando de esa forma, el caudal y calidad de la información que recibe la sociedad respecto del funcionamiento de los mismos.

Que en tal sentido, algunas de las medidas previstas en la presente reglamentación, tienen por objeto mejorar el acceso a la información por parte de todos los agentes intervinientes en el mercado, aumentar la transparencia en el flujo de la información operativa y comercial, e incrementar los niveles de competencia en los mercados primarios y secundarios, todo ello en el marco de lo dispuesto en el Artículo 42 de la CONSTITUCION NACIONAL y en el Artículo 2º de la Ley Nº 24.076.

Que al respecto, se considera que la presencia de una entidad que publique de manera centralizada toda la información comercial y de despacho, y que pueda coordinar en tiempo real y en un mismo ámbito el funcionamiento de los mercados spot y mercados secundarios de gas y de su capacidad de transporte, facilita el nivel de transparencia que debe caracterizar a los mercados relacionados con los servicios públicos de gas natural.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para decidir la creación de las herramientas o instrumentos necesarios para la concreción de estos objetivos, dado que es el responsable político de la administración general del ESTADO NACIONAL.

Que en el marco de las facultades mencionadas, el PODER EJECUTIVO NACIONAL a través de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, promoverá la constitución de una entidad de derecho privado con el objeto de crear y poner en marcha un MERCADO ELECTRONICO DE GAS, conforme es concebido en el presente decreto.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, estará facultada para acordar con la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES, o con otras entidades existentes de similar carácter que manifiesten interés en participar en la operación y gestión comercial del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, la constitución de la sociedad que tendrá a su cargo cumplir las funciones que prevé este decreto.

Que ante la eventualidad de que los acuerdos a los que se hace referencia en el considerando anterior no resultaran factibles, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, quedará facultada para constituir la sociedad que tendrá a su cargo la operación y gestión comercial del referido mercado, estando obligada en una instancia ulterior a transferir el capital accionario a todas aquellas entidades representativas del sector que manifiesten interés, en las condiciones que se fijen oportunamente.

Que en ese contexto corresponde facultar a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para requerir, en caso de resultar necesaria, la asistencia técnica, informática, comercial y jurídica de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL

MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) u otras similares de carácter internacional o nacional.

Que será función primordial del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, transparentar la información comercial y de despacho relacionada con el mercado de gas natural y su transporte, constituyendo ésta la herramienta apta para garantizar, en igualdad de condiciones, el fácil acceso de todos los agentes del mercado a igual, mejor y mayor nivel de información.

Que la información de los despachos de los sistemas de transporte y distribución deberá estar disponible en tiempo real para garantizar la eficacia de la utilización de la misma por parte de todos los agentes del mercado.

Que también será función esencial del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, garantizar el funcionamiento transparente, eficiente, de manera unificada y en tiempo real de mercados de compra venta de gas natural en condiciones spot, y de los distintos mercados secundarios o de reventa de transporte en los cuales una de las partes sea un sujeto activo previsto en la Ley Nº 24.076.

Que el Gobierno Nacional entiende que garantizar el funcionamiento transparente y eficiente de un mercado para las operaciones diarias de gas natural, comúnmente denominadas transacciones “spot”, agrega una opción comercial adicional conveniente para la mayor eficiencia en la utilización de este recurso.

Que asimismo, es de vital importancia y urgencia generar las herramientas reglamentarias que garanticen transparencia en el mercado de reventa de capacidad de transporte del gas natural, a fin de asegurar el suministro más eficiente y justo de este bien.
Que será también función del MERCADO ELECTRONICO DE GAS crear, actualizar y publicar índices y estadísticas relacionados con los mercados de gas natural y de su transporte.

Que el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, cualquiera sea su organización societaria o institucional deberá poner a disposición del público en general, la información contenida en los contratos entre los sujetos activos de la industria del gas natural, para lo cual la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS deberá reglamentar el alcance de la confidencialidad de los mismos.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, estará facultada para dictar las normas necesarias que aseguren la participación de todos los sujetos activos de la industria, en todos los mercados que operarán en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, en condiciones competitivas y transparentes.

Que la experiencia adquirida en la industria del gas natural desde la privatización de la ex - YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES SOCIEDAD DEL ESTADO y la ex - GAS DEL ESTADO SOCIEDAD DEL ESTADO y la dinámica del funcionamiento de la misma, hace conveniente la adecuación de ciertas reglamentaciones de la Ley Nº 24.076, con el fin de aumentar la transparencia y competitividad en esta industria, y de lograr una mayor eficacia en la asignación de recursos que se utilizan en la prestación de los servicios de gas por redes, mejorando la eficiencia asignativa del conjunto del sector, y ello sin generar perjuicios a las prestatarias de los servicios regulados de gas por redes.

Que los antecedentes mencionados permiten concluir, en lo que al transporte de gas natural se refiere, que: a) las distribuidoras generalmente no contratan capacidad de transporte interrumpible “TI” con la finalidad de obtener capacidad adicional de transporte para suministrar servicios interrumpibles; y b) las distribuidoras suministran los servicios interrumpibles básicamente utilizando la capacidad que tienen reservada en firme sobre el sistema de transporte y que circunstancialmente no resulta utilizada para brindar los servicios ininterrumpibles o firmes a sus usuarios.

Que existen en los registros del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, antecedentes que demuestran que los servicios Gran Usuario - Transporte “ID” y Gran Usuario - Transporte “IT” han sido objeto de controversia entre usuarios y distribuidoras.

Que las tarifas correspondientes al servicio Gran Usuario - Transporte “ID” o Gran Usuario - Transporte “IT” tienen imputado, a los efectos del diseño regulatorio de las mismas, el costo de un transporte, que, y por lo arriba ya expuesto, en general las licenciatarias no abonan.

Que esta diferencia entre los costos imputados en términos regulatorios y los costos reales en los cuales incurren las distribuidoras, no sólo constituye un problema regulatorio, sino que sus efectos se expanden sobre la industria en general, y que el perjuicio más importante es que mientras subsista esta diferencia entre la imputación de costos regulatoria y los costos efectivos del servicio, no existirán incentivos claros

para que las prestatarias del servicio de distribución y subdistribución, en tanto contratantes de transporte firme, realicen ofertas de reventas de capacidad de ese transporte cuando no es por ellas utilizado.

Que los beneficios de estas reventas ya han sido evaluados positivamente por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en oportunidad del dictado de la Resolución Nº 419 de fecha 9 de enero de 1997, publicada en el Boletín Oficial el 16 de enero de 1997.

Que por lo tanto corresponde modificar las Condiciones Especiales de los Servicios Gran Usuario - Transporte “ID” y Gran Usuario - Transporte “IT” de modo tal de alinear la imputación de costos regulatoria con las erogaciones realizadas por las distribuidoras, y eliminar, de esa manera, parte de los incentivos negativos que actúan sobre la oferta al mercado de reventa de capacidad de transporte firme.

Que la presente modificación no afectará los derechos adquiridos por los usuarios de las Condiciones Especiales Gran Usuario - Venta “ID” ni Gran Usuario - Venta “IT” ni aun los de los servicios Gran Usuario - Transporte “ID” ni Gran Usuario - Transporte “IT” en las contrataciones vigentes a la fecha de publicación en el Boletín Oficial del presente decreto, quienes seguirán abonando el mismo importe por METRO CUBICO (m3) transportado pactado, hasta la finalización del acuerdo respectivo. En el caso particular de los usuarios que sólo hubieren contratado el servicio de distribución interrumpible con la distribuidora de su zona, seguirán pagando el importe que, en concepto de tarifa de distribución, actualmente abonen hasta la finalización de la renegociación de los contratos de servicios públicos.

Que con motivo de las modificaciones indicadas corresponde facultar a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para disponer los mecanismos de asignación del producto de la venta de capacidad en el sistema de transporte en mercados secundarios, preservando los incentivos adecuados para el funcionamiento eficiente de esos mercados, y en beneficio de la expansión y/o extensión del sistema.

Que las variaciones ocurridas en los precios relativos de los combustibles para transporte automotor, han resultado en un decidido estímulo al consumo de gas natural comprimido, lo que se ha evidenciado en un importante crecimiento en dichos consumos.

Que teniendo en cuenta la magnitud del crecimiento del consumo de gas natural comprimido, la necesidad de administrar de modo eficiente y equitativo la capacidad de transporte de los gasoductos, y de habilitar la entrada de nuevos operadores al expendio de gas natural comprimido, se considera conveniente y necesario sustituir, en el Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes, cuyo modelo fue aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, las Condiciones Especiales Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - VENTA “GNC”, por las denominadas Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Firme “GNC”, e incluir, también en ese Reglamento, las Condiciones Especiales Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Interrumpible “GNC”.

Que el cambio dispuesto tendrá efectos positivos ya que a la vez de ampliar el espectro de libertad de acción de los operadores instalados, se crean condiciones regulatorias para lograr reducciones de costos en el acceso al servicio y facilitar la conexión de potenciales interesados que pretendan construir nuevas instalaciones de suministro de “GNC” a vehículos.

Que resulta necesario brindar herramientas a los usuarios que contratan servicios con su distribuidora zonal, en donde se observan cargos por reserva de capacidad u obligaciones de tomar o pagar, para que puedan minimizar esos costos fijos.

Que en ese sentido resulta conveniente habilitar de manera automática a esos usuarios a revender el servicio recibido de la distribuidora en el punto de entrega correspondiente del sistema de transporte (“city gate”), sin necesidad de aprobación por parte de la distribuidora zonal, sin perjuicio de las cláusulas contractuales que los vinculen.

Que para garantizar que esta alternativa se ponga en práctica, es necesario establecer que las prestadoras del Servicio de Distribución no podrán negarle a estos usuarios la posibilidad de revender los servicios que reciben de la distribuidora y que tales operaciones serán realizadas en alguno de los “city gate” de la distribuidora en cuestión, todo ello subordinado a las limitaciones físicas de los sistemas de transporte y distribución.

Que de esta forma, los usuarios que por algún motivo enfrenten un costo fijo y no estén eventualmente utilizando los servicios contratados con la distribuidora, podrán recuperar al menos una parte de ese costo revendiendo en el “city gate” todo o parte del servicio que reciben.

Que esta alternativa no implicará un perjuicio para la distribuidora zonal, ya que el usuario que revenda el servicio, pagará a la misma todos los cargos fijos y variables previamente pactados entre las partes.

Que a su vez, quien adquiera el servicio revendido en el “city gate”, pagará a la distribuidora en cuestión el margen de distribución correspondiente con el fin de recibir el gas en su planta.

Que dada la estructura de la transacción, al usuario que revende el servicio le resultará rentable hacerlo sólo si el usuario que lo adquiere le paga un valor superior al monto del cargo variable pactado con la distribuidora; mientras que el usuario que adquiere el servicio podrá estar dispuesto a pagar un valor superior al cargo variable de la distribuidora sólo cuando la distribuidora le haya restringido un servicio interrumpible.

Que de esta forma, la distribuidora no verá desplazadas sus ventas por este tipo de transacciones, mientras que los usuarios que eventualmente se encuentran con costos fijos por servicios eventualmente no utilizados tendrán una opción para reducirlos, generándose una asignación de recursos más eficiente.

Que con el fin de garantizar el funcionamiento eficiente de esta modalidad, los usuarios de una misma distribuidora (o quienes actúen por su cuenta), podrán pactar libremente entre sí, las condiciones bajo las cuales se realizarán estas transacciones, en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, estableció por NOTA Nº 2.465 de fecha 21 de julio de 1998, la forma de confeccionar el orden de restricciones y cortes a servicios interrumpibles, atendiendo a las particularidades de cada caso y en este sentido, corresponde utilizar los criterios ya fijados por esa Autoridad de Control con el fin de precisar debidamente el alcance del punto 12 del Reglamento del Servicio de Distribución de Gas por redes, cuyo modelo fuera aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992.

Que corresponde establecer las condiciones en las cuales las Licenciatarias del servicio de distribución de gas por redes, o sus accionistas, podrán tener participación controlante en empresas dedicadas a la comercialización de gas, y facultar a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a fijar límites máximos a la participación de mercado de las empresas comercializadoras para evitar distorsiones en el funcionamiento de los distintos mercados.

Que las empresas comercializadoras de gas creadas en el marco de las condiciones aludidas en el considerando anterior, estarán sujetas a un régimen especial de contralor a los fines de observar un comportamiento transparente en las operaciones que las mismas realicen.

Que en el marco del conjunto de medidas que se adoptan, dentro de las que se destacan una mayor independencia del consumidor respecto de sus proveedores habituales a través de la apertura de nuevas opciones de abastecimiento de gas, de las limitaciones establecidas para la comercialización de gas por parte de los productores, y de la posibilidad de adquirir servicios de transporte y otros servicios a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, la hipótesis de que los distribuidores operen una firma comercializadora de gas no sólo no violenta los límites de la integración vertical de los servicios previstos en la Ley Nº 24.076, sino que amplifica las posibilidades de abastecimiento del consumidor.

Que al momento del dictado de la presente medida, se han tenido especialmente en cuenta los antecedentes e informes técnicos y legales vinculados a esta temática y que forman parte integrante del Expediente citado en el VISTO del presente decreto.

Que corresponde delegar en la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la resolución de los recursos de alzada que se interpongan contra los actos dictados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, siguiendo los lineamientos que al efecto han sido establecidos en el régimen eléctrico, con el objeto de estandarizar los procesos y hacer más efectivo y eficaz el control de legalidad de los entes reguladores del sector energético.

Que las medidas propuestas a través del presente decreto resultan compatibles con el desarrollo del proceso de renegociación de contratos de obras y de servicios públicos que esta llevando a cabo el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes de las Leyes Nº 25.561, Nº 25.790 y Nº 25.820, y de los Artículos 42 y 99 Incisos 1 y 2 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

TITULO I

REGIMEN DE INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA BASICA DE GAS DURANTE EL PROCESO DE NORMALIZACION DEL SERVICIO PUBLICO

Artículo 1º - Créase el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas, el que se constituirá en el ámbito de las Licenciatarias de esos servicios y será un patrimonio de afectación específico del sistema de gas, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión, en el marco del Artículo 2º de la Ley Nº 24.076, y en especial en el inciso b) de ese Artículo. El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos.

Artículo 2º - El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS reglamentará la constitución y funcionamiento del Fondo Fiduciario creado en el artículo precedente, el cual en ningún caso estará constituido por fondos y/o bienes del ESTADO NACIONAL.

El Fondo Fiduciario podrá ser único o estar dividido en tantos Fondos como se lo considere pertinente. Los compromisos de repago asumidos por los usuarios como contrapartida de la financiación obtenida por intermedio de un Fondo Fiduciario, subsistirán hasta dar por finalizada su obligación, sin importar quien detente la titularidad de la licencia para prestar el servicio respectivo.

En el acto de constitución del Fondo Fiduciario o de los Fondos, ese Ministerio podrá suscribir los acuerdos y/o convenios que estime pertinentes con entidades públicas y/o privadas, teniendo en cuenta para ello el objeto de creación del Fondo, tendiendo a lograr procedimientos de operatoria ágiles, simples, transparentes y de máxima eficiencia en el funcionamiento del mismo.

Artículo 3º - Las obras que, acorde a las disposiciones del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, califiquen para ser realizadas al amparo del presente régimen deberán ser aprobadas, supervisadas y contratadas en los términos y condiciones que determine ese Ministerio.

Artículo 4º - Los recursos que integren el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas constituirán un patrimonio de afectación especial del sistema de gas y tendrán como destino único y exclusivo el objeto indicado precedentemente. Los cargos tarifarios creados para integrar el Fondo Fiduciario, en virtud de la finalidad de los mismos, no constituyen base imponible de ningún tributo de origen nacional, provincial o municipal.

Artículo 5º - La vigencia del régimen creado en el presente título estará sujeta al cumplimiento del objeto mencionado en los artículos precedentes.

TITULO II

CAPITULO I

CREACION DEL MERCADO ELECTRONICO DE GAS

Artículo 6º - Dispónese la creación del MERCADO ELECTRONICO DE GAS cuyas funciones fundamentales serán transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercado “Spot”), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Artículo 7º - Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a arbitrar los recursos necesarios para disponer o promover la implementación del MERCADO ELECTRONICO DE GAS citado precedentemente con los alcances establecidos.

Artículo 8º - La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, definirá el marco reglamentario y organizacional que resulte necesario y apropiado para poner en funcionamiento el MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

A tal efecto, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, estará plenamente facultada para acordar con la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES o con otras entidades existentes de similar carácter que manifiesten interés en participar en la operación y gestión comercial del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, la constitución de la sociedad que tendrá a su cargo cumplir las funciones que prevé el presente decreto.

Asimismo, y ante la eventualidad de que los acuerdos a que se refiere el párrafo anterior no resulten factibles, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, quedará facultada para constituir la sociedad que tendrá a su cargo la operación y gestión comercial del referido mercado, estando obligada en una instancia ulterior a transferir el capital accionario a todas aquellas entidades representativas del sector que manifiesten interés, en las condiciones que se fijen oportunamente.

Las reglamentaciones, acuerdos y disposiciones que se implementen en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS tendrán como límite objetivo, propender, dentro de los mercados físicos y comerciales que se definen en el presente decreto, a la conformación de precios de equilibrio eficientes dados por la libre interacción entre oferta y demanda, en las mejores condiciones de información y transparencia que se puedan proporcionar en beneficio de las partes (oferentes y demandantes) y de todos los demás interesados.

En ningún caso las normas de organización y funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, cualquiera sean los organismos o entidades que contribuyan a su funcionamiento y organización, podrán tener como objetivo la determinación de precios para los mercados de productos y servicios alcanzados por el mismo, por mecanismos distintos de la libre interacción de oferta y demanda en un ámbito competitivo y transparente.

Artículo 9º - A los fines de la organización, constitución, y puesta en marcha del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, estará facultada para:

a) Formalizar o fomentar acuerdos con todas aquellas entidades públicas y privadas que puedan contribuir a la formación y funcionamiento operativo del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, entre ellas la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES.

b) Favorecer la formación de una o más sociedades anónimas necesarias para organizar operativamente el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, o en su defecto crearlas. La integración societaria de las mismas se ajustará al objetivo de cada una de ellas.

c) Requerir, en caso de resultar necesaria, la asistencia técnica, informática, comercial y jurídica de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) u otras similares de carácter Internacional o Nacional.

Artículo 10. - Instrúyese a la INSPECCION GENERAL DE JUSTICIA dependiente del MINISTERIO DE JUSTICIA, SEGURIDAD Y DERECHOS HUMANOS, a los fines que preste su mayor colaboración a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y a las entidades públicas y privadas que colaboren con la misma en la organización y puesta en marcha del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, o quien ésta designe estarán facultados para realizar o colaborar en todos los trámites de protocolización e inscripción que se requieran.

Los trámites de inscripción y constitución de la sociedad o sociedades que se definan para el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS quedan expresamente exentos del pago de tasas, derechos y/o timbrados.

CAPITULO II

DEL FUNCIONAMIENTO Y OBLIGACIONES ASOCIADAS AL MERCADO ELECTRONICO DE GAS

Artículo 11. - La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, determinará las normas de tipo regulatorio a las que se ajustará el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia tanto del despacho como de los mercados de compra y venta de gas, transporte y distribución, así como la conformación de precios eficientes logrados por la interacción de la oferta y demanda en ámbitos de negociación y transacción nutridos de la mejor información a la que se pueda acceder.

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, podrá delegar o transferir a la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES, o a la entidad de características equivalentes con la cual se establecieren los acuerdos pertinentes, o en su defecto, en la sociedad que se constituya para tal fin, la administración financiera y comercial de las transacciones que se concreten en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

En uso de las facultades delegadas o transferidas por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y en cumplimiento de las disposiciones pertinentes emanadas de esa Autoridad, el MERCADO ELECTRONICO DE GAS dispondrá y ejecutará las acciones necesarias para el mejor cumplimiento de las siguientes funciones:

a) Transparentar y publicar toda la información del despacho de las transportistas, distribuidoras y los demás agentes del despacho de gas, estén o no conectados al sistema de transporte, así como toda otra información de despacho de los sistemas de transporte o distribución, considerada relevante, según lo disponga la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. La información de despacho respecto al transporte incluirá la operación de los gasoductos de interconexión destinados a la exportación o importación, cualquiera sea su operador y condición regulatoria.

b) Transparentar y poner a disposición de todos los agentes habilitados para participar del mercado, los modelos de simulación u operación bajo los cuales operan los distintos despachos de los sistemas de transporte o distribución, de modo tal de permitir a todo el mercado la fácil constatación de las decisiones que en cada momento los operadores de cada despacho realicen.

c) Garantizar el funcionamiento eficiente, transparente, en tiempo real y de manera centralizada de todos los tipos de mercado mencionados en el Artículo 6º del presente decreto.

d) Asegurar la libre interacción, en tiempo real, de oferentes y/o demandantes en los mercados “spot” y secundarios de la industria del gas.

e) Asegurar la participación en condiciones competitivas de los sujetos activos de la industria en toda operatoria inherente a los mercados en los que el MERCADO ELECTRONICO DE GAS actúe, acorde a las disposiciones del presente decreto.

f) Garantizar el acceso de todos los sujetos de la industria a la información en tiempo real, referida al despacho de los sistemas de transporte y distribución, y a los precios resultantes en los mercados que integren el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, acorde a las disposiciones del presente decreto.

g) Garantizar la transparencia en los procedimientos y eficiencia en la formación de precios, en aquellas operaciones de corto, mediano o largo plazo, cuya concurrencia a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS sea voluntaria, y las partes hayan optado por perfeccionarlas por intermedio del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

h) Habilitar, previa consulta al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, distintas alternativas de contratación de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, en las cuales podrán participar las Licenciatarias del servicio de distribución, para adquirir el gas natural necesario para abastecer la demanda de los usuarios a los que debe proveerle gas y cuyos precios de compra posteriormente se trasladarán, sin más trámite, a la tarifa final de los mismos, dado que se verifican los presupuestos establecidos en el Artículo 38 Inciso c) de la Ley Nº 24.076.

i) Crear, actualizar y publicar en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS los índices de precios y demás estadísticas relacionados con el despacho de los sistemas de transporte y distribución, con los distintos mercados de gas natural, transporte o distribución, y con los contratos a término de compraventa de gas natural y transporte, tanto para el mercado interno como para el externo.

j) Garantizar a los sujetos de la industria del gas el acceso a la información básica y comercialmente relevante contenida en los contratos entre los sujetos activos de la industria del gas natural en lo referente a: precios, origen del gas natural, volúmenes, plazos, condiciones de “Tomar o Pagar”, “Entregar o Pagar”, Cantidad Máxima Diaria, Cantidad Diaria Contractual, cláusulas de “Recuperación de gas”, y toda otra modalidad contractual que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, determine que deba ser dada a publicidad. Deberá, sin embargo, preservar la confidencialidad de toda la información que no sea relevante para transparentar las transacciones del mercado.

k) Deberá aplicar las condiciones que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, determine que deberá cumplir cualquier

instrumento contractual que deba ser presentado así como la periodicidad de presentación de los mismos, de modo tal de poder precisar con exactitud que tipo de transacciones deben concretarse en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, y cuales podrán pactarse libremente en otro ámbito de negociación que las partes elijan.

l) Deberá aplicar las penalidades que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, o la entidad encargada de administrar las transacciones comerciales, según las reglas y procedimientos establecidos para el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS y de los mercados que operen en su ámbito.

Artículo 12. - La entidad o entidades que se definan a los fines de operar los mercados de gas y los demás mercados secundarios que prevé el presente decreto, estarán autorizadas a percibir comisiones o cargos por las operaciones de intermediación que realicen. Las comisiones o cargos a cobrar deberán ser aprobados por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 13. - La entidad o entidades cuya constitución prevé el presente decreto, estarán autorizadas a liquidar las transacciones comerciales realizadas en los mercados que funcionen en su ámbito, y deberán garantizar las consiguientes transacciones de dinero, estando para ello facultadas para solicitar a los sujetos que realicen transacciones en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, la constitución de garantías proporcionales a los montos de esas transacciones, previa aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 14. - Sin perjuicio de las facultades que son propias de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la entidad o entidades que se definan a los fines de operar los mercados de gas y los demás mercados secundarios que prevé el presente decreto, estarán autorizadas para requerir toda la información necesaria a los sujetos de la industria del gas, los que estarán obligados a dar cumplimiento a todos los requerimientos recibidos que estén contemplados en la normativa vigente.

Artículo 15. - Los sujetos activos de la industria del gas natural sólo podrán adquirir gas “Spot” a través de la sociedad que sea definida para operar el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, de acuerdo a las reglas y procedimientos que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Se considerarán ventas “Spot” a aquellas que se cierran de un día para el otro o cuando el sistema empleado por la sociedad que opere el MERCADO ELECTRONICO DE GAS lo permita, las que se vayan a efectuar en plazos inferiores a UN (1) día.

Todos los consumidores de gas, cualquiera sea su condición y la modalidad bajo la cual realicen sus compras, tienen derecho a comercializar el gas natural adquirido en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Artículo 16. - Los titulares o disponentes de capacidad de transporte firme, contratada o no, cualquiera sea la modalidad regulatoria del sistema de transporte respectivo, deberán comercializar toda su capacidad disponible no nominada para el día siguiente acorde a las Pautas de Despacho, a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, sujeto a las reglas y procedimientos que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Se considerará capacidad disponible no nominada a aquella capacidad firme efectivamente disponible en función de las programaciones del transportista, que en forma diaria no sea nominada por sus cargadores originales suscriptores del correspondiente contrato con un transportista. Se incluirá también dentro de este concepto a la capacidad remanente no utilizada de cualquier sistema o gasoducto de transporte, cualquiera sea su condición regulatoria.

Los titulares de capacidad contratada de transporte firme que decidan revender la misma con el alcance que para ese tipo de operaciones establece la Resolución Nº 419 de fecha 9 de enero de 1997 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, deberán comercializar toda la capacidad disponible para revender mediante ese mecanismo, a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, sujeto a las reglas y procedimientos que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. Todas las disposiciones de la mencionada Resolución Nº 419 de fecha 9 de enero de 1997 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL,

INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, resultan de aplicación a esas operaciones de reventa, en tanto no se opongan a las específicas disposiciones del presente decreto, o a las que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, dictare a los fines de reglamentar la comercialización de la capacidad de transporte de gas por cañerías en mercados secundarios y de disponibilidad inmediata (spot), y ello en uso de las funciones y autoridad que el presente acto le asigna y delega.

Las disposiciones previstas en el presente artículo resultan aplicables a toda la comercialización de la capacidad de transporte de gas por cañerías en mercados secundarios y de disponibilidad inmediata (spot), sin importar la condición regulatoria o destino del ducto sobre la que se efectúa.

Artículo 17. - Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para disponer los mecanismos de asignación del producto de la venta de capacidad en el sistema de transporte en los mercados aludidos en el artículo anterior. Tales mecanismos deberán procurar preservar los incentivos adecuados para (i) el funcionamiento eficiente de estos mercados, y (ii) para promover la expansión y/o extensión del sistema de transporte de gas natural por cañerías.

Artículo 18. - Establécese que los productores, usuarios, comercializadores, distribuidores y transportistas que violen las reglas y procedimientos establecidos por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS y de los mercados que operen en su ámbito, serán sancionados de conformidad a las disposiciones establecidas por las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076 y su reglamentación.

Además de darse inicio a este procedimiento sancionatorio, la sociedad o sociedades operadoras del MERCADO ELECTRONICO DE GAS estarán autorizadas para:

a) Realizar la correspondiente denuncia por ante la Autoridad de Aplicación de la Ley Nº 25.156, en el supuesto de que se verifiquen infracciones que puedan ser consideradas atentatorias de la competencia.

b) Retener y cobrar, total o parcialmente, de los montos que deba abonar a los distintos participantes del mercado por las operaciones realizadas, las penalidades que fije la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en caso de incumplimiento de las reglas y procedimientos establecidos.

c) A requerimiento de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, excluir total o parcialmente del MERCADO ELECTRONICO DE GAS y de sus ámbitos de actuación al productor, usuario, distribuidor, comercializador o cualquier otro agente de mercado cuya conducta ponga en riesgo el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS o constituya un riesgo grave para el sistema o para los otros participantes del mismo.

Artículo 19. - Las empresas Licenciatarias de los servicios de transporte y distribución del gas continuarán siendo las responsables de cumplir las funciones operativas del sistema. El despacho físico de gas continuará siendo realizado por las firmas transportistas y distribuidoras de acuerdo a las reglas y procedimientos del despacho de gas que disponga la Autoridad Competente. Las funciones del despacho de gas se regirán según la normativa vigente.

Artículo 20. - El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, deberá prestar toda la asistencia que le requiera la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a fin de facilitar la rápida puesta en funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

TITULO III

MEDIDAS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ASIGNATIVA EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Artículo 21. - Sustitúyense las Condiciones Especiales Gran Usuario - Transporte “ID” del Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, por las expuestas en el Anexo I que forma parte del presente decreto.

La presente modificación no afectará los derechos adquiridos por los usuarios de esta Condición Especial en las contrataciones vigentes a la fecha de publicación en el Boletín Oficial del presente decreto, quienes seguirán abonando el mismo importe por METRO CUBICO (m3) transportado pactado, hasta la finalización del contrato de servicio respectivo. En el caso particular de los usuarios que sólo hubieren contratado con la

distribuidora de su zona el servicio de distribución, seguirán pagando el importe que en concepto de tarifa de distribución actualmente abonen, hasta la finalización de la renegociación de los contratos de servicios públicos.

Artículo 22. - Sustitúyense las Condiciones Especiales Gran Usuario - Transporte “IT” del Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, por las expuestas en el Anexo II que forma parte del presente decreto.

La presente modificación no afectará los derechos adquiridos por los usuarios de esta Condición Especial en las contrataciones vigentes a la fecha de publicación en el Boletín Oficial del presente decreto, quienes seguirán abonando el importe por METRO CUBICO (m3) transportado pactado hasta la finalización del contrato de servicio respectivo.

En el caso particular de los usuarios que sólo hubieren contratado con la distribuidora de su zona el servicio de distribución interrumpible, seguirán pagando el importe que en concepto de tarifa de distribución actualmente abonan, hasta la finalización de la renegociación de los contratos de servicios públicos o hasta que en el marco de dicho proceso se determinen ajustes a la tarifa de distribución respectiva.

Artículo 23. - Sustitúyense las Condiciones Especiales Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - VENTA “GNC”, incluidas en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, por las denominadas Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Firme “GNC” expuestas en el Anexo III-a, que forma parte del presente decreto.

A los fines previstos en el punto 4.2.17. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobado por el Decreto Nº 2255 del 2 de diciembre de 1992, se establece que el concepto del Servicio Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta “GNC”, es reemplazado por el concepto Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Firme “GNC”.

Artículo 24. - No obstante lo dispuesto en el artículo anterior, para aquellos usuarios que hoy cuenten con el servicio Gas Natural Comprimido - Venta “GNC”, la Reserva Mínima inicial de Capacidad que deberán abonar mensualmente, se establece como el volumen promedio diario del mes de mayor consumo en los DOCE (12) meses inmediatos anteriores a la vigencia de las nuevas Condiciones Especiales, excepto en los casos en los cuales la distribuidora posea mediciones diarias de estos usuarios en donde se tomará el pico diario de consumo medido de los últimos DOCE (12) meses. La Reserva Mínima inicial de Capacidad se actualizará mensualmente siguiendo los parámetros aquí definidos. En cualquier caso, usuarios y distribuidoras podrán arribar a acuerdos particulares que se adapten a las necesidades de ambas partes.

Para el caso de Clientes que reciban el servicio “Otros Usuarios Gas Natural Comprimido” con marcada contra-estacionalidad (picos de consumo en verano superiores a los de invierno) y atendiendo al principio de que en estos casos la tarifa final media debe ser similar a la tarifa media actual, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS habrá de resolver sobre la reserva mínima a contratar, si no hubiese mediado acuerdo entre el cliente y el prestatario.

Las distribuidoras están obligadas a poner a disposición de los usuarios que a la fecha de vigencia de las nuevas Condiciones Especiales Otros usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Firme “GNC”, cuenten con el servicio Otros usuarios Gas Natural Comprimido - Venta “GNC”, la Reserva Mínima de Capacidad para “GNC”, acorde ha sido definida para estos usuarios.

Artículo 25. - Inclúyense las Condiciones Especiales Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Interrumpible “GNC” en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, las cuales integran el presente decreto como Anexo III-b.

Los importes sin impuestos correspondientes a las tarifas máximas aplicables a los servicios Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Firme “GNC” y Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Venta Interrumpible “GNC”, acorde a los precios del gas y al costo del transporte incluidos a la fecha en las tarifas máximas de los servicios de distribución de gas por redes, se agregan al presente decreto como Anexo III-c.

Inclúyense asimismo, en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución, las Condiciones Especiales Otros Usuarios Gas Natural Comprimido - Transporte Firme “GNC”, integrando el presente decreto como Anexo IV-a, y las Condiciones Especiales Otros Usuarios “Gas Natural Comprimido - Transporte Interrumpible “GNC”, integrando el presente decreto como Anexo IV-b.

Las Condiciones Especiales indicadas en el párrafo anterior, serán elegibles sólo a partir del momento en que se disponga la eliminación de la restricción que el Artículo 13 Inciso 4, del Anexo I del Decreto Nº 1738 del 18 de septiembre de 1992, establece especialmente para quienes adquieran gas natural con destino al expendio como combustible de automotores.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, elevará un estudio a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, con la evaluación de los potenciales impactos de la eliminación de la restricción antes aludida. Dicho estudio deberá completarse antes de cumplidos los TREINTA (30) días hábiles desde la entrada en vigencia del presente decreto.

Artículo 26. - Agrégase como inciso 7) del Artículo 26 de la Reglamentación de la Ley Nº 24.076, aprobada por el Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, el siguiente texto:

“7) Los usuarios que contratan servicios con su distribuidora zonal, en donde se observan cargos por reserva de capacidad, obligaciones de tomar o pagar u otras equivalentes, estarán autorizados a revender el servicio recibido en el punto de entrega del sistema de transporte correspondiente (“city gate”), sin necesidad de aprobación de la firma Licenciataria de distribución zonal.

Los usuarios (o quienes actúen por su cuenta) que hagan uso del derecho a revender esos servicios, deberán sujetarse a los procedimientos del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.”.

Artículo 27. - Apruébase el reglamento de “mecanismo de cortes” a ser utilizado por cada firma prestataria del servicio de distribución de gas, en situaciones en que se observen restricciones en el sistema, de conformidad a la metodología que se consigna en el Anexo V, que forma parte integrante del presente decreto. Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para que actualice, adapte o mejore, en todo o en parte, el “mecanismo de cortes”, en función de la evolución de la industria con el fin de garantizar una eficiente asignación de los recursos ante restricciones en el sistema.

Artículo 28. - Agrégase como apartado 7) del Artículo 34 de la Reglamentación de la Ley Nº 24.076, aprobada por el Decreto Nº 1738 del 18 de septiembre de 1992, al siguiente:

“7) Las Licenciatarias del servicio de distribución de gas por redes, o sus accionistas, podrán tener una participación controlante en no más de una empresa que, no siendo Distribuidora, Subdistribuidora o productora de gas natural, se dedica a la comercialización de gas, en los términos de los Artículos 14 y 83 de la Ley Nº 24.076 y su reglamentación. Dicha sociedad deberá organizarse bajo la forma de “sociedad anónima” con acciones nominativas no endosables, e inscribirse en el Registro de Comercializadores habilitante, su objeto social será exclusivamente la comercialización de gas, y no podrá tener participación alguna, directa o indirecta, en ningún otro Sujeto de la Industria del gas. La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, podrá establecer límites máximos a la participación de mercado, en el área licenciada de la distribuidora en cuestión, aplicables a aquellas comercializadoras en las que las distribuidoras o sus accionistas posean, de manera directa o indirecta, parte o el total del capital. Asimismo la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, podrá establecer límites a la participación de empresas comercializadoras sobre los distintos mercados de gas y de transporte, en función de la evolución observada de la industria.”.

TITULO IV

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 29. - Facúltase al señor Secretario de Energía a realizar todos los actos administrativos que conduzcan a la puesta en funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Artículo 30. - Las operaciones de mercado que han sido reservadas para su realización en el ámbito operativo del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, comenzarán a realizarse bajo la modalidad prevista en el presente decreto, según el cronograma que definirá la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 31. - En el supuesto que la SECRETARIA DE ENERGIA verifique, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, que el sistema de gas natural puede entrar en situaciones de crisis de abastecimiento o generar este tipo de situaciones sobre otro servicio público, podrá disponer todas las medidas que se consideren necesarias para mantener un adecuado nivel de prestaciones.

En el caso de los usuarios de gas natural se garantizará, al menos, el suministro a: i) los Usuarios del Servicio Residencial - R, ii) los Usuarios del Servicio General - P cuyo promedio mensual anual de consumo los ubique en la primera o segunda escala de consumo de esa categoría y, iii) los Usuarios del Servicio a Subdistribuidores - SBD en la exacta incidencia que los usuarios descriptos en i) y ii) tengan en la demanda

del subdistribuidor en cuestión. Los criterios a ser utilizados serán previamente dados a conocer a todas las partes involucradas y se definirá un criterio claro y objetivo de asignación de derechos y obligaciones para todas las partes en caso de una potencial emergencia. Estos mecanismos serán de aplicación sólo ante situaciones de emergencia o crisis de abastecimiento y no podrán prolongarse por un tiempo mayor al de duración de la situación que les haya dado origen.

Artículo 32. - Agrégase como apartado 13) del Artículo 65 a 70 de la Reglamentación de la Ley Nº 24.076, aprobada por el Decreto Nº 1738 del 18 de septiembre de 1992, al siguiente:

"13) Los Recursos de Alzada que se interpongan contra las resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS serán resueltos, en forma definitiva, por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, quedando agotada con su pronunciamiento la vía administrativa.".

Artículo 33. - Comuníquese a la Comisión Bicameral del Honorable Congreso de la Nación creada por el artículo 20 de la Ley Nº 25.561.

Artículo 34. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - KIRCHNER. - Alberto A. Fernández. - Julio M. De Vido.

ANEXO I

CONDICIONES ESPECIALES

Gran Usuario - Transporte "ID"

1. DISPONIBILIDAD

El servicio en virtud de estas Condiciones Especiales está disponible para cualquier Cliente para el transporte del gas por parte de la Distribuidora, cuando:

(a) El Cliente desee el servicio de Gas bajo estas Condiciones Especiales; y

(b) el Cliente satisfaga los requisitos para el "Gran Usuario - ID" según la definición que figura en el Artículo 2º de las Condiciones Generales del Reglamento, y.

(c) la Distribuidora y el Cliente hayan suscripto un Contrato de Servicio bajo estas Condiciones Especiales.

2. AMBITO DE APLICACION

Estas Condiciones Especiales se aplicarán a todo el servicio de Gas prestado por la Distribuidora al Cliente bajo las presentes Condiciones Especiales.

3. CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio prestado en virtud de estas Condiciones Especiales es interrumpible y estará sujeto a reducción o interrupción (i) con SEIS (6) horas de aviso por parte de la Distribuidora, y (ii) por las razones enumeradas en los Artículos 10, 11 y 12 de las Condiciones Generales del Reglamento.

4. OBLIGACION DE ENTREGA

La obligación de entrega bajo estas Condiciones Especiales estará establecida en el contrato de Servicio Suscripto por el Cliente.

5. TARIFAS Y CARGOS

Por el servicio prestado al Cliente en virtud de estas Condiciones Especiales, el Cliente pagará a la Distribuidora la suma de (a) el Cargo fijo por factura, (b) el Cargo por metro cúbico de gas, el que no podrá ser superior a la Tarifa para el Servicio Gran Usuario - Venta "ID" menos el precio del gas incluido en la Tarifa del Servicio Gran Usuario - Venta "ID", menos el costo del gas retenido, y el total multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) transportados y (c) los restantes Cargos que resulten exigibles según lo establecido en la normativa vigente.

6. FACTURACION MINIMA:

El cargo fijo por factura.

ANEXO II

CONDICIONES ESPECIALES

Gran Usuario - Transporte “IT” 1.

1. DISPONIBILIDAD

El servicio en virtud de estas Condiciones Especiales está disponible para cualquier Cliente con conexión directa al Sistema de Transporte del Transportista para el Transporte de Gas por parte de la Distribuidora, cuando:

(a) El Cliente desee el servicio de Gas bajo estas Condiciones Especiales, y

(b) el Cliente satisfaga los requisitos para el “Gran Usuario - IT” según la definición que figura en el Artículo 2º de las Condiciones Generales del Reglamento.

(c) la Distribuidora y el Cliente hayan suscripto un Contrato de Servicio bajo estas Condiciones Especiales.

2. AMBITO DE APLICACION

Estas Condiciones Especiales se aplicarán a todo el servicio de Gas prestado por la Distribuidora al Cliente bajo las presentes Condiciones Especiales.

3. CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio prestado en virtud de estas Condiciones Especiales es interrumpible y estará sujeto a reducción o interrupción (i) con SEIS (6) horas de aviso por parte de la Distribuidora, y (ii) por las razones enumeradas en los Artículos 10, 11 y 12 de las Condiciones Generales del Reglamento.

4. OBLIGACION DE ENTREGA

La obligación de entrega bajo estas Condiciones Especiales estará establecida en el contrato de Servicio Suscripto por el Cliente.

5. TARIFAS Y CARGOS

Por el servicio prestado al Cliente en virtud de estas Condiciones Especiales, el Cliente pagará a la Distribuidora la suma de (a) el Cargo fijo por factura, (b) el Cargo por metro cúbico de gas pactado, el que no podrá ser superior a la Tarifa para el Servicio Gran Usuario - Venta “IT”, menos el precio del gas incluido en la Tarifa para el Servicio Gran Usuario - Venta “IT”, menos el costo del gas retenido, y el total multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) transportados, y (c) los restantes Cargos que resulten exigibles según lo establecido en la normativa vigente.

6. FACTURACION MINIMA

El cargo fijo por factura.

ANEXO III-a

CONDICIONES ESPECIALES

Servicio Gas Natural Comprimido - Venta Firme “GNC”

1. DISPONIBILIDAD

El servicio en virtud de estas Condiciones Especiales está disponible para cualquier Cliente para la compra de gas natural a la Distribuidora cuando:

(a) El Cliente desee el servicio de Gas bajo estas Condiciones Especiales, y

(b) el Cliente satisfaga los requisitos de una “Estación - GNC” según la definición que figura en el Artículo 2º de las Condiciones Generales del Reglamento, y contrate con la Distribuidora, la “Reserva Mínima de Capacidad para GNC” que haya sido establecida;

(c) la Distribuidora haya informado por escrito con una antelación de por lo menos QUINCE (15) días a la Autoridad Regulatoria, que existe capacidad de transporte firme disponible, y ello sólo en caso de que el Cliente no contara, a la fecha de vigencia de la presente Condición Especial, con el servicio denominado Gas Natural Comprimido - Venta “GNC”

(d) La Distribuidora y el Cliente hayan suscripto un Contrato de Servicio bajo las presentes Condiciones Especiales.

2. AMBITO DE APLICACION

Estas Condiciones Especiales se aplicarán a todo el servicio de Gas prestado por la Distribuidora al Cliente bajo estas Condiciones Especiales.

3. CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio prestado en virtud de estas Condiciones Especiales se realizará sobre una base Firme y no estará sujeto a reducción o interrupción, salvo por las razones enumeradas en los Artículos 10, 11 y 12 de las Condiciones Generales del Reglamento.

4. OBLIGACIÓN DE ENTREGA

El servicio prestado bajo estas Condiciones Especiales estará limitado a las necesidades del Cliente. La obligación de entrega en virtud de estas Condiciones Especiales, estará establecida en el Contrato de Servicio suscripto por el Cliente.

5. TARIFAS Y CARGOS

Por el servicio prestado al Cliente en virtud de estas Condiciones Especiales, el Cliente pagará a la Distribuidora la suma de (a) el Cargo fijo por factura, (b) el Cargo mensual por metro cúbico de capacidad diaria reservada multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) capacidad diaria reservada, (c) el Cargo por metro cúbico de gas de multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) de consumo, y (d) los restantes Cargos que resulten exigibles según lo establecido por las Condiciones Generales del Reglamento.

6. FACTURACIÓN MÍNIMA

El cargo fijo por factura.

ANEXO III-b

CONDICIONES ESPECIALES

Servicio Gas Natural Comprimido - Venta Interrumpible “GNC”

1. DISPONIBILIDAD

El servicio en virtud de estas Condiciones Especiales está disponible para cualquier Cliente para la compra de gas natural a la Distribuidora cuando:

(a) El Cliente desee el servicio de Gas bajo estas Condiciones Especiales;

(b) el Cliente satisfaga los requisitos de una “Estación - GNC” según la definición que figura en el Artículo 2º de las Condiciones Generales del Reglamento;

(c) a requerimiento de la Distribuidora, el Cliente haya instalado, a su costo, un sistema que permita a la Distribuidora realizar restricciones y/o cortes al caudal suministrado, en forma remota, y

(d) la Distribuidora y el Cliente hayan suscripto un Contrato de Servicio bajo las presentes Condiciones Especiales.

2. AMBITO DE APLICACION

Estas Condiciones Especiales se aplicarán a todo el servicio de Gas prestado por la Distribuidora al Cliente bajo estas Condiciones Especiales.

3. CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio prestado en virtud de estas Condiciones Especiales es interrumpible y estará sujeto a reducción o interrupción (i) con SEIS (6) horas de aviso por parte de la Distribuidora, y (ii) por las razones enumeradas en los Artículos 10, 11 y 12 de las Condiciones Generales del Reglamento. Si el Cliente no interrumpiera el servicio cuando le sea requerido por la Distribuidora, en los términos de estas Condiciones Especiales, le serán aplicables las disposiciones del inciso (xiii) del Artículo 11 de las Condiciones Generales del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes.

4. OBLIGACION DE ENTREGA

El servicio prestado bajo estas Condiciones Especiales estará limitado a las necesidades del Cliente. La obligación de entrega estará estipulada en el Contrato de Servicio suscripto por el Cliente. La Distribuidora podrá suspender o terminar el servicio prestado bajo estas Condiciones Especiales si el Cliente no acata una orden de corte debidamente emitida por la Distribuidora.

5. TARIFAS Y CARGOS

Por el servicio prestado al Cliente en virtud de estas Condiciones Especiales, el Cliente pagará a la Distribuidora la suma de (a) el Cargo fijo por factura, (b) el Cargo por METRO CUBICO (m3) de gas multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) de consumo, y (c) los restantes Cargos que resulten exigibles según lo establecido en la normativa vigente.

6. FACTURACION MINIMA

El cargo fijo por factura.

ANEXO III - C

TARIFAS GNC - En $

METROGAS S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
	Capital Federal	11.012049	0.769085	0.076068	11.012049	0.076068
	Buenos Aires	11.068813	0.769085	0.078382	11.068813	0.078382

Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3): 0.050626
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3) 0.025285 (61.44% Cuenca Neuquina, 38.56% Cuenca Austral)
Costo de gas retenido ($/m3): 0.003170 (61.44% Cuenca Neuquina, 38.56% Cuenca Austral)
(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

GAS NATURAL BAN S.A		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
	Buenos Aires	10.723190	0.557233	0.087045	10.723190	0.087045

Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3): 0.055350
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3) 0.018320 (94.6% Cuenca Neuquina, 5.4% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido ($/m3): 0.002477 (94.6% Cuenca Neuquina, 5.4% Cuenca Noroeste)
(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

LITORAL GAS S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
	Buenos Aires	10.734343	0.532444	0.080249	10.734343	0.080249
	Santa Fe	10.624248	0.532444	0.077652	10.624248	0.077652

Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3): 0.052164
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3) 0.017505 (48.45% Cuenca Neuquina, 51,55% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido ($/m3): 0.001986 (48.45% Cuenca Neuquina, 51,55% Cuenca Noroeste)
(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
	Córdoba	12.407144	0.461603	0.078463	12.407144	0.078463
	La Rioja y Catamarca	12.096965	0.461603	0.076053	12.096965	0.076053

Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3): 0.048845
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3) 0.015176 (34.21% Cuenca Neuquina, 65,79% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido ($/m3): 0.001488 (34.21% Cuenca Neuquina, 65,79% Cuenca Noroeste)
(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
Cuyo	Mendoza	10.723190	0.307178	0.083035	10.723190	0.083035
	San Juan	10.777740	0.307178	0.083468	10.777740	0.083468
	San Luis	10.745186	0.307178	0.083209	10.745186	0.083209
Malargüe	Mendoza	10.723190	0.307178	0.052722	10.723190	0.052722

	Subzona Malargüe	Cuyo
Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3):	0.027318	0.057911
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3)		0,010099 (100% Cuenca Neuquina)
Costo de gas retenido ($/m3):		0,001196 (100% Cuenca Neuquina)

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

GASNOR S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
Salta	Salta y Jujuy	11.275624	0.119173	0.076835	11.275624	0.076835
Tucumán	Tucumán y Sgo. del Estero	11.428334	0.251911	0.072112	11.428334	0.072112

	Subzona Salta	Tucumán
Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3):	0.048032	0.047416
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3)	0.003918	0.008282 (100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido ($/m3):	0.000401	0.000877 (100% Cuenca Noroeste)

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

GASNEA S.A		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
Entre Ríos	Entre Ríos	11.258537	0.648727	0.096907	11.258537	0.096907

Precio del gas incluido en los cargos por rn3 consumido ($/rn3): 0.055899
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3) 0.021328 (100% Cuenca Neuquina)
Costo de gas retenido ($/m3): 0.002442
(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
Buenos Aires	Buenos Aires	10.756650	0.562708	0.075244	10.756650	0.075244
Bahía Blanca		10.756650	0.455429	0.073194	10.756650	0.073194
La Pampa Norte	La Pampa	13.394247	0.447764	0.072375	13.394247	0.072375
La Pampa Sur		10.756650	0.068073	0.082954	10.756650	0.082954

Subzona	Bs. As.	B. Blanca	La Pampa N.	La Pampa S.
Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/rn3):	0.048636	0.048627	0.053978	0.053988
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3)	0.018500	0.014973	0.014721	0.002238
Costo de gas retenido ($/m3):	0.002633	0.001963	0.002002	0.000241

Mix Tpte, Subzona Bs. As: 62.48% C. Neuquina y 37.52% C. Austral; B. Blanca: 66.39% C. Neuquina y 33.61% C. Austral; La Pampa Norte y Sur: 100% C. Neuquina.

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
Neuquén	Neuquén	10.800602	0.068073	0.075243	10.800602	0.075243
	Chubut y Río Negro	10.745497	0.068073	0.074867	10.745497	0.074867
Cordillerano	Neuquén	11.299542	0.068073	0.076179	11.299542	0.076179
	Chubut y Río Negro	11.241892	0.068073	0.075786	11.241892	0.075786
Tierra del Fuego	Tierra del Fuego	10.690391	0.076224	0.054676	10.690391	0.054676
Santa Cruz Sur	Santa Cruz	10.745497	0.077258	0.056830	10.745497	0.056830
Chubut Sur	Chubut y Santa Cruz	10.745497	0.281628	0.050567	10.745497	0.050567
Bs. As. Sur	Buenos Aires	10.745497	0.411203	0.056250	10.745497	0.056250
	Chubut y Río Negro	10.745497	0.411203	0.054969	10.745497	0.054969

Subzona	Nqn./Cordill.	T. del Fuego	Sta. Cruz Sur	Chubut Sur	Bs. As Sur
Precio del gas incluido en los cargos por m3 consumido ($/m3):	0.054742	0.039713	0.036740	0.039347	0.039154
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3)	0.054742	0.039713	0.036740	0.039347	0.039154
Costo de gas retenido ($/m3):	0.000239	0.000170	0.000173	0.000890	0.001890
Mix de Transporte:	(100% C. Nqn.)	(100% C. Austral)	(100% C. Austral)	(100% C. Austral)	(100% C. Austral)

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

REDENGAS (SDB)		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	**Provincia**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3/día (1)**	**Cargo por m3 consumido**	**Cargo Fijo**	**Cargo por m3 consumido**
	Entre Ríos	11.362462	0.550298	0.086227	11.362462	0.086227

Precio del gas incluido en los cargos por rn3 consumido ($/rn3): 0.056072
Costo de transporte, factor de carga 100% ($/m3) 0.018092 (65.52% Cuenca Neuquina, 34.48% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido ($/m3): 0.002185 (65,52% Cuenca Neuquina, 34.48% Cuenca Noroeste)
(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

TRANSGAS (SDB)		Servicio venta firme GNC			Servicio venta interrumpible GNC	
Subzona	Provincia	Cargo Fijo	Cargo por m3/día (1)	Cargo por m3 consumido	Cargo Fijo	Cargo por m3 consumido
	Córdoba	12.407144	3.010733	0.153298	12.407144	0.153298

Precio del gas incluido en los cargos por rn3 consumido ($/rn3):	0.048845	
Costo de transporte por Gto., factor de carga 100% ($/m3)	0.015176	(34.21% Cuenca Neuquina, 65.79% Cuenca Noroeste)
Costo de transporte por Ruta, factor de carga 100% ($/m3)	0.083807	
Costo de gas retenido ($/m3):	0.001488	(34,21% Cuenca Neuquina, 65,79% Cuenca Noroeste)

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

ANEXO IV-a

CONDICIONES ESPECIALES

Servicio Gas Natural Comprimido - Transporte Firme “GNC”

1. DISPONIBILIDAD

El servicio en virtud de estas Condiciones Especiales está disponible para cualquier Cliente para la compra de gas natural a la Distribuidora cuando: (a) El Cliente desee el servicio de Gas bajo estas Condiciones Especiales; (b) El Cliente satisfaga los requisitos de una “Estación - GNC” según la definición que figura en el Artículo 2º de las Condiciones Generales del Reglamento, y contrate como mínimo, con la Distribuidora, la “Reserva Mínima de Capacidad para GNC” que haya sido establecida; (c) La Distribuidora haya informado por escrito con una antelación de por lo menos QUINCE (15) días a la Autoridad Regulatoria, que existe capacidad de transporte firme disponible, y ello sólo en caso de que el Cliente no contaba, a la fecha de vigencia de la presente Condición Especial, con el servicio denominado Gas Natural Comprimido - Venta “GNC” (d) La Distribuidora y el Cliente hayan suscripto un Contrato de Servicio bajo las presentes Condiciones Especiales.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Estas Condiciones Especiales se aplicarán a todo el servicio de Gas prestado por la Distribuidora al Cliente bajo estas Condiciones Especiales.

3. CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio prestado en virtud de estas Condiciones Especiales se realizará sobre una base Firme y no estará sujeto a reducción o interrupción, salvo por las razones enumeradas en los Artículos 10, 11 y 12 de las Condiciones Generales del Reglamento.

4. OBLIGACION DE ENTREGA

El servicio prestado bajo estas Condiciones Especiales estará limitado a las necesidades del Cliente. La obligación de entrega estará estipulada en el Contrato de Servicio suscripto por el Cliente.

5. TARIFAS Y CARGOS

Por el servicio prestado al Cliente en virtud de estas Condiciones Especiales, el Cliente pagará a la Distribuidora la suma de (a) el Cargo fijo por factura, (b) el Cargo mensual pactado por METRO CUBICO (m3) de capacidad diaria reservada multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) de capacidad diaria reservada, con más el Cargo por metro cúbico de gas pactado multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) transportados, los que sumados y divididos por los METROS CUBICOS (m3) transportados no podrán exceder la Tarifa del Servicio de Venta Firme “GNC” menos el precio del gas incluido en la Tarifa Venta Firme “GNC”, menos el costo del gas retenido, menos, de corresponder, la Tarifa del Servicio de Transporte Firme del Transportista (TF) hasta el Punto de Entrega del Transportista al Distribuidor, considerándose un factor de carga del CIEN POR CIENTO (100%); y (c) los restantes Cargos que resulten exigibles según lo establecido por las Condiciones Generales del Reglamento.

ANEXO IV-b

CONDICIONES ESPECIALES

Servicio Gas Natural Comprimido - Transporte Interrumpible “GNC”

1. DISPONIBILIDAD

El servicio en virtud de estas Condiciones Especiales está disponible para cualquier Cliente para la compra de gas natural a la Distribuidora cuando: (a) El Cliente desee el servicio de Gas bajo estas Condiciones Especiales; (b) el Cliente satisfaga los requisitos de una “Estación - GNC” según la definición que figura en el Artículo 2º de las Condiciones Generales del Reglamento; (c) a requerimiento de la Distribuidora, el Cliente haya instalado, a su costo, un sistema que permita a la Distribuidora realizar restricciones y/o cortes al caudal suministrado, en forma remota, y (d) la Distribuidora y el Cliente hayan suscripto un Contrato de Servicio bajo las presentes Condiciones Especiales.

2. AMBITO DE APLICACION

Estas Condiciones Especiales se aplicarán a todo el servicio de Gas prestado por la Distribuidora al Cliente bajo estas Condiciones Especiales.

3. CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio prestado en virtud de estas Condiciones Especiales es interrumpible y estará sujeto a reducción o interrupción (i) con SEIS (6) horas de aviso por parte de la Distribuidora, y (ii) por las razones enumeradas en los Artículos 10, 11 y 12 de las Condiciones Generales del Reglamento. Si el Cliente no interrumpiera el servicio cuando le sea requerido por la Distribuidora, en los términos de estas Condiciones Especiales, le serán aplicables las disposiciones del inciso (xiii) del Artículo 11 de las Condiciones Generales del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes.

4. OBLIGACION DE ENTREGA

El servicio prestado bajo estas Condiciones Especiales estará limitado a las necesidades del Cliente. La obligación de entrega estará establecida en el Contrato de Servicio suscripto por el Cliente. La Distribuidora podrá suspender o terminar el servicio prestado bajos estas Condiciones Especiales si el Cliente no acata, una orden de corte debidamente emitida por la Distribuidora.

5. TARIFAS Y CARGOS

Por el servicio prestado al Cliente en virtud de estas Condiciones Especiales, el Cliente pagará a la Distribuidora la suma de (a) el Cargo fijo por factura, (b) el Cargo por METRO CUBICO (m3) de gas pactado, el que no podrá ser superior a la Tarifa para el Servicio Venta Interrumpible “GNC”, menos el precio del gas incluido en la Tarifa Venta Interrumpible “GNC”, menos el costo del gas retenido, y el total multiplicado por los METROS CUBICOS (m3) transportados; y (c) los restantes Cargos que resulten exigibles según lo establecido en la normativa vigente.

ANEXO V

MECANISMO DE CORTES

Introducción:

A los efectos de la confección del orden de prioridades de restricciones y cortes, y a efectos de la aplicación del criterio de restricciones y cortes establecido en el Artículo 12 de las Condiciones Generales del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes, aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, los usuarios deben distinguirse según los componentes del servicio que le compran a la distribuidora. Debe, a estos efectos, también entenderse, que la expresión “precio” definida en el inciso (c) del mencionado artículo, en el presente mecanismo corresponde a la expresión “tarifa sin gas”.

En este sentido, las siguientes son las principales posibilidades existentes:

a) Usuarios servicio completo (G/T/GR/D), que adquieren a la distribuidora tanto el gas (G) como el transporte (T), el gas retenido (GR) y la distribución (D).

b) Usuarios de transporte y distribución (T/D) o (T/GR/D).

c) Usuarios de distribución (D).

Las transportistas deberán efectuar sus restricciones y cortes de acuerdo con lo dispuesto en las Condiciones Especiales del Servicio TI y con los Reglamentos Internos de los Centros de Despacho. Los contratos por los que un cliente se compromete a ceder un cierto volumen de gas a una distribuidora

durante determinada cantidad de días del año, a opción de la distribuidora, se considerarán como interrumpibles a los efectos de las restricciones y cortes de suministro. Idéntico tratamiento recibirán los contratos por los que una distribuidora garantice un volumen mínimo de gas y/o transporte y/o distribución durante un mínimo de días anuales, y no durante todo el año. En caso que estos contratos incluyan el pago de un cargo de reserva de capacidad, la tarifa sin gas se determinará a partir de la tarifa promedio estimada en PESOS POR METRO CUBICO ($/m3) por la distribuidora para ese usuario (que surgirá de las condiciones establecidas en el contrato: volúmenes programados, cargo de reserva de capacidad y cargo por METRO CUBICO (m3) consumido); la distribuidora deberá adjuntar la memoria de cálculo y el respectivo soporte magnético, de las tarifas promedio estimadas para los usuarios que reúnan estas características.

Restricciones y cortes a servicios considerados a estos efectos interrumpibles, efectuados por la Distribuidora por falta de capacidad de transporte:

1. Cuando no hay cortes de TF:

Mientras la transportista no realice cortes de servicios TF, la distribuidora no podrá restringir y/o cortar el suministro del servicio de distribución a los usuarios de distribución (D) que, por haber contratado un servicio de transporte firme (con la transportista, con un comercializador que tiene un contrato TF o con un tercero que le revendió un TF), puedan poner el gas en el/los punto/s de entrega de la/s transportista/s en la Subzona de esa distribuidora donde se encuentran las instalaciones del usuario a abastecer, siempre que exista capacidad de distribución disponible.

Las restricciones y/o cortes de la distribuidora deberán realizarse sobre los usuarios de servicios interrumpibles teniendo en cuenta que:

a) a los usuarios G/T/GR/D, T/GR/D y T/D se les deberá restringir y/o cortar el servicio en función de la tarifa sin gas (T+GR+D) respetando las siguientes pautas: (i) Para los usuarios de servicio completo se deberá restar, de la tarifa que surge del contrato vigente, el precio del gas incluido en el cargo por METRO CUBICO (m3) consumido correspondiente, establecido en las Tarifas Máximas Vigentes (ii) Para los usuarios de transporte y distribución que no deben proveer el gas retenido, (porque lo provee la distribuidora) se deberá tomar la tarifa que surge del contrato. (iii) Para los usuarios de transporte y distribución que deben proveer el gas retenido (porque no lo provee la distribuidora) a la tarifa que surge del contrato se le deberá sumar el costo del gas retenido según los valores correspondientes establecidos en las Tarifas Máximas Vigentes.

b) a los usuarios de distribución (D) que utilicen un servicio de transporte interrumpible (TI) la distribuidora deberá entregarles el gas que éstos puedan poner en disposición en el/los punto/s de entrega de la/s transportista/s correspondiente/s a la Subzona donde se encuentran las instalaciones del usuario a abastecer, siempre que exista capacidad de distribución disponible.

2. Cuando hay cortes de TF:

La distribuidora deberá entregarles a los usuarios de distribución (D) que hayan contratado algún/ nos servicio/s de transporte firme (con la/s transportista/s, con algún/nos comercializador/es que tenga/ n algún/nos contrato/s TF o con algún/nos tercero/s que le revendió/eron algún/nos servicio/s TF), el gas que puedan poner en el/los punto/s de entrega de la/s transportista/s correspondientes a la Subzona donde se encuentran las instalaciones del usuario a abastecer, siempre que exista capacidad de distribución disponible.

Las restricciones y cortes de la distribuidora a los usuarios de servicios interrumpibles deberán realizarse según el procedimiento indicado en el Apartado 1. anterior.

Restricciones y cortes a servicios considerados a estos efectos interrumpibles, efectuados por la Distribuidora por falta de capacidad de distribución:

Las restricciones y cortes de la distribuidora deberán realizarse sobre los usuarios de servicios interrumpibles teniendo en cuenta que a los CUATRO (4) tipos de usuarios (G/T/GR/D, T/GR/D, T/D y D) se les deberá cortar en función de la tarifa sin gas (T+GR+D) respetando las siguientes pautas:

a) para los usuarios servicio completo, se deberá restar de la tarifa que surge del contrato el precio del gas incluido en el cargo por METRO CUBICO (m3) consumido correspondiente, establecido en las Tarifas Máximas Vigentes.

b) para los usuarios de transporte y distribución que no deben proveer el gas retenido (porque lo provee la distribuidora), se deberá tomar la tarifa que surge del contrato.

c) para los usuarios de transporte y distribución que deben proveer el gas retenido (porque no lo provee la distribuidora), a la tarifa que surge del contrato se le deberá sumar el costo del gas retenido correspondiente, según los valores establecidos en las Tarifas Máximas Vigentes.

d) para los usuarios de distribución únicamente, a la tarifa (D) que surge del contrato, se le deberá sumar el componente “transporte” de los servicios interrumpibles (ID e IT) y el costo del gas retenido, ambos según los valores incluidos en las Tarifas Máximas Vigentes. Luego de finalizado el período de renegociación de contratos previsto en la Ley Nº 25.561, no deberá sumarse el componente de transporte antes indicado.

Restricciones y cortes a servicios considerados a estos efectos interrumpibles, efectuados por la Distribuidora por falta de gas:

La distribuidora no podrá cortarle el gas a los usuarios que le compran el gas a un tercero (productor o comercializador) y tengan disponible el fluido.

Las restricciones y cortes de la distribuidora deberán realizarse sobre los usuarios de servicio completo interrumpibles en función de la tarifa sin gas, la que se calculará según las siguientes pautas: se deberá restar de la tarifa que surge del contrato el precio del gas incluido en el cargo por METRO CUBICO (m3) consumido correspondiente, establecido en las Tarifas Máximas Vigentes.

Restricciones a servicios firmes proporcionados por las distribuidoras:

Si la distribuidora tuviera que interrumpir el suministro a usuarios de servicio firme deberá actuar de acuerdo con lo previsto en los Reglamentos Internos de los Centros de Despacho. En este caso la distribuidora deberá informar al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el volumen que ha restringido a los usuarios, dentro de las VEINTICUATRO (24) horas de ocurrida la restricción.

DECRETO PEN N° 181/04

Publicación Boletín Oficial N° 30340, del 16/02/2004

Citas Legales: Ley 17.319; Ley 24.076; Ley 25.561; Ley 25.790; Ley 25.820; Dec. 1738/92; Dec. 2255/92

(Nota: homologación del Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, aprobado por Resolución MPFIPyS 208/2004 . Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, aprobado por Resolución SE 752/2005 . Subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del Servicio General "P", aprobado por Resolución SE 2020/2005)

> Facultase a la Secretaria de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Umbrales de consumo de las categorías del servicio residencial r1, r2 y r3.

BUENOS AIRES, 13 DE FEBRERO DE 2004

VISTO, el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076, Nº 25.561, Nº 25.790 y Nº 25.820, los Decretos Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.561 se delegaron facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL a los efectos de proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios; de reactivar el funcionamiento de la economía y mejorar el nivel de empleo y de distribución de ingresos con acento en un programa de desarrollo de las economías regionales; en la creación de condiciones para el crecimiento económico sustentable y compatible con la reestructuración de la deuda pública y de reglar la reestructuración de las obligaciones, en curso de ejecución, afectadas por el nuevo régimen cambiario instituido.

Que el Artículo 1º de la Ley Nº 25.820, extendió la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria y la recién mencionada delegación de facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta el 31 de diciembre de 2004.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL actuando dentro del marco de la emergencia pública declarada por la Ley Nº 25.561, dictó diversas normas por las que se establecieron medidas tendientes a reestructurar un conjunto heterogéneo de relaciones de intercambio de la economía doméstica regidas por el derecho público y por el derecho privado.

Que las medidas de emergencia adoptadas hasta la fecha han tenido por objeto atenuar los efectos de la crisis desatada desde mediados del año 2001 y su impacto en la prestación de los servicios públicos vinculados al gas y a la electricidad, cuyos segmentos han sido definidos como servicios públicos por las Leyes Nº 24.076 y Nº 24.065.

Que la producción de gas está regulada por la Ley Nº 17.319 y su reglamentación, en lo que se refiere tanto al acceso al recurso natural, como a sus condiciones de explotación y comercialización.

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivan de la emergencia económica y social que vive la REPUBLICA ARGENTINA, resulta necesario articular una serie de medidas que tienen por fin contemplar la singularidad que presenta la producción y comercialización del gas natural y su vinculación con los servicios públicos, y la necesidad de emitir señales económicas razonables para garantizar el normal abastecimiento del citado producto, y para promover inversiones en exploración y explotación de gas natural.

Que sobre la base de lo expuesto, la producción y comercialización de gas natural en el mercado interno debe ser reencauzada a partir del establecimiento de un esquema de normalización, contemplando las limitaciones regulatorias que afectan a los servicios públicos objeto de renegociación, sin dejar de reconocer al mismo tiempo que se trata de una actividad económicamente desregulada, y que en el mediano y largo plazo los precios deben resultar de la libre interacción de la oferta y la demanda, en los términos del último párrafo del Artículo 83 de la Ley Nº 24.076, en un contexto donde exista un mayor flujo de información de despacho y comercial puesta a disposición de todos los agentes intervinientes en este mercado, y en el cual aumente el nivel de competencia efectivo en esta etapa de la industria.

Que la producción de gas natural, por su naturaleza, requiere de permanentes inversiones orientadas a compensar la declinación natural de la producción de los pozos existentes, como así también para incorporar reservas que reemplacen aquellas ya consumidas.

Que en este marco, y atento al periodo de tiempo que requiere la decisión y ejecución de las inversiones en el sector, resulta impostergable adoptar decisiones que tiendan a evitar posibles situaciones de insuficiencia de suministro, que condicionen no sólo las prestaciones actuales sino también el crecimiento en la demanda asociado al crecimiento de la economía.

Que por lo tanto, responde al interés general la adopción de políticas eficaces tendientes a asegurar el abastecimiento interno de gas natural, corrigiendo las ineficiencias asignativas generadas como consecuencia de la devaluación, en el marco de las limitaciones que presenta la emergencia económica.

Que entre los objetivos de la política general definidos en la Ley Nº 24.076 se encuentran la obligación de (i) proteger adecuadamente los derechos de los consumidores, (ii) promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo (iii) e incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.

Que en virtud de lo expuesto y teniendo en cuenta los objetivos y el alcance de la Ley Nº 25.561 y el resto de la normativa de emergencia dictada, corresponde facultar a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para realizar acuerdos con los productores de gas natural para establecer un ajuste del precio del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos, con el objeto de generar señales claras que privilegien una asignación eficiente de los recursos, en uno de los períodos de crisis económica más grave que ha conocido la historia de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que resulta necesario especificar que el precio del gas natural que resulte de las ventas realizadas por los productores de gas natural, como consecuencia de los acuerdos que se alcancen en el marco del presente decreto, será el que se tomará como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías previstas en el Artículo 62 de la Ley Nº 17.319, correspondientes exclusivamente, a los volúmenes de gas vendidos por los mencionados productores de gas natural en el marco de dichos acuerdos.

Que acorde a lo dispuesto en la Ley Nº 25.561 en lo concerniente a la reactivación de la economía y la mejora en el nivel de empleo y de distribución de ingresos, se debe considerar la necesidad de orientar la política energética y tarifaria con sentido social, protegiendo fundamentalmente a los sectores con menores ingresos.

Que los mencionados acuerdos con los productores de gas natural para determinar un ajuste del precio y mecanismos de protección en beneficio de nuevos consumidores directos de gas natural deberán privilegiar a los segmentos de demanda con menor capacidad de gestión de energía. En este sentido también debe facultarse a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para determinar un esquema de segmentación tarifaria que permita que el reconocimiento en las tarifas máximas del ajuste del precio del gas natural, se realice protegiendo a los sectores de menores ingresos, así como para establecer las modalidades de contratación que estarán disponibles para cada categoría de usuarios.

Que uno de los principales instrumentos a tal efecto, lo constituye la estructura de servicios y tarifas, en tanto la misma tiende a clasificar a los consumidores conforme a su actividad y nivel de consumo.

Que en tal sentido corresponde adecuar dicha estructura de servicios y tarifas de manera que la misma permita identificar en forma más adecuada a distintos grupos de consumidores para el diseño y ejecución de las políticas sectoriales en un marco de mayor equidad.

Que a fin de promover una mayor competencia en el mercado, resulta conveniente facultar a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para reglamentar la compra venta de gas entre productores y entre productores y empresas controladas o vinculadas a los mismos.

Que al momento del dictado de la presente medida, se han tenido especialmente en cuenta los antecedentes e informes técnicos y legales vinculados a esta temática, los cuales forman parte integrante del Expediente citado en el VISTO del presente decreto.

Que las medidas propuestas a través del presente decreto resultan compatibles con el desarrollo del proceso de renegociación de contratos de obras y de servicios públicos que está llevando a cabo el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes de las Leyes Nº 25.561, Nº 25.820 y Nº 25.790 y del Artículo 99 incisos 1 y 2 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para que en atención a sus competencias y funciones, elabore un esquema de normalización del precio del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), que no podrá extenderse más allá del 31 de diciembre de 2006, con destino a las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y a los usuarios de dichas prestadoras que comiencen a adquirir el gas natural directamente de productores y comercializadores, con arreglo a las pautas básicas que se establecen en el presente decreto.

Este esquema de normalización deberá ser elevado para su aprobación y puesta en vigencia por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 2º- Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para acordar con los productores de gas natural un ajuste del precio de gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), aplicable a los contratos o acuerdos de provisión a prestadoras del servicio de distribución de gas por redes que adquieran gas para el suministro a sus usuarios, por hasta el volumen necesario para la provisión de gas a los usuarios de su área licenciada o autorizada que no adquieran el gas directamente a productores y comercializadores.

Los acuerdos a los que arribe la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, serán suscriptos "ad referéndum" de dicho Ministerio.

Artículo 3º- El ajuste del precio al que se hace referencia en el artículo anterior deberá contemplar el esquema de segmentación tarifaria previsto en el presente decreto; todo ello, considerando las posibilidades de los distintos tipos de usuarios para hacer frente a este ajuste, así como la capacidad de gestión de compra de energía con que cuentan los distintos consumidores.

Artículo 4º- Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para determinar, las categorías de usuarios y las fechas respectivas, a partir de las cuales las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, no podrán abastecer a dichas categorías de usuarios con gas natural adquirido mediante contratos o acuerdos de corto, mediano y largo plazo.

La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, determinará, para las distintas categorías de usuarios, cuáles serán sus opciones de abastecimiento de: (i) el gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), y (ii) su transporte, así como los requisitos a cumplir por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes en la eventual provisión de gas y transporte, para esas categorías de usuarios.

Artículo 5º- La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, podrá acordar con los productores de gas natural, mecanismos de protección en beneficio de los Nuevos Consumidores Directos, que inicien la adquisición de gas natural directamente de productores en sustitución del gas natural que hasta ese momento recibían de las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes, cuya duración se extenderá hasta el 31 de julio de 2005. A estos efectos se entiende por Nuevos Consumidores Directos, a todos los usuarios alcanzados por las disposiciones del artículo 4º del presente decreto.

Los acuerdos a los que arribe la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, serán suscriptos "ad referéndum" de dicho Ministerio.

Artículo 6º- Todos los acuerdos de compra venta de gas natural, cualquiera sean las partes contratantes, deberán presentarse ante el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, en los términos que la reglamentación

respectiva lo determine, para que las condiciones básicas de los mismos sean conocidas por todos los agentes del mercado.

Artículo 7º- El precio del gas natural que resulte de las ventas realizadas por los productores de gas natural, como consecuencia del acuerdo que se alcance en el marco del presente decreto, será el que se tomará como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías previstas en el Artículo 62 de la Ley Nº 17.319, correspondientes, exclusivamente, a los volúmenes de gas vendidos por los mencionados productores de gas bajo las condiciones previstas en dicho acuerdo.

Artículo 8º- El precio del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), que resulte del acuerdo a que se refiere el artículo 2º precedente decreto, deberá ser el que utilice el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en cumplimiento de las disposiciones del Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, sustituyendo la expresión G1 definida en el Punto 9.4.2.2. de las mencionadas Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, para cada una de las Tarifas Máximas afectadas por el presente mecanismo.

Las Licenciatarias del Servicio de Distribución deberán incluir en las tarifas Otros Usuarios Servicio Subdistribuidor - Venta "SDB" que apliquen a las prestadoras autorizadas como Subdistribuidoras de gas por redes, la expresión G1 incluida en esas tarifas, definida como un promedio ponderado de los valores de G1 correspondiente a cada una de las categorías de usuarios que la Subdistribuidora atienda en el área sobre la que está autorizada. Las distribuidoras elevarán para su aprobación al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la metodología a ser aplicada.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el presente artículo, el traslado a las tarifas finales de los servicios regulados de gas por redes de las variaciones en el costo del gas comprado, no deberá importar una afectación de los márgenes de distribución que surjan de la aplicación de esas tarifas máximas reguladas, particularmente en lo referido al efecto del costo del gas retenido por las licenciatarias del servicio de transporte de gas natural.

Artículo 9º- El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, deberá dictar todos los actos administrativos y reglamentarios que fueren necesarios para cumplir con lo establecido en el presente decreto.

Artículo 10.- Establécese la segmentación de las tarifas para las Condiciones Especiales del Servicio Residencial incluidas en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, las que se ajustarán durante el esquema de normalización, en los términos y condiciones que se establecen a continuación:

a) Los usuarios del Servicio Residencial se clasificarán en TRES (3) categorías: R1, R2 y R3.

b) Los umbrales de consumo que definen las distintas categorías del Servicio Residencial que se exponen en el Anexo I, integrante del presente decreto, se han establecido acorde al consumo promedio de cada tipo de usuario para cada Zona de Distribución.

c) Hasta tanto no se concreten los acuerdos parciales o los acuerdos integrales previstos en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios, tanto la Tarifa de Transporte, como la Tarifa de Distribución (tal la definición dada a estos términos por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.076), serán idénticas para las categorías R1, R2 y R3.

d) Los umbrales y criterios de pertenencia al grupo de usuarios a los que se aplique la tarifa máxima R1, deberán ser paulatinamente ajustados, a fin de restringir su alcance a usuarios residenciales del servicio cuyo menor poder de compra y necesidad de suministro justifiquen su permanencia en el mismo, y ello así, de conformidad con las disposiciones que a tal efecto determinen la SECRETARIA DE ENERGIA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 11.- Establécese la segmentación de las tarifas para las Condiciones Especiales del "Servicio General": - "P", incluidas en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, las que se ajustarán, durante el esquema de normalización, en los términos y condiciones que se establecen a continuación:

a) Los cargos por consumo correspondientes a los DOS (2) primeros escalones de consumo por factura tendrán incorporados el mismo precio del gas en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST).

b) El cargo para el tercer escalón de consumo tendrá incorporado un precio del gas en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) superior al utilizado en los cargos por consumo para los DOS (2) primeros escalones.

c) Hasta tanto no se concreten los acuerdos parciales o los acuerdos integrales previstos en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios, tanto la Tarifa de Transporte, como la Tarifa de Distribución (tal la definición dada a estos términos por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.076), serán idénticas a las actuales para cada uno de los escalones de consumo de esta categoría tarifaria.

d) Los escalones de consumo son los actualmente definidos en los Cuadros Tarifarios aplicables por las prestadoras de los servicios de distribución de gas por redes, o los que en su reemplazo establezca la Autoridad Regulatoria.

Artículo 12.- Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para reglamentar la compra y venta de gas entre productores, y entre ellos y empresas controladas o vinculadas a los mismos, dedicadas a la comercialización de gas natural.

Artículo 13.- Comuníquese a la Comisión Bicameral del Honorable Congreso de la Nación creada por el artículo 20 de la Ley Nº 25.561.

Artículo 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- KIRCHNER.- Alberto A. Fernández.- Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 906/04

Publicación Boletín Oficial N° 30.447, del 22/07/2006

Citas Legales: Res. MEyOSP 557/94; Res. SE 174/00; Res. ME 313/00; Ley 23.877; Ley 24.441; Ley 24.623; Ley 24.855; Ley 25.300; Ley 25.401; Ley 25.422; Ley 25.561; Ley 25.565; Dec. 286/1995; Dec. 675/1997; Dec. 924/1997; Dec. 342/2000; Dec. 1299/2000; Dec. 976/2001; Dec. 1074/2001; Dec. 1381/2001; Dec. 786/2002; Dec. 180/2004

Crease el Consejo Consultivo de Inversiones de los Fondos Fiduciarios del Estado Nacional, en el ámbito de los Ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Publica y Servicios. Funciones e integración del Consejo Consultivo. Alcances. Vigencia.

BUENOS AIRES, 20 DE JULIO DE 2004.

VISTO el Expediente N° S01:0103668/2004 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y la Ley N° 25.561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, y su modificatoria, y

CONSIDERANDO:

Que atento a la gravedad de la crisis económica que atravesó nuestro País en los años precedentes, el Gobierno Nacional se ve obligado a diseñar una estrategia amplia, consensuada y generosa para que el país retome la senda del crecimiento sustentable y equilibrado.

Que en ese sentido es menester que la inversión nacional se focalice en las obras de infraestructura imprescindibles para lograr la reactivación de la economía con las consecuentes mejoras en el nivel ocupacional y en la distribución del ingreso.

Que para alcanzar los propósitos antes enunciados, sin que ello signifique un incremento en la deuda pública, resulta apropiado recurrir al financiamiento genuino, a cuyos efectos se ha considerado oportuno instrumentar los medios necesarios para disponer de los fondos públicos que temporariamente se encuentren ociosos.

Que a partir de la promulgación de la Ley N° 24.441 se han constituidos diversos fondos fiduciarios integrados con bienes o fondos del ESTADO NACIONAL, y se establecieron para cada uno de ellos diferentes pautas para la inversión de sus recursos disponibles.

Que siendo una de las responsabilidades del ESTADO NACIONAL la de procurar el mejor aprovechamiento de los recursos, es que deviene necesario propiciar la optimización de la aplicación de aquellos recursos no aplicados temporariamente con que cuentan los citados fondos fiduciarios.

Que, en tal sentido, amerita direccionar el destino de las inversiones que realizan dichos fondos fiduciarios, hacia las obras de infraestructura que impulsa el Estado en sus distintos niveles gubernamentales.

Que dicha orientación se fundamenta en la necesidad de adaptar las políticas de inversión de los recursos disponibles a las prioridades del ESTADO NACIONAL, compatibilizándolas con el objeto para el que fueron creados los distintos fondos fiduciarios, sin afectar el desempeño de su actividad específica.

Que sin perjuicio de la finalidad antes expresada, también cabe resaltar, en el marco de la emergencia declarada por la Ley N° 25.561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, y su modificatoria, las necesidades transitorias de liquidez del erario público para atender periódicamente compromisos, algunos de ellos con vencimientos inminentes, cuyas modalidades requieren refuerzos de liquidez de corto plazo.

Que en este entendimiento resulta imprescindible dotar al Gobierno Nacional de fluidez de recursos, para su aplicación temporal a las necesidades descriptas del Tesoro Nacional.

Que la naturaleza excepcional de la situación planteada hace imposible seguir los trámites ordinarios previstos por la CONSTITUCION NACIONAL para la sanción de las leyes.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en virtud de las facultades emanadas de los incisos 1 y 3 del Artículo 99 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA:

Artículo 1° - Créase el CONSEJO CONSULTIVO DE INVERSIONES DE LOS FONDOS FIDUCIARIOS DEL ESTADO NACIONAL, en el ámbito de los MINISTERIOS DE ECONOMIA Y PRODUCCION y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 2° - El Consejo Consultivo deberá instruir sobre la inversión de las disponibilidades líquidas sin aplicación temporaria de los fondos fiduciarios del ESTADO NACIONAL.

Artículo 3° - Los fiduciarios de los fondos fiduciarios integrados con bienes o fondos del ESTADO NACIONAL que se detallan en el Anexo al presente, conforme lo disponga a tal efecto el Consejo Consultivo, invertirán sus disponibilidades líquidas y sin aplicación temporal, en:

a) Instrumentos financieros emitidos por entidades públicas o privadas, cuyo destino directo o indirecto sea la financiación de obras de infraestructura emprendidas total o parcialmente por el ESTADO NACIONAL, los gobiernos provinciales y municipales y el GOBIERNO DE LA CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, siempre que los citados instrumentos sean susceptibles de negociación en los mercados secundarios.

b) Letras emitidas por la TESORERIA GENERAL DE LA NACION, con carácter transitorio por un plazo que no podrá superar los NOVENTA (90) días.

Artículo 4° - EL CONSEJO CONSULTIVO DE INVERSIONES DE LOS FONDOS FIDUCIARIOS DEL ESTADO NACIONAL, estará integrado por los Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quienes, a través de resoluciones conjuntas, impartirán las instrucciones a que hacen referencia los Artículos 2° y 3° del presente decreto.

Artículo 5° - El Consejo Consultivo podrá requerir a los fondos fiduciarios alcanzados por el presente decreto la realización de informes y análisis técnicos a fin de adoptar los criterios necesarios para decidir las inversiones a impulsar, y también podrá solicitarles los informes que permitan supervisar el cumplimiento de las instrucciones impartidas.

Artículo 6° - A los efectos del presente decreto, no resultarán aplicables las normas de administración financiera relativas a las disponibilidades líquidas de los fondos fiduciarios que temporariamente no se hallaren asignadas. Asimismo, el Consejo Consultivo queda exceptuado de las normas que impidan el ejercicio de las facultades encomendadas al mismo.

Artículo 7° - El presente decreto será de aplicación a los fondos fiduciarios mencionados en el Anexo al presente y a aquellos que puedan crearse en el futuro.

Artículo 8° - Los MINISTERIOS DE ECONOMIA Y PRODUCCION y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, serán la autoridad de aplicación del presente decreto y podrán, en forma conjunta, dictar sus normas complementarias y aclaratorias.

Artículo 9° - El presente decreto comenzará a regir desde la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA.

Artículo 10. - Comuníquese al HONORABLE CONGRESO DE LA NACION.

Artículo 11. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. KIRCHNER. - Alberto A. Fernández. -Roberto Lavagna.- Aníbal D. Fernández. - Julio M. De Vido. - Alicia M. Kirchner. - Ginés González García. - José J. B. Pampuro. - Gustavo O. Beliz. - Daniel F. Filmus. - Carlos A. Tomada.- Rafael A. Bielsa.

ANEXO

FONDOS FIDUCIARIOS INTEGRADOS CON BIENES

O FONDOS DEL ESTADO NACIONAL

Fondo para la Promoción y Fomento de la Innovación - Ley N° 23.877.

Convenio SECRETARIA DE HACIENDA y BANCO DE INVERSION Y COMERCIO EXTERIOR S.A. - Resolución N° 557 del 26 de abril de 1994 del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Fondo Fiduciario para el Desarrollo Provincial - Ley N° 24.623 - Decreto N° 286 del 27 de febrero de 1995.

Fondo Fiduciario de Capital Social - Decreto N° 675 del 21 de julio de 1997.

Fondo Fiduciario Federal de Infraestructura Regional - Ley N° 24.855 - Decreto N° 924 del 11 de setiembre de 1997.

Fideicomiso de Asistencia al Fondo Fiduciario Federal de Infraestructura Regional - Decreto N° 924 del 11 de setiembre de 1997.

Fondo FIT/AR en fideicomiso - Asistencia Técnica para la ejecución de las actividades del Proyecto de Asistencia Técnica en el campo de la propiedad industrial. Acuerdo de Cooperación Técnica entre INSTITUTO NACIONAL DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INPI) dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y la ORGANIZACION MUNDIAL DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL (OMPI) del 30 de mayo de 1998.

Fondo Fiduciario de Becas con Destino a Estudiantes Universitarios - Resolución N° 313 del 14 de abril de 2000 del ex MINISTERIO DE EDUCACION.

Fondo Fiduciario para la Reconstrucción de Empresas - Decreto N° 342 del 18 de abril de 2000.

Fondo Nacional de Desarrollo para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (FONAPYME) - Ley N° 25.300 - Decreto N° 1074 del 28 de agosto de 2001.

Fondo de Garantía para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (FOGAPYME) - Ley N° 25.300 - Decreto N° 1074 del 28 de agosto de 2001.

Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) - Ley N° 25.401 (Artículo 74) - Resolución N° 174 del 30 de junio de 2000 de la SECRETARIA DE ENERGIA del ex - MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Fondo Fiduciario de Desarrollo de Infraestructura - Decreto N° 1299 del 29 de diciembre de 2000.

Fondo para la Recuperación de la Actividad Ovina (FRAO) - Ley N° 25.422.

Fideicomiso de Tasa sobre Gasoil - Decreto N° 976 del 31 de julio de 2001.

Fideicomiso de Infraestructura Hídrica - Decreto N° 1381 del 1 de noviembre de 2001.

Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas - Ley N° 25.565 - Decreto N° 786 del 8 de mayo de 2002.

Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas - Decreto N° 180 del 13 de febrero de 2004.

DECRETO PEN N° 1216/06

Publicada en Boletín Oficial N° 30.9992, del 18/09/2006

Citas Legales: Res. MPFIPyS 2000/05; Ley 24.065; Ley 24.076; Ley 24.156; Ley 24.241; Ley 25.152; Ley 26.020; Ley 26.095; Dec. 1518/94; Dec. 1142/03; Dec. 180/04

Obras de Infraestructura Eléctrica. Reglamenta los preceptos contenidos en la Ley N°. 26.095 (construcción, ampliación o expansión de instalaciones de transporte y distribución afectados a la prestación de los servicios públicos de gas natural y/o electricidad).

BUENOS AIRES, 12 DE SEPTIEMBRE DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0200566/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo dispuesto por la Ley Nº 26.095, y

CONSIDERANDO

Que la Ley Nº 26.095 aprobó el marco regulatorio para el desarrollo de obras de infraestructura energética destinado a atender la expansión del sistema de transporte y/o distribución de los servicios de gas natural, gas licuado y/o electricidad, así como de generación eléctrica.

Que dicha Ley tiene por objeto cubrir las necesidades de infraestructura energética de la economía doméstica, y permitirá concretar una importante cantidad de obras de infraestructura energética.

Que dicho marco normativo constituye una herramienta eficaz y oportuna para otorgar seguridad jurídica a las inversiones en infraestructura que necesita concretar el país, para poder acompañar el crecimiento de su economía.

Que la Ley Nº 26.095 mejora las condiciones de financiamiento de las obras, y beneficia a todos los usuarios de energía, abaratando el costo de las futuras expansiones de la infraestructura energética que necesita el país.

Que por dicha Ley se crean cargos específicos para el desarrollo de las obras de infraestructura, como aporte a los fondos de los fideicomisos constituidos o a constituirse.

Que en tal sentido se faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a fijar el valor de los cargos específicos y a ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras de infraestructura energética que atiendan a la expansión del sistema de transporte y/o distribución de los servicios de gas natural, gas licuado y/o electricidad, así como de generación eléctrica, pudiendo exceptuar de su pago a las categorías de pequeños usuarios que determine.

Que asimismo el artículo 6º y 9º de la mentada norma facultan al PODER EJECUTIVO NACIONAL a determinar la asignación de los cargos específicos creados por la citada ley, entre los distintos fondos fiduciarios constituidos o a constituirse, para llevar a cabo las obras de infraestructura en el ámbito de los servicios de gas y electricidad.

Que por último y, para el caso del gas licuado de petróleo, se faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de la Ley Nº 26.020, a fijar el cargo específico sobre las tarifas de gas natural, destinado a complementar el fondo fiduciario creado por esa norma.

Que en ejercicio de las facultades mencionadas resulta necesario reglamentar los preceptos contenidos en la Ley Nº 26.095 para su inmediata aplicación, a los fines de mejorar las condiciones de financiamiento de las aludidas obras, beneficiar a todos los usuarios de energía abaratando el costo de las futuras expansiones de la infraestructura energética y, otorgar certeza de abastecimiento de energía a la economía nacional.

Que ello máxime cuando se halla en juego, entre otros, el cumplimiento de las garantías previstas en el artículo 42 de la CONSTITUCION NACIONAL que ordena a las autoridades velar por la protección de los derechos de los consumidores y usuarios a recibir servicios públicos de calidad y eficiencia.

Que a los fines de incrementar el nivel de protección de los usuarios y en concordancia con lo previsto en la Ley Nº 25.152 resulta oportuno y conveniente promover la participación ciudadana mediante audiencias públicas.

Que a tal efecto corresponde disponer la intervención del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que instruya para ello a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente de esa cartera de Estado y a los Entes Reguladores con incumbencia en la materia.

Que teniendo en cuenta que las opiniones que se recojan durante la Audiencia Pública son de carácter consultivo y no vinculante, en los fundamentos del acto administrativo a dictarse, deberán explicitarse las conclusiones que surjan de la misma.

Que asimismo resulta necesario instrumentar procedimientos de control adecuados para verificar la correcta aplicación por parte de los organismos y reparticiones dependientes y/o vinculados administrativa o funcionalmente al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, de las normas que incidan en forma directa o indirecta sobre la fijación, determinación, ajuste, aumento o reducción de los cargos específicos previstos en la Ley citada en el Visto.

Que en tal sentido, corresponde disponer la intervención del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, previa al dictado de cualquier acto administrativo de las características enunciadas en el párrafo precedente y/o de aquellos que por su afectación influyan sobre las tarifas de los servicios de gas y electricidad en los términos de la Resolución Nº 2.000 de fecha 19 de diciembre de 2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, o en caso de corresponder el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD o el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, determinarán las normas y procedimientos necesarios para garantizar que la incorporación de los activos generados bajo el mecanismo previsto en la Ley Nº 26.095 a las licenciatarias o concesionarios se realice sin generar beneficio económico alguno para éstas, y preservando el stock de activos que al vencimiento de las licencias o concesiones respectivas reviertan al ESTADO NACIONAL.

Que con el fin de garantizar el flujo directo de los cargos tarifarios específicos hacia cada Fondo Fiduciario la SECRETARIA DE ENERGIA, o en caso de corresponder el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD o el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, arbitrarán los medios necesarios para que las facturas que incluyan a los cargos tarifarios específicos se abonen en el sistema bancario de modo tal de permitir la transferencia inmediata de lo recaudado al Fondo Fiduciario correspondiente.

Que debe quedar claramente establecido que, en ningún caso y bajo ningún concepto, podrán considerarse a los cargos tarifarios específicos como parte integrante del flujo de fondos de la licenciataria o concesionaria que lo factura o percibe.

Que, a estos efectos, como parte del proceso de aprobación de cada proyecto, el organismo o la autoridad regulatoria con facultades sobre esa actividad deberá emitir un informe certificando que la obra o proyecto en cuestión cumple con los extremos previstos en el artículo 10 de la Ley Nº 26.095.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y las entidades financieras que intervengan en la estructuración de los fideicomisos, estarán obligadas a mantener entre sí un sistema de comunicación permanente y asistir y mantener informado al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS sobre la marcha de los procesos, los cronogramas de obras, y sobre el estado de cuenta de cada proyecto.

Que en tal sentido y a fin de fomentar la participación de NACION AFJP S.A. de la oferta publica de títulos emitidos por los Fideicomisos a constituirse, debe considerarse a las obras contempladas en el artículo 1º de la Ley Nº 26.095 como destinadas al fomento de economías regionales, a los efectos de la aplicación del artículo 1º, apartado 2 de la Reglamentación del artículo 40 de la Ley Nº 24.241 y sus modificatorias, aprobada por Decreto Nº 1518/94.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta de acuerdo con las facultades previstas por la Ley Nº 26.095 y el artículo 99, inciso 2 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º- A los efectos del artículo 2º de la Ley Nº 26.095, se entenderá que los cargos específicos podrán aplicarse para construir, ampliar o expandir instalaciones de transporte y distribución afectados a la prestación de los servicios públicos de gas natural y/o electricidad regulados por las Leyes Nº 24.076, y Nº 24.065, de gas licuado de petróleo regulado por la Ley Nº 26.020, y para construir nuevas plantas de generación de energía eléctrica o ampliar las existentes.

Artículo 2º- A los efectos del artículo 9º de la Ley Nº 26.095, se entenderá que un proyecto de infraestructura energética se encuentra técnicamente definido cuando se aprueba su construcción por parte del organismo competente en la materia y luego de verificar que el mismo no quede encuadrado dentro de lo previsto en el artículo 10 de la misma Ley.

Artículo 3º- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS definirá los términos y condiciones bajo los cuales calificarán las obras que se ejecuten al amparo de los Fideicomisos constituidos por el presente régimen, así como las condiciones de aprobación, supervisión y contratación de las mismas.

Artículo 4º- A los efectos del artículo 4º de la Ley Nº 26.095, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, con la asistencia técnica de la SECRETARIA DE ENERGIA bajo su dependencia y de los respectivos Entes Reguladores fijará el valor y el correspondiente ajuste de los cargos con afectación específica al desarrollo de los proyectos de infraestructura mencionados en el artículo precedente, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las aludidas obras.

Artículo 5º- Instrúyese al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que por intermedio de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente de dicha cartera de Estado o de los Entes Reguladores, en aquellos casos que las normas aplicables a cada segmento de la industria alcanzado por la Ley Nº 26.095 así lo requiera, convoque a audiencia pública la cual deberá celebrarse previo a la fijación del valor de los cargos específicos conforme lo dispuesto en el artículo anterior.

Artículo 6º- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS determinará a qué Fondo Fiduciario se destinará el monto recaudado por los cargos específicos así como su imputación a la obra de infraestructura correspondiente, en el ámbito de los servicios de gas y electricidad.

Artículo 7º- A los efectos del artículo 5º de la Ley Nº 26.095, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS requerirá a la SECRETARIA DE ENERGIA bajo su dependencia y a los respectivos Entes Reguladores, la emisión de informes periódicos respecto a la estimación de los cargos específicos.

Artículo 8º- A los efectos del artículo 8º de la Ley Nº 26.095, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS deberá recopilar la información necesaria con la colaboración y asistencia de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), o en su caso, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Las mencionadas dependencias y organismos, y las entidades que intervengan en la estructuración de los fideicomisos, estarán obligadas a mantener entre sí un sistema de comunicación permanente, y asistir y mantener informado al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS sobre la marcha de los procesos, los cronogramas de obras y el estado de cuenta de cada proyecto.

Esta información deberá servir para la comunicación al HONORABLE CONGRESO DE LA NACION, prevista en el artículo 8º de la Ley Nº 26.095.

Artículo 9º- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el marco de su competencia podrá autorizar a la UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA de esa Jurisdicción a efectuar controles permanentes sobre los fondos recaudados por los cargos específicos, así como sobre su imputación y aplicación a las obras a que se los afecta. En igual sentido podrá requerirse la colaboración de la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION, sin perjuicio de las facultades que le son propias conforme a la Ley Nº 24.156.

Artículo 10.- A los efectos del artículo 7º de la Ley Nº 26.095 y, con la finalidad de garantizar la transferencia inmediata de los cargos mencionados en el artículo precedente hacia el correspondiente Fondo Fiduciario, la recaudación de los cargos específicos deberá ser depositada en una cuenta creada a tal efecto y para cada obra en el ámbito del respectivo Fondo Fiduciario.

Establécese que en ningún caso podrá considerarse a los cargos específicos como parte integrante del flujo de fondos de la licenciataria o concesionaria que los factura o percibe.

Artículo 11.- Para el caso de los cargos específicos asociados a la Generación Eléctrica, la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, deberá dar intervención previa y necesaria al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a efectos de incluir los cargos específicos como concepto aparte dentro de los precios estacionales de la energía eléctrica sancionados trimestralmente, e indicará a la

COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la metodología de implementación.

Artículo 12.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS suscribirá los acuerdos y/o convenios que estime pertinente con entidades públicas y/o privadas, a fin de llevar adelante las obras que se ejecuten al amparo de los Fideicomisos constituidos por el presente régimen.

Artículo 13.- A los fines previstos en el artículo 12 de la Ley Nº 26.095, la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS deberá elevar anualmente a dicho Ministerio, la programación financiera propuesta por el fondo fiduciario creado por el artículo 44 y concordantes de la Ley Nº 26.020, indicando el origen y el destino de los fondos, a efectos de informar si debe completar el fondo fiduciario con los cargos específicos.

Artículo 14.- Los Fondos Fiduciarios creados en virtud de lo dispuesto por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y los cargos específicos ya creados para financiar las obras a que se destinan dichos fondos se regirán por lo previsto en la Ley Nº 26.095 y en el presente decreto.

Artículo 15.- Los cargos específicos serán calculados asumiendo que los mismos no se computan como base imponible de ningún tributo nacional, con excepción del impuesto al valor agregado, provincial o municipal.

En caso que alguna jurisdicción provincial o municipal no adhiera a los principios de la Ley Nº 26.095, la exacta incidencia de los tributos aplicables se incluirá en las facturas en las cuales se incorporen los cargos específicos de los usuarios de la jurisdicción que alcance con tributos a los referidos cargos, a las obras que los mismos están destinados a repagar, o a los instrumentos necesarios para llevar adelante las mismas.

El impacto de los tributos generados en una jurisdicción en ningún caso será absorbido por usuarios de otra jurisdicción.

Artículo 16.- Las obras previstas en el artículo 1º de la Ley Nº 26.095 serán consideradas como destinadas al fomento de economías regionales, a los efectos de la aplicación del artículo 1º, apartado 2 de la Reglamentación del artículo 40 de la Ley Nº 24.241 y sus modificaciones, aprobada por el Decreto Nº 1518/94.

Artículo 17.- El presente decreto entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 18.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. KIRCHNER.- Alberto A. Fernández. Felisa Miceli.- Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 140/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.309, del 24/12/2007.

Citas Legales: Ley 24.295; Ley 25.438

Declarase de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía. Apruébanse los lineamientos del citado programa.

Bs. As., 21/12/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0497740/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y CONSIDERANDO:

Que es propósito del Gobierno Nacional propender a un uso eficiente de la energía, teniendo en cuenta que en su mayoría, la misma proviene de recursos naturales no renovables.

Que propender a la eficiencia energética no es una actividad coyuntural, sino de carácter permanente de mediano a largo plazo.

Que la eficiencia energética, entendida como la adecuación de los sistemas de producción, transporte, distribución, almacenamiento y consumo de energía, destinada a lograr el mayor desarrollo sostenible con los medios tecnológicos al alcance, minimizando el impacto sobre el ambiente, optimizando la conservación de la energía y la reducción de los costos, conforma en la REPUBLICA ARGENTINA un componente imprescindible de la política energética y de la preservación del medio ambiente.

Que la REPUBLICA ARGENTINA en el año 1994, mediante la Ley Nº 24.295, aprobó la CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMATICO (CMNUCC) y por la Ley Nº 25.438, en el año 2001, aprobó el PROTOCOLO DE KYOTO (PK) de esa Convención.

Que el PROTOCOLO DE KYOTO en su Artículo 2º punto 1.a, apartado i) afirma la necesidad de los países firmantes de asegurar el fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional.

Que la experiencia internacional reconoce al uso eficiente de la energía como la medida más efectiva, a corto y mediano plazo, para lograr una significativa reducción de las emisiones de Dióxido de Carbono (CO2) y de otros gases de efecto invernadero.

Que la aplicación de políticas de eficiencia energética en un marco de exigencias ambientales, protección de los recursos naturales y compromisos para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero responsables del proceso de cambio climático global, contribuirá al establecimiento de condiciones que favorezcan el desarrollo sostenible de la nación, el crecimiento del empleo y el aumento de la productividad. Que la experiencia registrada muestra que el éxito de las políticas de eficiencia energética requiere, además de la adopción de tecnologías de alta eficiencia, la generación de profundos cambios estructurales basados en la modificación de las conductas individuales mediante programas y planes que deben ser conducidos por organismos altamente especializados y que deben contemplar una estrategia cultural-educacional cuyo objetivo último sea el cambio hacia una cultura de uso eficiente de la energía.

Que resulta necesario y conveniente que el sector público asuma una función ejemplificadora ante el resto de la sociedad, implementando medidas orientadas a optimizar el desempeño energético en sus instalaciones.

Que en tal sentido la SECRETARIA DE ENERGIA en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto Nº 27 del 27 de mayo del año 2003, ha estado desarrollando acciones de promoción de la eficiencia energética, en el marco de las cuales el uso eficiente de la energía en los edificios de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL constituye una de ellas.

Que las experiencias y estudios realizados por la SECRETARIA DE ENERGIA en edificios públicos, son un antecedente importante que justifica ampliar la implementación de medidas de eficiencia energética a toda la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL. Que los trabajos desarrollados con diversas ramas del sector industrial permitieron identificar importantes oportunidades de mejora de la eficiencia energética. Que sobre la base de estos resultados, y entendiendo que la participación del sector industrial en el consumo final de energía representa el TREINTA POR CIENTO (30%) del total del consumo energético del país, se considera prioritario ampliar el alcance hasta el momento logrado en el sector industrial en materia de eficiencia energética mediante un subprograma específico de mediano y largo plazo.

Que en el marco de la Resolución Ex SICyM Nº 319/1999, la SECRETARIA DE ENERGIA en cooperación con otras áreas del PODER EJECUTIVO NACIONAL ha logrado implementar el régimen obligatorio de etiquetado de eficiencia energética solamente en refrigeradores y lámparas.

Que el etiquetado de eficiencia energética, le permite al consumidor contar con una información adicional relevante, al momento de decidir sobre la compra de un equipo energético.

Que es necesario acelerar y optimizar el proceso de etiquetado de eficiencia energética de equipamiento energético, mediante la implementación de un sistema nacional de etiquetado que incluya la definición de estándares de eficiencia energética mínima.

Que es necesario establecer un PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PROUREE) en edificios públicos de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL, que cuente para su diseño con la coordinación y apoyo técnico de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que se considera necesaria la participación de las instituciones públicas y privadas y del público en general, en el marco de esquemas de participación público - privada adecuados, para el logro de resultados en materia de uso eficiente de la energía.

Que sin perjuicio de la directa aplicación de lo dispuesto en el presente Decreto en el ámbito de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL, y en organismos y entidades públicas dependientes al PODER EJECUTIVO NACIONAL, resulta conveniente que la experiencia que se obtenga dentro de la jurisdicción, sea también aprovechada en otros ámbitos gubernamentales y privados.

Que resulta necesario asignar los recursos que permitan efectivizar la implementación y difusión de los Planes y Programas de Eficiencia Energética que se elaboren, por lo que corresponde imputar a esa actividad las correspondientes partidas presupuestarias. Que resulta necesario y conveniente que el Estado Nacional impulse y coordine con los países integrantes y asociados del ERCOSUR, el desarrollo de políticas y estrategias que promuevan en los respectivos países la adopción de criterios y normas comunes para la eficiencia energética. Que conforme a lo establecido por el Decreto Nº 27 del 27 de mayo del año 2003, corresponde a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, entender en la elaboración, propuesta y ejecución de los planes y programas destinados a promover y establecer condiciones de eficiencia energética como parte de la política nacional en materia de energía y en coordinación con las jurisdicciones provinciales.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta de acuerdo con las facultades conferidas por el Artículo 99, Inciso 1 de la CONSTITUCION NACIONAL. Por ello, LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA. DECRETA:

Artículo 1º — Declárase de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía.

Art. 2º — Apruébanse los lineamientos del PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE), destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía, que como Anexo I forma parte del presente Decreto.

Art. 3º — Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a implementar dicho Programa sobre la base de los lineamientos aprobados en el presente, el que debe contemplar, entre otras acciones, la promoción del uso racional y eficiente de la energía a través de la concientización de la población y del desarrollo de campañas de difusión.

Art. 4º — Instrúyese a la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS a implementar el PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PROUREE) en edificios públicos de todos los Organismos del PODER EJECUTIVO NACIONAL que como Anexo II forma parte del presente Decreto y a disponer acciones en materia de eficiencia energética en coordinación y con el apoyo técnico de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 5º — Instrúyese a la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS a disponer la reasignación de las partidas presupuestarias necesarias para hacer efectivos en la jurisdicción los planes establecidos en el presente Decreto.

Art. 6º — Invítase a las instituciones públicas y privadas, en particular a aquellas que se interesen y trabajen en el tema del uso eficiente de la energía, a sumar sus esfuerzos a los de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, de modo de potenciar los resultados a obtener.

Art. 7º — Créase en el ámbito del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la Comisión de Apoyo, Seguimiento y Control de cumplimiento de las medidas del Programa, la

que estará integrada por un representante de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, un representante de la UNION INDUSTRIAL ARGENTINA, un representante de la ASOCIACION EMPRESARIA ARGENTINA; un representante de la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA de la REPUBLICA ARGENTINA; un representante de las asociaciones de usuarios y consumidores y un representante académico.

Art. 8º — Facúltase al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a dictar y difundir las medidas y la normativa complementaria y aclaratoria necesaria para la concreción de los objetivos del presente Decreto.

Art. 9º — Invítase al PODER LEGISLATIVO, al PODER JUDICIAL, a las PROVINCIAS, a la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES y a los MUNICIPIOS a adherir al presente Decreto.

Art. 10. — Comuníquese el presente Decreto al MERCOSUR y a la ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA (OLADE).

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

— FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Alberto A. Fernández. — Julio M. de Vido.

ANEXO I

PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA

ACCIONES A DESARROLLAR

1. EN EL CORTO PLAZO

En el marco del Artículo 2º del presente Decreto, implementar las siguientes medidas dentro de los TREINTA (30) días siguientes a la publicación del mismo:

1.1 Iniciar las gestiones necesarias para el desarrollo de una campaña masiva de Educación, Concientización e Información a la población en general y a los niños en edad escolar en particular, a fin de transmitir la naturaleza de la energía, su impacto en la vida diaria y la necesidad de adoptar pautas de consumo prudente de la misma.

1.2 Iniciar las gestiones conducentes para el reemplazo masivo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo, en todas las viviendas del país.

1.3 Iniciar las gestiones conducentes al establecimiento de un régimen de etiquetado de eficiencia energética destinado al desarrollo e implementación de estándares de eficiencia energética mínima para ser aplicados a la producción, importación y/o comercialización de equipos consumidores de energía.

1.4 Auspiciar Acuerdos con asociaciones bancarias, cámaras industriales y de grandes comercios, supermercados, etc. a efectos de hacer extensivas las medidas de racionalidad y eficiencia energética a implementar en el corto plazo en el ámbito de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL.

1.5 Auspiciar Convenios entre Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, Universidades Nacionales, Organismos Tecnológicos y Cámaras Empresariales, cuyo objetivo sea mejorar la eficiencia energética de las empresas. Las empresas que verifiquen la implementación de dichas mejoras obtendrán un Certificado de Eficiencia Energética, que les facilitará el acceso a financiamiento promocional destinado a la mejora tecnológica.

1.6 Auspiciar la suscripción de Convenios con los países integrantes y asociados del MERCOSUR, para impulsar el desarrollo de políticas y estrategias que promuevan en los respectivos países la adopción de criterios y normas comunes de eficiencia energética.

2. EN EL MEDIANO PLAZO Y LARGO PLAZO En el marco del Artículo 2º del presente Decreto, implementar las siguientes medidas dentro de los NOVENTA (90) días siguientes a la publicación del mismo:

2.1 INDUSTRIA

- Formular un Programa de Eficiencia Energética para el Sector Industrial que tendrá el objetivo de contribuir a incrementar la competitividad del sector al introducir herramientas de gestión que permitan reducir costos a partir del uso eficiente de los recursos energéticos y productivos.

• Iniciar las gestiones para lograr la adhesión a este programa de aquellas asociaciones empresariales que representen a las ramas del sector industrial consideradas prioritarias por sus niveles de consumo, a través de la celebración de acuerdos voluntarios que permitan obtener el compromiso de participación.

• Desarrollar acciones en forma conjunta con las empresas participantes a fin de establecer perfiles de consumo, realizar diagnósticos para evaluar el actual desempeño energético de los procesos productivos, identificar oportunidades de mejora, implementar las mismas y poner en marcha programas de gestión que permitan desarrollar indicadores energéticos y establecer metas de mejora de los mismos.

• Desarrollar acciones de difusión, multiplicación y monitoreo que permitan dar seguimiento a las acciones ejecutadas y poner los resultados alcanzados a disposición del universo de empresas que integran las ramas industriales atendidas.

• Diseñar y desarrollar programas tecnológicos transversales que abarquen a las distintas ramas industriales y contribuyan al desarrollo de un mercado de la eficiencia energética. Estos programas se referirán entre otros temas al desarrollo de Empresas Proveedoras de Servicios Energéticos y la promoción de aplicaciones tecnológicas eficientes.

• Iniciar las gestiones necesarias para implementar un mecanismo de financiación destinado a facilitar inversiones en proyectos de eficiencia energética en el sector de las Pequeñas y Medianas Empresas (PYME).

• Buscar las adhesiones al Programa de las distintas jurisdicciones provinciales y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, brindando la asistencia técnica necesaria y promoviendo compromisos locales que le otorguen sustentabilidad a las acciones iniciadas.

2.2 COMERCIAL Y SERVICIOS

• Desarrollar un Programa de Eficiencia Energética dedicado específicamente al sector comercial y de servicios a fin de explorar oportunidades de mejora tanto por incorporación de medidas de eficiencia por adecuaciones tecnológicas como por hábitos de consumo. Este programa atenderá las demandas energéticas de los sectores comerciales, oficinas, hoteles, restaurantes, supermercados, banca comercial, polideportivos, etc.

• Se desarrollarán estándares que servirán de guía sobre aspectos vinculados a la iluminación eficiente, sistemas de calefacción y acondicionamiento de aire, conservación de alimentos, empleo del agua, etc.

• Colaborar en la formulación y revisión de la normativa de construcción para edificios con diferentes aplicaciones dentro del sector terciario, impulsando el desarrollo de códigos de edificación que contemplen aspectos de eficiencia energética tanto sobre aspectos constructivos como en el empleo de materiales específicos.

2.3 EDUCACIÓN

• Iniciar las gestiones necesarias para incorporar a los planes educativos de los distintos niveles de formación conceptos generales de energía, eficiencia energética, energías renovables y ambiente, en coordinación con las jurisdicciones correspondientes.

• Iniciar las gestiones necesarias para implementar cursos de posgrado en eficiencia energética en las Universidades Nacionales, a fin de contar con los profesionales necesarios para brindar asistencia técnica en esta materia.

2.4 COGENERACIÓN

• Desarrollar un plan para el aprovechamiento en el mediano plazo del potencial ofrecido por la cogeneración eléctrica en la REPUBLICA ARGENTINA, como forma de mejorar el abastecimiento de electricidad, ahorrar combustible, reducir las pérdidas de transmisión y reducir emisiones nocivas para el ambiente.

• Implementar un marco regulatorio apropiado para fomentar el desarrollo de proyectos de cogeneración eléctrica en el país.

• Invitar a las provincias, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como a los sectores industrial y financiero a sumarse al esfuerzo del Estado Nacional para ampliar, de la forma más eficiente posible, la oferta de electricidad.

- Invitar también a las empresas generadoras y distribuidoras al desarrollo de proyectos de cogeneración, sean éstos propios o en asociación con los sectores industrial, comercial o de servicios.

- Fomentar la creación y desarrollo en el país de nuevas Empresas Proveedoras de Servicios Energéticos con el objetivo de desarrollar proyectos de cogeneración y de ofrecer los servicios que sean necesarios a tal efecto, involucrando en alto grado a la infraestructura científica y tecnológica disponible en el país, así como a la ingeniería nacional.

2.5 ETIQUETADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Establecer niveles máximos de consumo específico de energía, o mínimos de eficiencia energética, de máquinas y/o artefactos consumidores de energía fabricados y/o comercializados en el país, basado en indicadores técnicos pertinentes.

- Proponer un cronograma para la prohibición de producción, importación y comercialización de lámparas incandescentes.

2.6 REGULACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Evaluar distintas alternativas regulatorias y tarifarias a fin de establecer mecanismos permanentes de promoción de la eficiencia energética en el ámbito de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y gas natural sujetas a regulación federal.

2.7 ALUMBRADO PUBLICO Y SEMAFORIZACIÓN

- Contribuir a eficientizar los Sistemas de Alumbrado Público y Semaforización en todo el país.

- Promover el desarrollo e implementación de metodologías de relevamiento de los Sistemas de Alumbrado Público y Semaforización, y de una base de datos donde consten las características principales de dichos sistemas, en coordinación con las jurisdicciones que correspondan.

- Iniciar las gestiones conducentes al desarrollo de implementación de regulaciones tendientes a la mejora de la eficiencia energética de los Sistemas de Alumbrado Público y Semaforización, en coordinación con las jurisdicciones que correspondan.

- Evaluar la conveniencia de la implementación de equipos y sistemas economizadores de energía de los Sistemas de Alumbrado Público y Semaforización.

2.8 TRANSPORTE

- Impulsar el ahorro energético en el sector transporte mediante una ampliación y mejora de la gestión del transporte colectivo y su implementación más adecuada a la distribución demográfica y a la movilidad de la región.

- Diseñar un Programa Nacional de Conducción Racional, dirigido a choferes de empresas del sistema de transporte automotor de pasajeros de ciudades, corta, media y larga distancia, así como al transporte de carga tanto de distribución de mercancías en áreas urbanas como de larga distancia.

- Participar junto con autoridades del sector, en el diseño de un programa de etiquetado automotor que evalúe los actuales estándares de consumo del parque automotor con miras a acordar con las empresas de la industria automotriz, estándares mínimos a ser impuestos de acuerdo a un programa de implementación progresiva para unidades nuevas a ser incorporadas al mercado. Estos estándares de consumo estarán ligados a los estándares de emisiones generadas para los distintos combustibles del parque automotor.

- Evaluar el diseño de un programa de mantenimiento de vehículos afectados a servicios públicos (taxis, remises, ómnibus, transporte de carga, etc.), a fin de evitar un deterioro de la eficiencia en el uso de combustibles.

- Diseñar una campaña de concientización sobre los impactos ambientales y energéticos derivados del uso intensivo de vehículos.

2.9 VIVIENDA

Viviendas Nuevas

• Iniciar las gestiones conducentes para el diseño de un sistema de certificación energética de viviendas. Establecer índices máximos de consumo, tanto de energía eléctrica como de energía térmica.

• Desarrollar convenios de cooperación con cámaras de la construcción, colegios de arquitectos e ingenieros, y universidades.

• Introducir en las facultades de ingeniería y de arquitectura la eficiencia energética de las edificaciones como criterio de calidad de las viviendas.

• Iniciar las gestiones conducentes para la reglamentación del acondicionamiento térmico en viviendas, establecer exigencias de aislamiento térmico de techos, envolventes, ventanas y pisos ventilados de acuerdo a diferentes zonas térmicas del país.

• Incluir el uso óptimo de la energía solar en la fase del diseño arquitectónico y en la planificación de las construcciones (tanto para calentamiento como para iluminación).

• Iniciar acciones junto al MINISTERIO DE CIENCIA, TECNOLOGIA E INNOVACION PRODUCTIVA, para promover el desarrollo y la innovación tecnológica en materiales y métodos de construcción.

Viviendas en Uso

• Desarrollar un sistema de incentivos para la disminución del consumo de energía que incluya, por ejemplo, financiamiento preferencial para medidas destinadas a reducir el consumo.

• Diseñar una estrategia para la implementación masiva de sistemas de calentamiento de agua basados en energía solar, especialmente en poblaciones periféricas.

• Implementar un programa nacional de aislamiento de viviendas que incluya techos, envolventes y aberturas.

2.10 CAMBIO CLIMATICO - MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

• Evaluar el papel significativo del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) —adicionalmente del mercado de carbono internacional— para apoyar la realización de proyectos de eficiencia energética, especialmente bajo el régimen del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) programático.

• Desarrollar un plan para el aprovechamiento del potencial de esta fuente de financiación y cooperación técnica internacional.

• Promocionar la aplicación del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL), y especialmente del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) programático, entre organismos públicos y privados que puedan tener un rol en la identificación, el desarrollo y la implementación de nuevos proyectos en el ámbito de la eficiencia energética.

ANEXO II

PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN EDIFICIOS PÚBLICOS

ACCIONES A DESARROLLAR

1. EN EL CORTO PLAZO En el marco del Artículo 4º del presente Decreto, implementar las siguientes medidas dentro de los TREINTA (30) días siguientes a la publicación del mismo:

1.1 Establecer la regulación de la temperatura de refrigeración de los equipos de aire acondicionado en VEINTICUATRO GRADOS CENTIGRADOS (24°C), en todos los edificios de la Administración Pública Nacional y adoptar en cada caso las medidas necesarias para evitar pérdidas de energía por intercambio de calor con el exterior.

1.2 Proceder al apagado de las luces ornamentales a la CERO (0:00) hora, en todos los edificios de la Administración Pública Nacional.

1.3 Finalizar las actividades de la Administración Pública Nacional a las DIECIOCHO (18:00) horas, con las excepciones previstas en el Artículo 6º del Decreto Nº 2476 del 26 de noviembre de 1990, apagando las luces, el aire acondicionado y el stand by (modo espera) de los equipos de computación, y para realizar la limpieza de los edificios con luz natural.

1.4 Establecer un programa de mejora de la eficiencia energética de los sistemas de iluminación de los edificios de la Administración Pública Nacional, a ejecutar dentro de los siguientes DOCE (12) meses de publicado el presente Decreto.

1.5 Capacitar al personal de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL en buenas prácticas de uso eficiente de la energía.

2 EN EL MEDIANO PLAZO Y LARGO PLAZO En el marco del Artículo 4º del presente Decreto, implementar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE) en Edificios Públicos, dentro de los NOVENTA (90) días de publicado el presente Decreto, considerando los siguientes lineamientos:

2.1 Cada Organismo de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL será responsable del cumplimiento e implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE) en Edificios Públicos en su jurisdicción.

2.2 Crear en cada Organismo las figuras del Administrador Energético y la de Ayudantes del Administrador Energético.

2.3 Incluir en los sistemas de compras del Estado Nacional criterios de eficiencia energética para la adquisición de bienes y servicios.

2.4 Todos los Organismos dependientes de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL proveerán la información necesaria para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE) en Edificios Públicos.

2.5 A los efectos de unificar la información se confeccionará un inventario detallado y actualizado de todas las instalaciones de energía eléctrica, gas, equipos de acondicionamiento de aire, sanitarios y agua potable de todos los Edificios Públicos dependientes de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL.

2.6 La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, asesorará la actividad de los Administradores Energéticos en todos los temas técnicos que considere necesario.

DECRETO PEN N° 172/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.313, del 31/12/2007

Citas Legales: Dec. 1192/1992; Dec. 2162/2002; Dec. 1283/2003; Dec. 27/2003; Dec. 1142/2003.

Modificación del Decreto 1192/92. Desígnase al Sr. Ministro de Planificación Pública y Servicios como Presidente del Directorio de CAMMESA.

Bs. As., 27/12/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0477526/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 se constituyó la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como una entidad sin fines de lucro que tiene a su cargo el Despacho Nacional de Cargas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en el marco de lo dispuesto por el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

Que el capital de la referida empresa se divide en CINCO (5) clases de acciones de las que son respectivamente titulares el ESTADO NACIONAL y CUATRO (4) Asociaciones Civiles que nuclean a las CUATRO (4) categorías de agentes que actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Grandes Usuarios, Generadores, Transportistas y Distribuidores.

Que conforme el párrafo quinto del Artículo 3º del Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992, que fuera modificado por el Artículo 1º del Decreto Nº 2162 de fecha 28 de octubre de 2002, el Señor Secretario de Energía del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA será Presidente del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y su Vicepresidente será un Director que se designará en Asamblea General de Accionistas con el voto favorable del titular de las Acciones Clase "A". El Señor Secretario de Energía del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA podrá delegar, por un período determinado, en el Subsecretario de Energía Eléctrica el ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que por el Decreto Nº 1283 de fecha 24 de mayo de 2003 fue creado el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que en atención a la especificidad de los cometidos asignados al Ministerio citado, le fueron transferidas las áreas de energía y comunicaciones, provenientes del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA; lo atinente a las obras públicas, la temática hídrica, el desarrollo urbano, la vivienda y la energía atómica, entre otras, desde la órbita de la PRESIDENCIA DE LA NACION; así como todo lo atinente al sector minero y del transporte, desde el entonces MINISTERIO DE LA PRODUCCION.

Que por los Decretos Nº 27 de fecha 27 de mayo de 2003 y Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003, fueron aprobados el Organigrama de Aplicación de la Administración Centralizada del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y su estructura organizativa del primer nivel operativo, respectivamente.

Que a partir del reordenamiento citado, la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra bajo la órbita del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que en atención a lo expuesto resulta necesario modificar y actualizar las normas de constitución y composición de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que en este sentido, siendo el Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios la autoridad máxima del Organismo del cual depende la SECRETARIA DE ENERGIA, corresponde establecer que la Presidencia del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) estará a cargo del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el Artículo 99, incisos 1 y 2 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º — Sustitúyese el párrafo tercero del Artículo 3º del Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992, que fuera modificado por el Artículo 1º del Decreto Nº 2162 del 28 de octubre de 2002, por el siguiente texto:

"El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, será el tenedor de las acciones de propiedad del ESTADO NACIONAL y ejercerá los derechos societarios correspondientes."

Art. 2º — Sustitúyese el párrafo quinto del Artículo 3º del Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992, que fuera modificado por el Artículo 1º del Decreto Nº 2162 del 28 de octubre de 2002, por el siguiente texto:

"El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios será Presidente del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y su Vicepresidente será un Director que se designará en Asamblea General de Accionistas con el voto favorable del titular de las Acciones Clase "A". El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios podrá delegar en la persona que designe a tal efecto, el ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)."

Art. 3º — Instrúyese al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, que por el presente se constituye en tenedor de las acciones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) Clase "A" de propiedad del ESTADO NACIONAL, para que en ejercicio de los derechos societarios correspondientes promueva los actos societarios necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el presente acto.

Art. 4º — Facúltase al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a dictar las normas aclaratorias y complementarias a que dé lugar la aplicación de lo dispuesto en el presente acto.

Art. 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Alberto A. Fernández. — Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 938/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.199, del 19/07/2007

Citas Legales: Ley 13.064; Ley 24.441; Ley 19.550 (t.o. 1984); Ley 24.156; Ley 25.943; Dec. 1142/2003; Dec. 1692/2004

Instrúyese al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su carácter de accionista mayoritario de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), a adoptar los recaudos necesarios en la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad “Llave en Mano” de CINCO (5) Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de MIL QUINIENTOS MEGAWATTS (1.500 MW), para que la citada Sociedad se ajuste a las normas, procedimientos y controles previstos en la Ley N° 13.064. Una vez obtenidos los recursos mencio- nados en los artículos siguientes dicho Ministerio preverá las decisiones societarias necesarias en el ámbito de su competencia.

Bs. As., 18/07/2007

VISTO el Expediente N° S01:0260578/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que resulta necesario continuar con la implementación de medidas que permitan, a través de la construcción de infraestructura energética, incrementar la oferta eléctrica a fin de satisfacer con ello el aumento de la demanda de energía producto de la sostenida recuperación que experimenta la actividad económica del país.

Que en tal sentido la construcción de CINCO (5) Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de MIL QUINIENTOS MEGAWATTS (1.500 MW) en distintos lugares del país, junto a las demás soluciones pertinentes que el Gobierno Nacional se encuentra adoptando en el marco del “PLAN NACIONAL DE ENERGIA 2004- 2008”, permitirá dotar a la economía doméstica de energía necesaria para continuar creciendo.

Que mediante el Artículo 1° de la Ley N° 25.943 se creó ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) bajo el régimen del Capítulo II, Sección V, de la Ley N° 19.550 (t.o. 1984) y sus modificatorias.

Que el Decreto N° 1692 de fecha 1 de diciembre de 2004 aprobó el estatuto social de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), estableciéndose entre las actividades previstas por su objeto social, que la Sociedad podrá por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica, pudiendo realizar actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos y desarrollar cualquiera de las actividades previstas en su objeto, tanto en el país como en el extranjero.

Que a fin de fortalecer y garantizar la oferta de energía eléctrica en el mercado interno y en el marco de la política energética encarada por el ESTADO NACIONAL, se considera conveniente otorgar a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) la tarea y responsabilidad de llevar adelante la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad “Llave en Mano” de CINCO (5) Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de MIL QUINIENTOS MEGAWATTS (1.500 MW).

Que dado lo expuesto precedentemente, resulta necesario instruir al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su carácter de accionista mayoritario de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) y en resguardo del principio de transparencia, a adoptar los recaudos necesarios en la contratación de CINCO (5) Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de MIL QUINIENTOS MEGAWATTS (1500 MW), para que la citada Sociedad se ajuste a las normas, procedimientos y controles de la Ley N° 13.064.

Que el Jefe de Gabinete de Ministros se encuentra facultado mediante el Artículo 37 de la Ley N° 24.156 a disponer de las reestructuraciones presupuestarias que considere necesarias dentro del total aprobado por cada Ley de Presupuesto, quedando comprendidas las modificaciones que involucren gastos corrientes, gastos de capital, aplicaciones financieras y distribución de las finalidades.

Que asimismo, deberá preverse el financiamiento de la adquisición en el proceso de formulación del Presupuesto de la Administración Nacional para el período 2008-2010, actualmente en elaboración.

Que resulta primordial realizar operaciones de crédito público a fin de contar con medios de financiamiento, que permitan la realización de inversiones destinadas a casos de evidente necesidad nacional.

Que corresponde instruir al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para que una vez obtenidos los recursos mencionados precedentemente, en su carácter de accionista mayoritario de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), prevea las decisiones societarias necesarias en el ámbito de su competencia.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, conforme al Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003, ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el Artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

ARTICULO 1°.- Instrúyese al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su carácter de accionista mayoritario de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), a adoptar los recaudos necesarios en la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad “Llave en Mano” de CINCO (5) Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de MIL QUINIENTOS MEGAWATTS (1.500 MW), para que la citada Sociedad se ajuste a las normas, procedimientos y controles previstos en la Ley N° 13.064. Una vez obtenidos los recursos mencionados en los artículos siguientes dicho Ministerio preverá las decisiones societarias necesarias en el ámbito de su competencia.

ARTICULO 2°.- Instrúyese al Jefe de Gabinete de Ministros, para que en uso de sus facultades, efectúe las reestructuraciones presupuestarias que fueren necesarias a los efectos de asignar los créditos correspondientes al financiamiento de la contratación prevista en el artículo precedente.

ARTICULO 3°.- Instrúyese al Jefe de Gabinete de Ministros y al MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION a adoptar las medidas necesarias que en materia de crédito público correspondan, conforme a lo establecido en la Ley N° 24.156, a fin de garantizar el financiamiento integral para el cumplimiento de la presente medida.

ARTICULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ARTICULO 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Alberto A. Fernández. — Miguel G. Peirano - Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 660/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.387, del 18/04/2008

Citas Legales: Res. MPFIPyS 185/04; Res. MPFIPyS 608/05; Ley 24.076; Ley 25.924; Dec.2457/92; Dec 2458/92; Dec. 180/04; Dec. 906/04; Dec 465/05.

Ratifícase la Carta de Intención suscripta el día 5 de abril de 2006, entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la Secretaría de Energía, Nación Fideicomisos Sociedad Anónima, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), Transportadora Gas del Norte Sociedad Anónima (TGN), Transportadora Gas del Sur Sociedad Anónima (TGS) y los adjudicatarios originales y Cesionarios financistas de los Concursos Abiertos TGN Nª 01/05 y TGN Nº 02/05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras.

Bs. As., 17/4/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0102289/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 se creó el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de Gas cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión en el marco del Artículo 2º de la Ley Nº 24.076, especialmente de conformidad con lo dispuesto por el Inciso b) de ese Artículo.

Que de conformidad con lo estipulado en los artículos 1º y 2º de dicho cuerpo normativo, se dictó la Resolución Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, que contiene los principios técnicos legales para realizar ampliaciones en los sistemas de transporte y distribución de gas, financiados a través de fideicomisos financieros y/o de administración.

Que por Decreto Nº 465 de fecha 6 de mayo de 2005, el PODER EJECUTIVO NACIONAL instruyó al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que elabore un PLAN DE ACCION PARA LA AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA EL AÑO 2006.

Que por el citado Decreto se instruyó al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA y en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, organice las ampliaciones del sistema de transporte para el año 2006, y elabore a través del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las bases de los concursos abiertos para la ampliación de capacidad de cada uno de los sistemas cuya ampliación se disponga.

Que mediante Resolución Nº 608 de fecha 17 de junio de 2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se aprobó el PLAN DE ACCION PARA LA AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL 2006.

Que en virtud de ello, con fecha 5 de abril de 2006, se suscribió una CARTA INTENCION entre el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la SECRETARIA DE ENERGIA, NACION FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANONIMA, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE SOCIEDAD ANONIMA (TGN), TRANSPORTADORA GAS DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA (TGS) y los ADJUDICATARIOS originales y CESIONARIOS financistas de los Concursos Abiertos TGN Nº 01/05 y TGS Nº 02/ 05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras.

Que dicha CARTA DE INTENCION precisa los compromisos recíprocos de las partes firmantes orientados para concretar el objetivo trazado.

Que la Cláusula Duodécima de dicha CARTA DE INTENCION previó que la misma fuera ratificada por Decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que todo lo señalado precedentemente fundamenta el dictado de la presente medida.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades otorgadas por el Artículo 99 Inciso 1 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º — Ratifícase la CARTA DE INTENCION suscripta el día 5 de abril de 2006, entre el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la SECRETARIA DE ENERGIA, NACION FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANONIMA, COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE SOCIEDAD ANONIMA (TGN), TRANSPORTADORA GAS DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA (TGS) y los ADJUDICATARIOS originales y CESIONARIOS financistas de los Concursos Abiertos TGN Nº 01/05 y TGN Nº 02/05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras, que como ANEXO I, en copia autenticada forma parte del presente decreto.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Alberto A. Fernández. — Julio M. De Vido.

ANEXO I

CARTA INTENCION

EN EL MARCO DEL PROGRAMA GLOBAL PARA LA EMISION DE VALORES REPRESENTATIVOS DE DEUDA Y/O CERTIFICADOS DE PARTICIPACION "FIDEICOMISOS DE GAS"

MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESOLUCION MPFIPyS Nº 185/04

entre

MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

y

SECRETARIA DE ENERGIA

y

NACION FIDEICOMISOS S.A.

y

CAMMESA

y

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

y

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

y

ADJUDICATARIOS originales y CESIONARIOS financistas de los Concursos

Abiertos TGN Nº 01/05 y TGS Nº 02/05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras

Abril de 2006

La presente Carta Intención (la "CARTA INTENCION") se celebra bajo el Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación para los Fideicomisos de Gas, constituido en el ámbito del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios en los términos de la Resolución MPFIPyS Nº 185/2004 (en adelante, el "Programa"), en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, a los 5 días del mes de abril de 2006 entre;

1. EL MINISTERIO de PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, representado en este acto por el Señor Ministro Arq. Julio Miguel DE VIDO en virtud de las facultades conferidas según

Decreto Nº 180/2004 (en adelante, el "MINISTERIO DE PLANIFICACION"), en ejercicio de las facultades que le han sido conferidas y dentro de la órbita de su competencia, constituyendo domicilio en H. Irigoyen 250, Piso 11º, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y;

2. La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION, representada en este acto por el Señor Secretario de Energía, Ing. Daniel Omar CAMERON, constituyendo domicilio en Paseo Colón 171, Piso 8º de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (en adelante la "SECRETARIA" o el "Organizador");

3. NACION FIDEICOMISOS S.A., (en adelante, "NACION FIDEICOMISOS" o el "Fiduciario") representado en este acto por el Señor Marcelo Quevedo Carrillo; en su carácter de Presidente, constituyendo domicilio en 25 de Mayo 195, 3er. Piso, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires;

4. COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) representada en este acto por el Ing. Luis Alberto BEURET, en su carácter de Vicepresidente y el Ing. Julio Armando BRAGULAT en su carácter de Sub Gerente General, constituyendo domicilio en Avda. Madero 942 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

5. TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina, como Licenciataria del Servicio Público de transporte de gas natural (Decreto Nº 2457/92, sus concordantes y modificatorias); representada en este acto por los Dres. Alejandra NÍCOLI y Daniel RIDELENER; constituyendo domicilio en Don Bosco 3672, Piso 4º de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, (en adelante "TGN" o el "Fiduciante");

6. TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A., una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina, como Licenciataria del Servicio Público de transporte de gas natural (Decreto Nº 2458/92, sus concordantes y modificatorias); representada en este acto por su Director General, Ing. Pablo FERRERO y por su Director Comercial Cont. Jorge GARCIA; constituyendo domicilio en Don Bosco 3672, Piso 7º de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, (en adelante, "TGS"o el "Fiduciante");

7. Adjudicatarios originales y Cesionarios financistas de capacidad de transporte de los Concursos Abiertos TGN Nº 01/05 y TGS Nº 02/05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras en los términos previstos en el punto 4.3.1 acápites a) —en sus distintas variantes— y b) del Pliego de Bases y Condiciones de los mencionados concursos y sus correspondientes modificaciones y/o aclaraciones, cuyo detalle se indica en el ANEXO I a la presente.

Por otra parte suscribirán la presente, notificándose de su contenido con relación a las cuestiones que resultan de su competencia las siguientes Autoridades:

(i) La SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION, representada en este acto por el Señor Secretario de Obras Públicas, Ing. José Francisco LÓPEZ, constituyendo domicilio en H. Irigoyen 250, Piso 11º de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y;

(ii) El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (en adelante el "ENARGAS"), representado en este acto por el Contador Fulvio Mario MADARO en su carácter de Presidente, constituyendo domicilio en Suipacha 636, Piso 10º de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

CONSIDERACIONES PRELIMINARES:

1. Que como resultado de la necesidad de encontrar una alternativa que garantice el abastecimiento de gas natural en la República Argentina, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha impulsado, a través del MINISTERIO DE PLANIFICACION, la adopción de un número de medidas de política energética tendientes a satisfacer las necesidades de suministro de gas natural al mercado local.

2. Que por Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 el PODER EJECUTIVO NACIONAL creó el Fondo Fiduciario para atender inversiones en Transporte y Distribución de Gas cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras para la expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2º inciso b) de la Ley Nº 24.076.

3. Que de conformidad con lo estipulado en los Artículos 1º y 2º de dicho cuerpo normativo, se dictó la Resolución MPFIPyS Nº 185/2004, que contiene los principios técnico-legales para realizar ampliaciones en los sistemas de transporte y distribución de gas, financiados a través de fideicomisos financieros y/o de administración.

4. Que mediante Decreto Nº 465 del 6 de mayo de 2005 el PEN instruyó al MINISTERIO DE PLANIFICACION para que elabore un PLAN DE ACCION PARA LA AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA EL AÑO 2006 y al CONSEJO CONSULTIVO DE INVERSIONES DE LOS FONDOS FIDUCIARIOS DEL ESTADO NACIONAL creado por Decreto Nº 906 de fecha 20 de julio de 2004, para que invierta disponibilidades líquidas de los fondos fiduciarios del Estado Nacional en los

instrumentos financieros que emitan los Fondos Fiduciarios que organice la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para concretar las ampliaciones de transporte de gas previstas en dicho decreto.

Que asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA; como Organizador de los Fideicomisos de Gas, requerirá al CONSEJO CONSULTIVO DE INVERSIONES DE LOS FONDOS FIDUCIARIOS DEL ESTADO NACIONAL, creado por Decreto Nº 906, el aporte de financiamiento transitorio necesario para cada fideicomiso.

6. Que, asimismo, mediante el Decreto Nº 465 el PEN instruyó a los Directores representantes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS en el Directorio de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) y a los Directores representantes de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA, Y SERVICIOS en el Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) a promover la participación de dichas sociedades, en caso de resultar necesario, en la financiación de la ampliación de la Capacidad de Transporte prevista en dicho Decreto.

7. Que por dicho decreto también se estableció que, conforme las decisiones que adopten el MINISTERIO DE PLANIFICACION o la SECRETARIA DE ENERGIA, se pondrán a disposición de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) o la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA), los fondos necesarios para que dichas empresas, según corresponda, puedan participar en el financiamiento de las obras de expansión de transporte.

8. Que en el marco de la normativa citada y en respuesta a la Nota SSC Nº 903 del 10 de Junio de 2005, el ENARGAS mediante NOTA Nº 4468 del 14 de Julio de 2005 elevó a la SECRETARIA DE ENERGIA copia del informe técnico GDyE/GT 81/05 en el cual el organismo evaluó las alternativas técnicas para ampliar la capacidad de transporte de TGN y TGS y el flujo de fondos requerido para hacer frente a cada una de las alternativas propuestas.

9. Que mediante Resolución MPFIPyS Nº 608 del 17 de Junio de 2005 se aprobó el PLAN DE ACCION PARA LA AMPLIACION DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE PARA EL AÑO 2006.

10. Que mediante NOTA ENARGAS Nº 5081 del 3 de agosto de 2005 se notifica las licenciatarias del sistema de transporte de gas natural para que presenten los pliegos de bases y condiciones para el llamado a sendos concursos abiertos de capacidad bajo las condiciones establecidas en la NOTA SE Nº 950 del 25 de julio de 2005.

11. Que posteriormente y en los términos de las Bases aprobadas por el ENARGAS mediante Nota ENRG/GDyE/GAL/D N°6495 del 27 de Septiembre de 2005, TGS y TGN convocaron a los Concursos Abiertos Nros. TGN 01/05 y TGS 02/05 resultando adjudicadas, prima facie, las ofertas que contaban con el financiamiento previsto en las alternativas a) y/o b) del Punto 4.3.1. de los mencionados pliegos.

12. Que siendo intención del Estado Nacional no dilatar el comienzo de las obras de ampliación de capacidad de transporte firme para cada Sistema de Transporte previstas para el año 2006 (en adelante, Primera Etapa de las Obras), resulta necesario arbitrar los medios para posibilitar el inicio de la gestión de compra de materiales y equipos críticos para viabilizar la ejecución de la Primera Etapa de las Obras en el menor tiempo posible.

13. En dicha línea CAMMESA ha manifestado su intención de efectuar adelantos de fondos que permitan garantizar los anticipos necesarios para la colocación de las correspondientes órdenes de compra de los materiales y equipos que serán destinadas a la ejecución de la parte de la Primera Etapa de las Obras, asociada a la prestación del servicio de transporte firme adjudicado a CAMMESA.

14. Que al encontrarse pendiente la constitución de los fideicomisos financieros de gas para TGS y TGN, respectivamente, resulta indispensable que CAMMESA arbitre los medios necesarios, a través de NACION FIDEICOMISOS, en su rol de Fiduciario, para posibilitar el inicio de la gestión de compra de materiales y equipos críticos para viabilizar la ejecución de la parte de la Primera Etapa de las Obras asociada a la prestación del servicio de transporte firme adjudicado a CAMMESA en el menor tiempo posible.

15. Que asimismo y con idéntico fin, los adjudicatarios de la capacidad de transporte firme que ofrecieron prepagar el servicio de transporte firme o prefinanciar las obras de ampliación asociadas a su requerimiento, vienen a manifestar su compromiso de efectuar los aportes de fondos que oportunamente le sean requeridos y/o seleccionar a los proveedores de bienes y/o servicios asociados a la parte de la obra física de las ampliaciones equivalente al monto de su aporte al momento en que le sea requerido; garantizando oportunamente el efectivo cumplimiento de sus respectivos compromisos.

16. Que resulta de suma prioridad la suscripción de la presente CARTA INTENCION, así como también la constitución de los instrumentos necesarios para ejecutar las obras de la Ampliación.

En consecuencia de lo expuesto, las Partes convienen celebrar la presente CARTA INTENCION, sujeta a las siguientes cláusulas y condiciones:

PRIMERA: En el marco del Decreto Nº 465/05 CAMMESA, efectuará un aporte financiero que permita garantizar la colocación de las Ordenes de compra correspondientes a servicios, materiales y equipos críticos para la realización de la parte de la Primera Etapa de las Obras asociadas a la prestación del servicio de transporte firme que finalmente le sea adjudicado.

SEGUNDA: Los adjudicatarios de la capacidad de transporte que se indican en ANEXO I a la presente, ratifican los términos de las ofertas irrevocables presentadas en oportunidad de la apertura de los Concursos TGN 01/2005 y TGS 02/2005 —30 de Noviembre de 2005— y del Mejoramiento de las Ofertas —27 de Febrero de 2006— en los términos y condiciones de los Pliegos de Bases y Condiciones de dichos concursos, como así también su compromiso: a) de efectuar los aportes de fondos correspondientes a la alternativa de financiación elegida en la oportunidad en que les sean requeridos por NACION FIDEICOMISOS en su calidad de Fiduciario de los pertinentes Fideicomisos de Administración y Financieros que se instrumenten en el futuro; y/o b) seleccionar a los proveedores de bienes y/o servicios asociados a la parte de la obra física de la ampliación equivalente al monto de su aporte al momento en que les sea requerido y/o; c) hacer ejecutar y poner a disposición de los respectivos fideicomisos financieros, para ser oportunamente habilitadas, las obras a que hace referencia el inciso ii) de la Cláusula Séptima y; d) constituir oportunamente las garantías que les sean requeridas. Las fechas de los requerimientos de desembolsos y/o de los suministros de bienes y/o servicios tendrán directa relación con las necesidades de la etapa de la obra para la cual cada uno de los adjudicatarios hubiera sido adjudicado.

TERCERA: Las obras a ejecutar en la Primera Etapa de las Obras en los sistemas de transporte de Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A., cuyo detalle preliminar resumido se adjunta como Anexo II de la presente, posibilitarán incorporar una capacidad de transporte firme adicional del orden de 7.250.000 m3/día (en el Sistema de TGS, en el orden de 3.260.000 m3/ d y en el Sistema de TGN, en el orden de 3.990.000 m3/d) y serán complementadas en etapas sucesivas hasta alcanzar una oferta adicional total del orden de 20.000.000 m3/día (en el Sistema de TGS, en el orden de 6.500.000 m3/d y en el Sistema de TGN, en el orden de 13.800.000 m3/d).

CUARTA: Las obras a ejecutar en la Primera Etapa de las Obras indicadas en la Cláusula Tercera podrán verse incrementadas en función de las posibilidades de ejecución física de un mayor volumen de obra y la obtención en tiempo y forma de los recursos materiales y/o financieros necesarios para el logro de dicho fin.

QUINTA: TGN y TGS (en adelante denominadas conjuntamente "las Transportistas"), cada una en el ámbito de sus respectivos Sistemas de Transporte, se comprometen a presentar ante el ENARGAS, en un plazo de 30 (treinta) días contados a partir de la fecha de suscripción de la presente Carta Intención, los proyectos de obra hasta los puntos de entrega de los sistemas de transporte que permitan la prestación del servicio de transporte firme a: (i) los Oferentes de sendos Concursos Abiertos, validados por el ENARGAS en la Prioridad 1 según obra en las Notas ENRG/GDyE/GAL/D Nº 1464 y Nº 1466 y; (ii) los adjudicatarios identificados en el ANEXO I a la presente (los "Proyectos de Obra"). Dentro de los 30 (treinta) días corridos contados desde su presentación por parte de cada Transportista, el Organizador, previa intervención y recomendación del ENARGAS, aprobará dichos proyectos de Obra.

SEXTA: Dentro de los 30 (treinta) días corridos de: (i) haber sido aprobado por el Organizador cada Proyecto de Obra de ampliación para cada Sistema de Transporte y de; (ii) haber sido definida por el Organizador y el Fiduciario, la estructura financiamiento de las obras y de integración de los fondos comprometidos para cada uno de éstos; el Organizador, los Fiduciantes y el Fiduciario, celebrarán todos los acuerdos necesarios y pertinentes para la constitución de cada uno de los fideicomisos financieros de gas, en el marco de lo dispuesto por el Decreto N° 180/04, la Resolución MPFIPyS Nº 185/04, sus normas modificatorias y complementarias.

SEPTIMA: Una vez emitida la aprobación de cada Proyecto de Obra por el Organizador, TGN y TGS deberán presentar ante ENARGAS una propuesta para asignar, respecto de cada Etapa que integre el Proyecto de Obra y a cada adjudicatario de capacidad incremental que hubiera ejercido la opción prevista en el Punto 4.3.2. de las Bases de cada Concurso Abierto: (i) los materiales y/o servicios cuyo valor sea equivalente al valor de la parte de la obra de ampliación necesaria para la prestación del servicio de transporte firme incremental que se le hubiera adjudicado y/o; (ii) la identificación de cada uno de los tramos de los Sistemas de Transporte en los que deberá ejecutar obras y/o prestar servicios y/o proveer materiales y; (iii) el cronograma asociado a la asignación correspondiente y; (iv) cualquier otro requisito o detalle que las Transportistas consideren necesario (la propuesta de la Transportista").

El ENARGAS deberá revisar y oportunamente aprobar la Propuesta de la Transportista.

OCTAVA: Para el caso que TGN o TGS, cada una en su respectivo Sistema de Transporte, no realizaran el aporte del valor de negocio de sus respectivos proyectos de ampliación, no tendrán derecho alguno a

percibir la porción de tarifa por transporte firme que recupera y remunera el valor de la inversión correspondiente. Los contratos de constitución de cada fideicomiso financiero contemplarán el régimen de propiedad.

NOVENA: Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del SUR S.A., cada una de ellas en el ámbito de sus respectivos Sistemas de Transporte, serán las responsables del gerenciamiento de las obras que integrarán cada Proyecto de Obra a ejecutarse en cada Sistema de Transporte. A tales efectos, en idéntico plazo al indicado en la Cláusula QUINTA, TGN y TGS suscribirán sus respectivos Contratos de Gerenciamiento.

Los CONTRATOS DE GERENCIAMIENTO no incluirán las gestiones de contratación de los bienes y/o servicios que fueran provistos por los adjudicatarios de capacidad incremental que hubieran optado por seleccionar a sus proveedores de bienes y/o servicios y/o de ejecución de las obras correspondientes, dentro de su alternativa de financiamiento, bajo los respectivos Concursos Abiertos.

DECIMA: El ENARGAS tendrá a su cargo la auditoría de las expansiones de capacidad de transporte de los Concursos Abiertos Nros. TGN 01/05 y TGS 02/05.

UNDECIMA: NACION FIDEICOMISOS se compromete a realizar sus mayores esfuerzos para conseguir inversiones que actúen como crédito puente por un monto equivalente al valor total del recupero anticipado del Impuesto al Valor Agregado, en los términos de la Ley Nº 25.924, asociado al costo de cada uno de los Proyectos de Obra. Dichas inversiones deberán integrarse en el momento en que las obras sean acogidas dentro del régimen de la precitada Ley 25.924 y serán amortizadas el día hábil siguiente al del efectivo desembolso de los montos recuperados, por parte de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

DUODECIMA: La presente CARTA INTENCION será ratificada por Decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

En prueba de conformidad, se firman 28 (veintiocho) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en el lugar y fecha indicados en el acápite.

MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

SECRETARIA DE ENERGIA

NACION FIDECOMISOS S.A.

SECRETARIA DE OBRAS PÚBLICAS

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

ADJUDICATARIOS originales y CESIONARIOS financistas de los Concursos Abiertos TGN N° 01/05 y TGS 02/05 que ofrecieron prepagar o prefinanciar las obras:

PETROQUIMICA RIO III

ENERGIA Y SOLUCIONES

GAS MERIDIONAL

CENTRAL TERMICA GÜEMES

LIDER GAS

ALUAR S.A.

RICOLTEX

SIDERCA S.A.I.C.

CITRUSVIL

REFINERIA DEL CENTRO

CERVECERIA Y MALTERIA QUILMES

PAPELERA ENTRE RIOS S.A.

ENERGY CONSULTING SERVICES S.A.

CERAMICA CTIBOR S.A.

MANUFACTURA DE FIBRAS SINTETICAS S.A.

AES PARANA

RAFAEL ALBANESI S.A.

EMGASUD S.A.

ENERSUD ENERGY S.A.

PORTA HNOS. S.A.

ANEXO I

ANEXO 1-A

TGN – ADJUDICATARIOS EXPANSION 2006-2008

ANEXO 1-B

TGS – ADJUDICATARIOS EXPANSION 2006-2008

DECRETO PEN N° 2067/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.545, del 03/12/2008

Citas Legales: Ley Nº 25.561, Ley Nº 24.076, Ley Nº 24.065, Ley Nº 26.095

Créase el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales.

Bs. As., 27/11/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0498535/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo establecido en las Leyes Nros. 25.561 sus modificatorias y complementarias, 17.319, 24.076, sus modificatorias, y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.561 se delegaron facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL a los efectos de proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios; de reactivar el funcionamiento de la economía y mejorar el nivel de empleo y de distribución de ingresos con acento en un programa de desarrollo de las economías regionales; de crear condiciones para el crecimiento económico sustentable y compatible con la reestructuración de la deuda pública y de reglar la reestructuración de las obligaciones, en curso de ejecución, afectadas por el nuevo régimen cambiario instituido.

Que el Artículo 9º de la Ley Nº 25.561 autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos de obras y servicios públicos, aclarando que en el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

Que posteriormente el PODER EJECUTIVO NACIONAL actuando dentro del marco de la emergencia pública declarada por la Ley Nº 25.561, dictó diversos actos por los que se establecieron medidas tendientes a reestructurar un conjunto heterogéneo de relaciones de intercambio de la economía doméstica regidas por el derecho público y por el derecho privado.

Que las medidas de emergencia adoptadas hasta la fecha han incidido en los servicios públicos vinculados al abastecimiento de gas natural y de energía eléctrica cuyos segmentos han sido definidos como tales por las Leyes Nº 24.076 y Nº 24.065.

Que en el caso de la industria del gas natural deben distinguirse el conjunto de segmentos y servicios que la integran a los fines de determinar los distintos impactos producidos por la necesidad de satisfacer un razonable abastecimiento, con el objeto de definir y administrar los mecanismos que en cada caso resulta posible implementar.

Que atento al período de tiempo que requiere la decisión y ejecución de las inversiones en el sector, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha adoptado decisiones que evitaron posibles situaciones de insuficiencia de suministro, que pudieran haber condicionado no sólo las prestaciones actuales sino también el crecimiento en la demanda asociado al crecimiento de la economía.

Que entre otras de las decisiones adoptadas, se ha ampliado mediante los mecanismos instrumentados por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y la Ley Nº 26.095 la capacidad de transporte de gas natural de los sistemas norte y sur del país en las dimensiones requeridas por la demanda interna.

Que sin perjuicio de las acciones llevadas adelante por distintas áreas del PODER EJECUTIVO NACIONAL tendientes a satisfacer la demanda y lograr optimizar la prestación del servicio de gas natural a los usuarios, resulta necesario establecer un marco para aquellas situaciones de posible insuficiencia de gas generadas por la falta de inversión suficiente en el sector de producción.

Que la suficiencia de gas que se pretende alcanzar es aquella que tiene su correlato en la capacidad de transporte ampliada, así como también en acompañar el aumento de la capacidad que se encuentra en curso de ejecución.

Que cabe destacar que constituye una obligación para el Estado Nacional asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme los lineamientos previstos en la Ley Nº 17.319 y en la Ley Nº 24.076.

Que es de primordial interés del PODER EJECUTIVO NACIONAL garantizar una adecuada y continua prestación de los servicios públicos a los usuarios del país, así como también propender a la mejora en la calidad permitiendo acompañar de tal modo el crecimiento de la economía nacional.

Que en este sentido las políticas y acciones tendientes a asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado interno constituyen herramientas indispensables para garantizar la prestación del servicio público comprometido.

Que al respecto el Estado Nacional, a través de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), ha tomado una serie de medidas para complementar la inyección de gas natural necesaria para el normal abastecimiento a los usuarios.

Que dichas medidas se concretaron a través de la importación de gas natural realizada por ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA).

Que conforme lo previsto por el artículo 7º de la Ley 17.319 corresponde al PODER EJECUTIVO NACIONAL establecer el régimen de importación de los hidrocarburos y sus derivados.

Que en virtud de las razones y fundamentos expuestos corresponde crear un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar la continuidad del crecimiento económico nacional y la prestación del servicio a todas aquellas industrias que lo demandan.

Que corresponderá al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, reglamentar el alcance, la constitución y el funcionamiento del Fondo Fiduciario que por el presente decreto se crea.

Que el citado Fondo Fiduciario estará integrado por: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se puedan acordar con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales o internacionales; y (iii) a través de otros sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector.

Que corresponde que los cargos para integrar el Fondo Fiduciario, en virtud de la finalidad de los mismos, no constituyan base imponible de ningún tributo de origen nacional con excepción del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Que corresponde al interés general la adopción de políticas eficaces tendientes a asegurar el abastecimiento interno de gas natural, corrigiendo las consecuencias generadas a raíz de la emergencia económica declarada por la Ley 25.561, y con el fin último de viabilizar la continuidad del crecimiento económico del país.

Que en atención a ello, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha creado, a través de la Resolución Nº 24 de fecha 6 de marzo de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, un programa de incentivos a la producción de gas natural denominado "GAS PLUS", dirigido a fomentar las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos.

Que en este sentido los cargos que integren el Fondo Fiduciario estarán supeditados en su vigencia e incidencia a los resultados que se registren en los proyectos de incentivos denominados "GAS PLUS", los que con su producido generarán un aumento de la producción de gas natural, como así también de los niveles de reserva; disminuyendo en contrapartida las importaciones de gas natural.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076 y Nº 25.561 y sus modificatorias, y el Artículo 99 Incisos 1) y 2) de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º — Créase el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las

necesidades nacionales de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias.

Art. 2º — El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector.

Los cargos referidos no constituirán ni se computarán como base imponible de ningún tributo de origen nacional, con excepción del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Art. 3º — El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS reglamentará el alcance, la constitución y el funcionamiento del Fondo Fiduciario creado en el artículo 1º.

Art. 4º — Las importaciones de gas natural a realizarse al amparo del régimen creado por el presente, serán definidas en forma previa por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 5º — En el acto de constitución del Fondo Fiduciario, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS podrá suscribir los acuerdos y/o convenios que estime pertinentes con entidades públicas y/o privadas, teniendo en cuenta para ello el objeto de creación del Fondo, tendiendo a lograr procedimientos de operatoria ágiles, simples, transparentes y de máxima eficiencia en el funcionamiento del mismo.

Art. 6º — Facúltase al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, con la asistencia técnica de la SECRETARIA DE ENERGIA bajo su dependencia y del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), a fijar el valor de los cargos y a ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el pago y/o repago de las importaciones de gas natural.

Art. 7º — El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS podrá exceptuar a las categorías de usuarios que determine del pago de los cargos para el pago y/o repago de las importaciones de gas natural.

Art. 8º — El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el marco de su competencia, podrá autorizar a la UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA de esa Jurisdicción a efectuar controles permanentes sobre los fondos recaudados por los cargos, así como sobre su imputación y aplicación, compatibilizándola con lo prescrito en la Ley 24.156 y sus normas complementarias. En igual sentido podrá requerirse la colaboración de la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION, sin perjuicio de las facultades que le son propias de conformidad a la Ley citada.

Art. 9º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Sergio T. Massa. — Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 562/09

Publicación Boletín Oficial N° 31.657, del 20/05/2009

Citas Legales: Ley Nº 26.190, Ley Nº 25.019

Reglaméntase la Ley N° 26.190 relacionada al Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Bs. As., 15/05/2009

VISTO el Expediente Nº S01:0500384/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que se ha sancionado la Ley Nº 26.190 sobre "REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA".

Que la Ley propende a diversificar la matriz energética nacional favoreciendo el uso de fuentes de energía renovables y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

Que dicha Ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables con destino a la prestación del servicio público y la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad, estableciendo una meta a alcanzar del OCHO POR CIENTO (8%) en la participación de las fuentes de energía renovables en el consumo eléctrico nacional en un plazo de DIEZ (10) años, habiéndose definido un conjunto de beneficios impositivos aplicables a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, así como la remuneración a pagar por cada kilovatio hora efectivamente generado por las diferentes fuentes ofertadas que vuelque su energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o estén destinadas a la prestación de servicio público.

Que las inversiones en producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el Territorio Nacional, alcanzarán tanto a las nuevas plantas de generación, como a las ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, en tanto conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA en coordinación con las provincias por intermedio del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), deberá instrumentar y normar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES, en base a los recursos y con el destino establecido por el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, con las modificaciones introducidas por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190.

Que el citado CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, será el administrador del FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de las atribuciones conferidas por el Inciso 2, del Artículo 99 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º — Apruébase la reglamentación de la Ley Nº 26.190 sobre "REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL, PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADAS A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA", que como ANEXO forma parte integrante del presente decreto.

Art. 2º — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 3º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Sergio T. Massa. — Carlos R. Fernández. — Julio M. De Vido.

ANEXO

REGLAMENTACION DEL REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADAS A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 1º.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, fomentarán el desarrollo de emprendimientos para la producción de energía eléctrica en base a fuentes de energía renovables con destino a la prestación del servicio público de electricidad, la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad.

Alcance

ARTICULO 2º.- Para el cálculo del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional a que hace referencia el Artículo 2º de la Ley Nº 26.190, se tomará como base el "Informe del Sector Eléctrico" que publica anualmente la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al año inmediatamente anterior al del cálculo. En caso de que este documento dejara de publicarse, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, deberá decidir cómo resolver su reemplazo para garantizar la disponibilidad de la información necesaria. Se deberá incluir en el cómputo la producción de las fuentes de energía renovables a la fecha de promulgación de la Ley Nº 26.190.

El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el ámbito de sus competencias, podrá adoptar las medidas conducentes a efectos de alcanzar el objetivo previsto por el Artículo 2º de la Ley 26.190.

Ámbito de Aplicación

ARTICULO 3º.- La Ley Nº 26.190 es de aplicación a todas las inversiones en producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean éstas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados -según la normativa que al respecto dicte oportunamente el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA de conformidad con los lineamientos del PROGRAMA FEDERAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES a desarrollarse con las jurisdicciones provinciales a través del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, -incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica, a partir de las fuentes renovables que se definen en el Inciso a) del Artículo 4º de la Ley Nº 26.190.

ARTICULO 4º.- Sin reglamentar.

Autoridad de Aplicación

ARTICULO 5º.- Será Autoridad de Aplicación de la Ley Nº 26.190 el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, conforme lo establece la Ley de Ministerios Nº 22.520 (t.o. Decreto Nº 438/92), excepto en las cuestiones de índole tributaria o fiscal respecto de las cuales cumplirá el rol de Autoridad de Aplicación el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, que a los efectos de la aplicación de la ley que se reglamenta, tendrá las siguientes funciones:

a) Dictará las reglamentaciones técnicas de orden fiscal y/o tributario.

b) Determinará el monto máximo a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar beneficios promocionales.

c) Aplicará sanciones específicas referidas a incumplimientos de índole tributaria fiscal, por parte de los sujetos beneficiados por este régimen.

d) En función del listado remitido por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, IN- VERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA sobre la aprobación de proyectos y su orden de prioridad, efectuará la asignación de los cupos fiscales correspondientes a cada proyecto.

e) El MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS será el encargado de previsionar el cupo anual de beneficios promocionales previstos en la Ley Nº 26.190 y gestionará su inclusión en la Ley de

Presupuesto del año fiscal siguiente, sobre la base de la propuesta que al respecto deberá efectuar el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Políticas

ARTICULO 6º.- Inciso a) El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA coordinará con las jurisdicciones provinciales a través del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, la elaboración del "PROGRAMA FEDERAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES", el que incluirá una Remuneración Adicional según lo establecido en los artículos 13 y 14 de la Ley Nº 26.190 y un Régimen de Inversiones según el artículo 7º que regirá con los alcances y limitaciones previstos en dicha Ley.

Inciso b) El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA definirá las condiciones bajo las cuales llevará a cabo la coordinación de las actividades en el marco de lo dispuesto por la Ley Nº 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Inciso c) Sin reglamentar.

Inciso d) Sin reglamentar.

Inciso e) Sin reglamentar.

Inciso f) El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA definirá las condiciones bajo las cuales se desarrollarán los programas de capacitación y formación de recursos humanos, en todos los campos de aplicación de las energías renovables.

Régimen de inversiones

ARTICULO 7º.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, en coordinación con las provincias, por intermedio del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, deberá definir parámetros que permitan seleccionar, aprobar y merituar proyectos de inversión en obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

A efectos de ejercer lo establecido en el párrafo precedente, deberán tenerse especialmente en cuenta las siguientes pautas:

a) Creación de empleo.

b) Minimización del impacto ambiental.

c) Integración de la obra con bienes de capital de origen nacional. Podrá autorizarse la integración parcial con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.

d) La energía eléctrica a generarse se destine al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicio público.

Dado que el cupo anual para los beneficios promocionales emergentes de este Régimen de Inversiones será limitado, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA deberá establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan obtenido esta aprobación, a fin de informar al MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en su carácter de Autoridad de Aplicación en materia tributaria o fiscal.

En caso que la sumatoria de los proyectos aprobados por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA excediera el cupo previamente definido por el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS dicho orden de mérito deberá ser tenido en cuenta, dando prioridad a los mejor calificados.

Tanto a los efectos de la remuneración adicional como del Régimen de Inversiones, se considerará obra nueva —según lo establecido en el Artículo 3º del presente Decreto Reglamentario —, para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, a los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que la integren y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables que se definen en el inciso a) del Artículo 4º de la Ley Nº 26.190.

Beneficiarios

ARTICULO 8º.- 8.1.- Serán beneficiarios del Régimen de Inversiones las personas físicas domiciliadas en la REPUBLICA ARGENTINA y/o las personas jurídicas constituidas en la REPUBLICA ARGENTINA que sean:

a) Titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el Artículo 8º de la Ley Nº 26.190 que haya sido aprobado por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, quien deberá previamente verificar que la energía eléctrica a generar por la fuente renovable de que se trate se encuentre dentro del porcentaje de contribución que establece el Artículo 2º de la Ley Nº 26.190.

b) El titular del proyecto de inversión a que hace referencia el inciso precedente deberá ser titular de una concesión y/o autorización para generar energía eléctrica en los términos de la Ley Nº 24.065, o en los casos en que correspondiere, de lo establecido por las legislaciones y normativas provinciales y/o municipales. El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA podrá contemplar la inclusión de otras figuras legales siempre que ellas impliquen la responsabilidad del titular de la inversión por su construcción, operación y mantenimiento.

c) La energía eléctrica a generar por el proyecto de inversión a que se hace referencia en los incisos precedentes, deberá estar destinada al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o a la prestación del servicio público de electricidad.

8.2.- Requisitos. Los peticionarios, al presentar su proyecto de inversión en fuentes renovables deberán acreditar fehacientemente ante el CONSEJO FEDERAL DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS los siguientes requisitos:

a) Datos de identificación de las personas físicas y/o jurídicas solicitantes y, en su caso acto constitutivo y Estatuto Social debidamente inscripto en los registros que correspondan.

b) Presentación de Balance y Estados Contables del último ejercicio cerrado.

c) Cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud.

d) Proyecto de inversión. Los peticionarios deberán cumplir con los requisitos e incluir la documentación legal, técnica, ambiental y económica que exigirán tanto el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, como el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en su carácter de Autoridad de Aplicación en materia tributaria o fiscal en los términos de lo dispuesto en la Reglamentación del Artículo 7º de la Ley Nº 26.190.

e) Informes de evaluación de factibilidad técnica y económica del proyecto, destacando la integración de bienes de capital de origen nacional que componen el proyecto.

f) Definición del beneficio fiscal solicitado y su cuantificación detallada.

g) Acreditación de la generación de puestos genuinos de trabajo, conforme la legislación laboral vigente en cada rubro de actividad.

h) Comprobante y/o declaración jurada de desistimiento de las acciones y derechos a que se refiere la parte final del tercer párrafo del Artículo 11 de la Ley Nº 26.190 o, en su defecto, renuncia a la promoción de las acciones judiciales o administrativas respecto de los supuestos que menciona dicha norma, en caso de corresponder.

i) Comprobante y/o declaración jurada de la que surja que los peticionantes no se encuentran comprendidos en ninguna de las situaciones previstas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley Nº 26.190.

8.3.- Procedimiento:

a) Los peticionarios iniciarán su trámite ante el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, con la presentación formal de los requisitos establecidos en el punto 8.2.

b) El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, en base a lo previsto en la Reglamentación del Artículo 7º de la Ley Nº 26.190 realizará la selección, evaluación y aprobación de los proyectos presentados, ad referéndum del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA. Previo a la aprobación definitiva, la citada Secretaría requerirá a los peticionarios la documentación que acredite su condición de titular, permisionario o concesionario de una obra nueva - según lo establecido en el Artículo 3º del presente Decreto Reglamentario, para la producción de energía eléctrica destinada a la prestación del servicio público a partir de fuentes renovables, según corresponda en

los términos de la Ley Nº 24.065, o en los casos en que fuere menester según lo establecido por las legislaciones y normativas provinciales y/o municipales.

e) Con carácter previo a su aprobación definitiva por parte del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, los proyectos serán remitidos incluyendo el orden de mérito al MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en su condición de Autoridad de Aplicación en materia tributaria o fiscal.

d) El MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, evaluará y aprobará la aplicación a estos proyectos del Régimen de Inversiones previsto en el Artículo 7º de la Ley Nº 26.190, pudiendo solicitar, si lo considera necesario, documentación adicional a los peticionarios. En caso de que se exceda el cupo presupuestario anual previsto para estos beneficios tributarios, se tendrá en cuenta el orden de mérito efectuado por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Beneficios Promocionales

ARTICULO 9º.- A los efectos del Artículo 9º de la Ley Nº 26.190, se establecen las siguientes disposiciones:

a) De conformidad a lo establecido en el inciso 1) del Artículo 9º de la Ley Nº 26.190, los sujetos titulares de proyectos aprobados en el marco de las disposiciones de dicha Ley, podrán obtener la devolución anticipada del IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA), correspondiente a los bienes nuevos amortizables —excepto automóviles — incluidos en el proyecto, o alternativamente practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de los mismos, no pudiendo acceder a los DOS (2) tratamientos por un mismo proyecto.

I. Devolución anticipada del IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA): El IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA) que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen, luego de transcurrido como mínimo TRES (3) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones, le serán acreditados contra otros impuestos a cargo de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, o en su defecto les será devuelto en ambos casos en el plazo estipulado en el acto de aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto establezca la citada ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP).

Dicha acreditación o devolución procederá en la medida en que el importe de las mismas no haya debido ser absorbido por los respectivos débitos fiscales originados por el desarrollo del proyecto.

1. A tales fines se considerarán inversiones realizadas a aquéllas que correspondan a erogaciones de fondos efectuadas a partir de la fecha de aprobación del proyecto, de conformidad a los plazos establecidos en el mismo.

2. Cuando los bienes a los que se refiere el presente punto se adquieran en los términos y condiciones establecidos por la Ley Nº 25.248, los créditos fiscales correspondientes a los cánones y a la opción de compra sólo podrán computarse a los efectos de este régimen luego de haber transcurrido como mínimo TRES (3) períodos fiscales, contados a partir de aquél en que se haya ejercido la citada opción.

3. No podrá realizarse la acreditación prevista en este régimen contra obligaciones derivadas de la responsabilidad sustitutiva o solidaria de los contribuyentes por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención o percepción. Tampoco será aplicable la referida acreditación contra gravámenes con destino exclusivo al financiamiento de fondos con afectación específica.

4. El IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA) correspondiente a las inversiones a que hace referencia el punto 1 se computará contra los débitos fiscales, una vez computados los restantes créditos fiscales relacionados con la actividad gravada.

5. No procederá la acreditación o devolución a que se refiere el presente apartado, según corresponda, cuando al momento de su solicitud los respectivos bienes de capital no integren el patrimonio de los titulares del proyecto.

II. Amortización acelerada del IMPUESTO A LAS GANANCIAS: Los sujetos titulares de proyectos promovidos en el marco de la Ley Nº 26.190 por las inversiones correspondientes a dichos proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y de conformidad a los plazos que allí se establezcan, podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien de acuerdo con las normas previstas en el Artículo 84 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificatorias, o conforme al régimen que se establece a continuación:

1. Para inversiones realizadas durante los primeros DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha de aprobación del proyecto:

1.1. En bienes muebles amortizables —excepto automóviles— adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en TRES (3) cuotas anuales iguales y consecutivas.

1.2. En las obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la estimada.

2. Para las inversiones realizadas durante los segundos DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha de aprobación del proyecto:

2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos —excepto automóviles— elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en CUATRO (4) cuotas anuales iguales y consecutivas.

2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al SESENTA POR CIENTO (60%) de la estimada.

3. Para inversiones realizadas durante los terceros DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha de aprobación del proyecto:

3.1. En bienes muebles amortizables adquiridos —excepto automóviles—, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en CINCO (5) cuotas anuales iguales y consecutivas.

3.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al SETENTA POR CIENTO (70%) de la estimada. Cuando se trate de operaciones que den derecho a la opción prevista en el Artículo 67 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificatorias, la amortización especial establecida en el presente apartado deberá practicarse sobre el costo determinado de acuerdo con lo dispuesto en la citada norma legal. Si la adquisición y la venta se realizaran en ejercicios fiscales diferentes, la amortización eventualmente computada en exceso deberá reintegrarse en el balance impositivo correspondiente a dicha enajenación.

El tratamiento especial previsto en el presente apartado queda sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto de que se trate durante TRES (3) años contados a partir de la fecha de habilitación del bien. De no cumplirse esta condición corresponderá rectificar las declaraciones juradas presentadas e ingresar las diferencias de impuestos resultantes con más sus intereses, salvo en el supuesto previsto en el párrafo siguiente.

No se producirá la caducidad del tratamiento señalado precedentemente en el caso de reemplazo de bienes que hayan gozado de la franquicia, en tanto el monto invertido en la reposición sea igual o mayor al obtenido por su venta.

Cuando el importe de la nueva adquisición fuera menor del obtenido en la venta la proporción de las amortizaciones computadas que en virtud del importe reinvertido no se encuentre alcanzada por el Régimen de Inversión, tendrá el tratamiento indicado en el párrafo anterior.

b) A los fines de lo dispuesto en el inciso 2 del Artículo 9º de la Ley Nº 26.190, los bienes que no integraran la base de imposición del IMPUESTO A LA GANANCIA MINIMA PRESUNTA son los afectados al proyecto promovido e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación.

Sanciones

ARTÍCULO 10.- Aquellos proyectos aprobados por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS a través SECRETARIA DE ENERGIA que no cumplan con los plazos de ejecución que dieron origen a su aprobación, perderán el cupo asignado, salvo que soliciten y obtengan una prórroga de los mismos.

El incumplimiento del resto de los compromisos: técnicos, productivos y comerciales, asumidos en la presentación que dieron origen al beneficio promocional, darán lugar a la pérdida del mismo y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones.

El incumplimiento será resuelto mediante acto fundado por parte del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA y no corresponderá respecto de los sujetos comprendidos, el trámite establecido por el Artículo 16 y siguientes de la Ley Nº 11.683 texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, sino que la determinación de la deuda

quedará ejecutoriada con la simple intimación de pago del impuesto y sus accesorios por la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, sin necesidad de otra sustanciación.

El término de la prescripción para exigir la restitución de los créditos fiscales acreditados o, en su caso, del Impuesto a las Ganancias y del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, ingresado en defecto, con más los intereses y actualizaciones que pudieran corresponder, será de CINCO (5) años contados a partir del 1º de enero del año siguiente a aquel en que haya finalizado el plazo fijado para el cumplimiento de las previsiones del proyecto.

Facúltase a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, a dictar la normativa que resulte necesaria a los efectos de la aplicación de lo dispuesto precedentemente.

ARTICULO 11.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 12.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, en su carácter de Autoridad de Aplicación, deberá definir los parámetros que ponderen la participación de elementos de producción local así como los supuestos que deberán acreditarse cuando no existiere oferta tecnológica competitiva de nivel local.

Complementariedad. Alcances

ARTICULO 13.- a) Todo sujeto que al momento de publicación de la Ley Nº 26.190, fuere titular de los beneficios impositivos derivados de un emprendimiento eólico o solar otorgado en el marco de la Ley Nº 25.019, mantendrá la situación fiscal que se deriva de la aplicación de esta última.

b) Los titulares de emprendimientos eólicos instalados que son beneficiarios de la Remuneración Adicional establecida por el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, mantendrán ese beneficio, con las modificaciones introducidas por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190. La modificación de los montos de dicha Remuneración Adicional que surge del citado artículo, tendrá vigencia a partir de la fecha de promulgación de la Ley Nº 26.190, contabilizándose el plazo de vigencia establecido en el último párrafo del Artículo 14 de dicha ley, a partir de la fecha de la efectiva instalación del emprendimiento.

c) Los titulares de emprendimientos fotovoltaicos instalados que están destinados a la prestación de servicios públicos, serán beneficiarios de la Remuneración Adicional establecida por el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, con las modi- ficaciones introducidas por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190, a partir de la fecha de promulgación de esta última, contabilizándose el plazo de vigencia establecido en el último párrafo del Artículo 14 de dicha ley a partir de la fecha de su efectiva instalación.

d) Todo titular de un emprendimiento eólico o solar nuevo, entendiéndose por tal a aquel cuyo proyecto de inversión se encuentre en trámite de aprobación ante el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, así como aquel que iniciare su tramitación con posterioridad a la promulgación de la Ley Nº 26.190, y que aspire a ser titular de los beneficios impositivos promocionales instaurados para las energías renovables y de la remuneración adicional prevista con el mismo fin, deberán encuadrarse en lo establecido al respecto en la Ley Nº 26.190 y la presente reglamentación.

Fondo Fiduciario de Energías Renovables

ARTICULO 14.- El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, en su condición de administrador del FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES creado por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190 diferenciará en subcuentas los recursos a asignar para el pago de la remuneración adicional a que hacen referencia los incisos I, II, III y IV del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190.

El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, en coordinación con las Provincias por intermedio del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, deberá dictar la normativa que defina criterios técnico - económicos para el cálculo de la Remuneración Adicional que recibirán los proyectos que hubieren obtenido la aprobación de la citada Secretaría, en base a su evaluación del cumplimiento por parte de dicho proyecto de los términos del Artículo 12 de la Ley Nº 26.190 y la presente reglamentación.

A tales efectos se considerarán componentes prioritarios en el mecanismo de cálculo de la Remuneración Adicional, las contribuciones que se detallan a continuación:

a) Contribución a la Sustitución de Combustibles, CINCUENTA POR CIENTO (50%).

b) Contribución por la participación de la industria nacional y oportunidades, de creación de empleo, CUARENTA POR CIENTO (40%).

c) Contribución por la rápida puesta en marcha de los proyectos, DIEZ POR CIENTO (10%).

Entiéndense comprendidos en la Remuneración Adicional establecida en los incisos I, III y IV del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190, los siguientes casos:

a) Todo generador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que sea agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) Todo autogenerador, agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), titular de una instalación de energía renovable destinada a la generación de energía eléctrica, por los excedentes que vuelque al servicio público de electricidad.

c) Todo generador, autogenerador o cogenerador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que no sea agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que venda toda o parte de su energía a un prestador de servicio público de electricidad, alcanzándole dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea vendida a dicho prestador, a cuyos efectos deberá instalar a su cargo los equipos de medición que determine el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA.

d) Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación de energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada por el concesionario, para la prestación del servicio público.

Entiéndese comprendido en la Remuneración Adicional establecida en el inciso II del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190 a todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación fotovoltaica destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada para la prestación del servicio público de electricidad.

En cuanto al período de QUINCE (15) años del que gozarán los equipos a instalarse, a que hace referencia el tercer párrafo del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 modificado por el Artículo 14 de la Ley Nº 26.190, entiéndese como inicio del período de beneficio la fecha de puesta en servicio comercial por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en caso de tratarse de un generador que vuelque su energía en el mercado mayorista.

Si se tratara de fuentes renovables cuya energía esté destinada a la prestación del servicio público de electricidad, entiéndese como inicio del período de beneficio, la puesta en servicio comercial de los equipos que conforman el proyecto, certificada por el poder concedente en cuya jurisdicción se encuentren dichos sistemas.

Con esa finalidad, los beneficiarios de la Remuneración Adicional deberán instalar a su cargo los equipos de medición que determine el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, la que además especificará su ubicación.

Invitación

ARTICULO 15.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, realizará gestiones por ante los gobiernos provinciales y de la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, y por su intermedio ante las respectivas Legislaturas, a los fines de que adhieran al Régimen de la Ley Nº 26.190, y dispongan a nivel local las siguientes medidas para los proyectos y emprendimientos que sean beneficiarios del PROGRAMA FEDERAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES:

a) Exención de pago del Impuesto a los Ingresos Brutos o reducción de las alícuotas aplicables.

b) Exención de pago de tasas municipales o reducción de las alícuotas aplicables.

c) Exención al pago del Impuesto de Sellos.

d) Exención temporal o definitiva del Impuesto Inmobiliario.

DECRETO PEN N° 1035/14

Publicación Boletín Oficial N° 32.917, del 02/07/2014

Acéptase renuncia presentada al cargo de Secretario de Energía.

BUENOS AIRES, 30 DE JUNIO DE 2014

VISTO el artículo 99, inciso 7 de la CONSTITUCION NACIONAL.

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Acéptase la renuncia presentada por el Ingeniero DANIEL OMAR CAMERON (M.I. N° 11.213.808) al cargo de SECRETARIO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 2° — Agradécense al funcionario renunciante los valiosos servicios prestados en el desempeño de su cargo.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 1036/14

Publicación Boletín Oficial N° 32.917, del 02/07/2014

Desígnase la Secretaria de Energía.

BUENOS AIRES, 30 DE JUNIO 2014

VISTO el artículo 99 inciso 7 de la CONSTITUCION NACIONAL.

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Desígnase a la Ingeniera Da. Mariana MATRANGA (D.N.I. N° 24.446.459), en el cargo de SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 2° — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Jorge M. Capitanich. — Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 1050/14

Publicación Boletín Oficial N° 32.922, del 10/07/2014

Designase en el cargo de SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS al Licenciado en Economía D. PAULO ENRICO FARINA (D.N.I. N° 25.430.610).

BUENOS AIRES, 07 DE JULIO DE 2014

VISTO el artículo 99, inciso 7, de la CONSTITUCION NACIONAL.

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Desígnase en el cargo de Subsecretario de Energía Eléctrica dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS al Licenciado en Economía D. Paulo Enrico FARINA (D.N.I. N° 25.430.610).

Art. 2° — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Jorge M. Capitanich. — Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 516/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.105, del 10/05/2015

Programa de Inclusión Eléctrica Nacional (PROINEN). Creación.
Crease el PROGRAMA DE INCLUSION ELECTRICA NACIONAL (PROINEN), con el fin de realizar obras que permitan lograr el acceso seguro al servicio público de distribución de electricidad en aquellos asentamientos poblacionales que no lo tengan, ubicados en las áreas de concesión del servicio de distribución de energía eléctrica de Jurisdicción nacional y de aquellas jurisdicciones provinciales y municipales que adhieran al mismo.

BUENOS AIRES, 07 DE ABRIL DE 2015

VISTO el Expediente N° S01:0053640/2015 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, desde el año 2003, el ESTADO NACIONAL ha impulsado diversas políticas económicas y sociales con el fin de llevar adelante el modelo de desarrollo económico con inclusión social que, a partir de la redistribución del ingreso del país, se ha traducido en una sostenida mejora en la economía, en la creación de empleo y en la reducción de la pobreza y de la desigualdad social.

Que, en ese sentido, resulta una decisión del ESTADO NACIONAL adoptar políticas públicas que permitan mejorar la calidad de vida de los grupos familiares en situación de vulnerabilidad social.

Que dentro de este proceso de adopción de políticas públicas, la energía eléctrica es entendida como un bien esencial para el desarrollo social y regional, por lo que resulta necesario asegurar el acceso al suministro en condiciones de seguridad adecuadas para todos los usuarios.

Que las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, ambas regulatorias del Régimen de la Energía Eléctrica, establecen que la distribución de electricidad es un servicio público.

Que el Artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL prescribe que los usuarios de los servicios públicos deben ser sometidos a un trato equitativo y digno, ordenando para ello que las autoridades procuren la calidad y eficiencia de los servicios.

Que, para dicho fin, es un objetivo del ESTADO NACIONAL elaborar un programa tendiente a la ejecución de obras que permitan lograr el suministro de energía eléctrica en condiciones seguras en los asentamientos poblacionales ubicados en las áreas de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, provincial y municipal, facilitando la creación de puestos de trabajo, la reinserción ocupacional y la realización de experiencias de formación y/o prácticas de trabajo.

Que, en ese marco, resulta necesario superar la visión comercial de los servicios públicos instaurada en la política económica aplicada en la denominada década del noventa, procurando que el ESTADO NACIONAL realice acciones tendientes al resguardo de la vida, la salud y el patrimonio de los sectores de la población más humildes que están desprovistos de un acceso seguro al servicio público de electricidad, en aquellas zonas en donde las empresas de distribución de energía eléctrica no tienen obligación de desarrollar y atender el tendido de redes de distribución ni la obligación de realizar obras complementarias para velar por la seguridad de los usuarios del servicio.

Que por ello resulta necesario llevar a cabo la creación de un programa específico de gobierno que, en las áreas de concesión de jurisdicción nacional, provincial y municipal, tenga por objetivo principal la normalización de las redes de baja tensión y las instalaciones interiores de los barrios beneficiarios, con la finalidad de disminuir la cantidad de accidentes y siniestros derivados de instalaciones precarias y de las instalaciones interiores de las viviendas para velar por la inclusión y seguridad del consumo eléctrico, y que al mismo tiempo permita generar oportunidades de inclusión social y laboral.

Que, a esos efectos, con el fin de realizar obras que permitan lograr el acceso seguro al servicio público de distribución de electricidad en aquellos asentamientos poblacionales que no lo tengan, resulta necesaria la creación del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL.

Que es intención del PODER EJECUTIVO NACIONAL que el PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL tenga alcance en todo el país, razón por la cual se invita a las jurisdicciones provinciales y municipales a adherir al mismo a través de las autoridades con competencia en materia regulatoria y/u operativa sobre el servicio público de distribución de electricidad.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, será la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, quedando facultada para dictar las normas aclaratorias y complementarias necesarias para la correcta implementación del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL.

Que, a los efectos de velar por la correcta ejecución de las obras y el cumplimiento de las condiciones de seguridad que sean establecidas, la Autoridad de Aplicación deberá trabajar conjuntamente con los distintos ministerios, organismos y/o entes reguladores de las jurisdicciones participantes, a fin de llevar a cabo los objetivos propuestos.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las atribuciones conferidas por el Artículo 99 inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

LA PRESIDENTA DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Créase el PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN), con el fin de realizar obras que permitan lograr el acceso seguro al servicio público de distribución de electricidad en aquellos asentamientos poblacionales que no lo tengan, ubicados en las áreas de concesión del servicio de distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional y de aquellas jurisdicciones provinciales y municipales que adhieran al mismo.

Art. 2° — Establécense como objetivos principales del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL, la normalización de las redes de baja tensión y las instalaciones interiores de los barrios beneficiarios, con la finalidad de disminuir la cantidad de accidentes y siniestros derivados de instalaciones precarias y de las instalaciones interiores de las viviendas para velar por la inclusión y seguridad del consumo eléctrico.

Art. 3° — La Autoridad de Aplicación del programa creado por la presente medida, tendrá a su cargo la determinación de las características de los asentamientos alcanzados, así como el dictado de las normas aclaratorias y complementarias necesarias, para su ejecución.

Art. 4° — Establécese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS, como Autoridad de Aplicación del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL.

Art. 5° — Invítase a las provincias y a los municipios a adherir al PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL a través de las autoridades correspondientes, con competencia en materia regulatoria y/u operativa sobre el servicio público de distribución de electricidad.

Art. 6° — La Autoridad de Aplicación trabajará conjuntamente con los distintos ministerios, organismos y/o entes reguladores de las jurisdicciones participantes, a fin de llevar a cabo los objetivos propuestos, velando por la correcta ejecución de las obras y el cumplimiento de las condiciones de seguridad que sean establecidas.

Art. 7° — Establécese que todas las dependencias de la Administración Pública Nacional, dentro de su competencia, deberán cooperar con la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, de modo de potenciar los resultados a obtener en la implementación del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL.

Art. 8° — El gasto que demande el cumplimiento de la presente medida, será atendido con cargo a las partidas específicas del presupuesto vigente de la Jurisdicción 56 - MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Art. 9° — El presente decreto tendrá vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Aníbal D. Fernández. — Julio M. De Vido.

DECRETO PEN N° 13/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.273, del 11/12/2015

Sustituyense diversos artículos de la Ley de Ministerios (LEY N° 22.520, Texto Ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias).

Modificación.

BUENOS AIRES 10 DE DICIEMBRE DE 2015

VISTO la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 del 12 de marzo de 1992), y sus modificatorias, y

CONSIDERANDO:

Que en función de la asunción de la nueva gestión gubernamental nacional resulta necesario adecuar la organización ministerial de gobierno a los objetivos propuestos para cada área de gestión, jerarquizando y reorganizando funciones en los casos que se requiera, con el propósito de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública, creándose nuevos organismos y disponiéndose transferencias de competencias.

Que, y como consecuencia de la transferencia de competencias desde el MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS, se estima necesaria la modificación de la denominación del mismo por MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, y, en idéntico criterio, y como receptor de aquellas competencias, corresponde modificar la denominación del actual MINISTERIO DE INDUSTRIA, el cual pasará a denominarse MINISTERIO DE PRODUCCIÓN.

Que con el objetivo de priorizar y jerarquizar la planificación, desarrollo e implementación de las políticas energéticas y mineras, se hace necesaria la creación del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el cual absorberá las funciones de las actuales Secretarías de ENERGÍA y de MINERÍA y sus organismos descentralizados y desconcentrados, del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Que, en vista a la necesaria implementación de medidas que deben afrontarse en materia de transporte terrestre, marítimo, fluvial y aéreo, así como también en las políticas viales, resulta necesaria la jerarquización de la actual SECRETARÍA DE TRANSPORTE con sus organismos descentralizados y desconcentrados, creándose el MINISTERIO DE TRANSPORTE.

Que, asimismo, como consecuencia de lo antes mencionado, y con el fin de proporcionar una visión integradora y federal a las políticas destinadas a la obra pública y a la vivienda, y siendo el actual MINISTERIO DE INTERIOR y TRANSPORTE quien lleva adelante las tareas de estas áreas de gestión, resulta necesario transferir los organismos de la administración pública central y descentralizados competentes en la materia, actualmente en el MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y en la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS, modificando la denominación del mismo por MINISTERIO DE INTERIOR, OBRAS PÚBLICAS Y VIVIENDA.

Que para impulsar las políticas de jerarquización del empleo público y su vínculo con las nuevas formas de gestión que requiere un Estado moderno, como así también el desarrollo de tecnologías aplicadas a la administración pública central y descentralizada, que acerquen al ciudadano a la gestión del Gobierno Nacional, así como la implementación de proyectos para las provincias y municipios de políticas de tecnologías de la información, se hace necesaria la creación del MINISTERIO DE MODERNIZACIÓN.

Que, con el fin de ampliar, jerarquizar y priorizar las políticas destinadas al medio ambiente y al desarrollo sustentable, como objetivo estratégico del desarrollo nacional y su asociación con la calidad de vida de todos los habitantes de la REPÚBLICA ARGENTINA, resulta necesaria la creación del MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE, el cual asumirá las tareas realizadas actualmente por la SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE de la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS, incluyendo sus organismos descentralizados y desconcentrados; transfiriéndose también a este nuevo ministerio, la ADMINISTRACIÓN DE PARQUES NACIONALES, organismo descentralizado actualmente en la órbita del MINISTERIO DE TURISMO.

Que, en atención a la creciente complejidad, volumen y diversidad de las tareas relativas al desarrollo de las comunicaciones y su regulación, y la necesidad de contar con una instancia organizativa que pueda dar respuesta efectiva a los desafíos presentes y futuros en la materia, previendo una mayor coordinación entre las áreas intervinientes, se hace necesaria la creación del MINISTERIO DE COMUNICACIONES, en el cual funcionarán los organismos descentralizados AUTORIDAD FEDERAL DE SERVICIOS DE COMUNICACIÓN AUDIOVISUAL y AUTORIDAD FEDERAL DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS COMUNICACIONES, ambos actualmente en la órbita de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN.

Que, para lograr una mejor articulación entre las políticas educativas y deportivas, con especial énfasis en el reconocimiento del deporte como factor clave del desarrollo humano, se estima pertinente transferir las competencias relativas al deporte en todas sus manifestaciones, y los organismos de la administración central y descentralizados ejecutores de las mismas actualmente en la órbita del MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL, al MINISTERIO DE EDUCACIÓN Y DEPORTES.

Que la urgencia en la adopción de las presentes medidas, para el inmediato inicio de la nueva gestión gubernamental, hace imposible seguir los trámites ordinarios previstos por la CONSTITUCION NACIONAL para la sanción de las leyes.

Que la Ley N° 26.122, regula el trámite y los alcances de la intervención del HONORABLE CONGRESO DE LA NACION respecto de los Decretos de Necesidad y Urgencia dictados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, en virtud de lo dispuesto por el artículo 99, inciso 3, de la CONSTITUCION NACIONAL.

Que la citada ley determina que la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE tiene competencia para pronunciarse respecto de la validez o invalidez de los Decretos de Necesidad y Urgencia, así como elevar el dictamen al plenario de cada Cámara para su expreso tratamiento, en el plazo de DIEZ (10) días hábiles.

Que el artículo 22 de la Ley N° 26.122 dispone que las Cámaras se pronuncien mediante sendas resoluciones, y que el rechazo o aprobación de los decretos deberá ser expreso conforme lo establecido en el artículo 82 de la Carta Magna.

Que la presente medida se dicta de acuerdo a las facultades emergentes del artículo 99, incisos 1 y 3, de la CONSTITUCION NACIONAL y de acuerdo a los artículos 2°, 19 y 20 de la Ley N° 26.122.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA

Artículo 1° — Sustitúyese el artículo 1° de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias) por el siguiente:

“ARTÍCULO 1°.- El Jefe de Gabinete de Ministros y VEINTE (20) Ministros Secretarios tendrán a su cargo el despacho de los negocios de la Nación. Los Ministerios serán los siguientes:

• Del Interior, Obras Públicas y Vivienda

• De Relaciones Exteriores y Culto

• De Defensa

• De Hacienda y Finanzas Públicas

• De Producción

• De Agroindustria

• De Turismo

• De Transporte

• De Justicia y Derechos Humanos

• De Seguridad

• De Trabajo, Empleo y Seguridad Social

• De Desarrollo Social

• De Salud

• De Educación y Deportes

• De Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva

• De Cultura

• De Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable

• De Modernización

• De Energía y Minería

• De Comunicaciones”.

Art. 2° — Sustitúyese el artículo 7° de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias) por el siguiente:

“ARTÍCULO 7°.- Los actos del PODER EJECUTIVO NACIONAL serán refrendados por el Ministerio que sea competente en razón de la materia de que se trate. Cuando ésta sea atribuible a más de un ministro, el PODER EJECUTIVO NACIONAL determinará la forma y el plazo en que cada uno de ellos tomará intervención en lo que hace a la parte o partes del acto relativos a su competencia. En caso de dudas acerca del Ministerio a que corresponda un asunto, éste será tramitado por el que designare el Presidente de la Nación.

Los originados en un Ministerio, pero que tengan relación con las funciones específicas atribuidas por esta ley a otro, son de competencia de este último.

Las atribuciones asignadas por la presente se realizan sin perjuicio de su ejercicio conjunto entre uno o más Ministerios y el Jefe de Gabinete de Ministros, en los supuestos de competencias vinculadas en una misma materia.

En caso de ausencia transitoria, por cualquier motivo, o vacancia, los ministros serán reemplazados en la forma que determine el PODER EJECUTIVO NACIONAL.”

Art. 3° — Sustitúyese el artículo 9° de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias) por el siguiente:

“ARTÍCULO 9°.- Las tareas necesarias para posibilitar la actividad del Presidente de la Nación serán atendidas por las siguientes Secretarías Presidenciales:

1. General

2. Legal y Técnica

3. De Programación para la Prevención de la Drogadicción y la Lucha contra el Narcotráfico

Las Secretarías enunciadas precedentemente asistirán al PODER EJECUTIVO NACIONAL en forma directa. Análoga asistencia prestarán las demás secretarías y organismos que el Presidente de la Nación cree al efecto, sin perjuicio de sus facultades de modificación, transferencia o supresión de dichas Secretarías y organismos.”

Art. 4° — Sustitúyese el artículo 10 de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias) por el siguiente:

“ARTÍCULO 10.- El Presidente de la Nación determinará las funciones específicas de cada Secretaría y organismo presidencial. Los secretarios de la PRESIDENCIA DE LA NACION, los titulares del SISTEMA FEDERAL DE MEDIOS Y CONTENIDOS PÚBLICOS, de la UNIDAD PLAN BELGRANO, la SECRETARÍA DE COORDINACIÓN INTERMINISTERIAL y la SECRETARIA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS PÚBLICAS, dependientes de la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS integrarán el Gabinete Nacional con funciones similares a las enunciadas en el artículo 4°, inc. a).

Los Secretarios General y Legal y Técnico dependientes de la PRESIDENCIA DE LA NACION, los titulares del SISTEMA FEDERAL DE MEDIOS Y CONTENIDOS PÚBLICOS y de la UNIDAD PLAN BELGRANO, los titulares de la SECRETARÍA DE COORDINACIÓN INTERMINISTERIAL y la SECRETARÍA DE COORDINACION DE POLÍTICAS PÚBLICAS, dependientes de la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS tendrán rango y jerarquía de Ministro.”

Art. 5° — Sustitúyese el Título V de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias) por el siguiente:

“TÍTULO V: DEL JEFE DE GABINETE DE MINISTROS Y DE CADA MINISTERIO EN PARTICULAR

ARTÍCULO 16.- Son atribuciones del Jefe de Gabinete de Ministros, con responsabilidad política ante el Congreso de la Nación, las establecidas en la Constitución Nacional. En consecuencia le corresponde:

1. Cumplir y hacer cumplir la Constitución Nacional y la legislación vigente.

2. Ejercer la administración general del país y asistir al Presidente de la Nación en la conducción política de dicha administración.

3. Ejercer las atribuciones de administración que le delegue el Presidente de la Nación, respecto de los poderes propios de éste.

4. Entender en la organización y convocatoria de las reuniones y acuerdos de gabinete, coordinando los asuntos a tratar.

5. Coordinar y controlar las actividades de los Ministerios y, de las distintas áreas a su cargo realizando su programación y control estratégico, a fin de obtener coherencia en el accionar de la administración e incrementar su eficacia.

6. Coordinar las relaciones del PODER EJECUTIVO NACIONAL con ambas Cámaras del Honorable Congreso de la Nación, sus Comisiones e integrantes, en cumplimiento de las atribuciones que le asigna la CONSTITUCIÓN NACIONAL procurando la mayor fluidez en dichas relaciones y el más pronto trámite de los mensajes del Presidente de la Nación que promuevan la iniciativa legislativa.

7. Producir los informes mensuales que establece el artículo 101 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, relativos a la marcha del Gobierno, y los demás que le fueren requeridos por las Cámaras del Congreso.

8. Dictar Decisiones Administrativas, referidas a los actos y reglamentos que sean necesarios para ejercer las facultades que le atribuye la CONSTITUCIÓN NACIONAL y aquellas que le delegue el Presidente de la Nación, con el refrendo del Ministro Secretario que corresponda en razón de la materia.

9. Presentar al Honorable Congreso de la Nación, junto con los Ministros Secretarios, la memoria anual detallada del estado de la Nación en lo relativo a los negocios de los Ministerios.

10. Hacer recaudar las rentas de la Nación.

11. Intervenir en la elaboración y control de ejecución de la Ley de Presupuesto, como así también en los niveles del gasto y de los ingresos públicos, sin perjuicio de la responsabilidad primaria del Ministro Secretario del área y de la supervisión que al Presidente de la Nación compete en la materia.

12. Requerir de los Ministros Secretarios, Secretarios y demás funcionarios de la Administración Pública Nacional la información necesaria para el cumplimiento de su función específica y de las responsabilidades emergentes de los artículos 100, incisos 10 y 11 y 101 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, la que deberá producirse dentro del plazo que a tal efecto establezca.

13. Asistir al Presidente de la Nación en el análisis de los mensajes que promueven la iniciativa legislativa, en particular los proyectos de Ley de Ministerios y de Presupuesto que deberán ser tratados en Acuerdo de Gabinete, y de los proyectos de ley sancionados por el Congreso Nacional.

14. Asistir al Presidente de la Nación en el dictado de instrucciones y reglamentos que sean necesarios para la ejecución de las leyes de la Nación y de los decretos que dispongan la prórroga de las sesiones ordinarias o la convocatoria a extraordinarias del Congreso de la Nación.

15. Coordinar y controlar la ejecución de las delegaciones autorizadas a los Ministros Secretarios.

16. Velar por el cumplimiento de las decisiones que emanen del Poder Judicial en uso de sus atribuciones.

17. Coordinar y controlar las prioridades y relaciones interjurisdiccionales vinculadas con la gestión y ejecución del financiamiento proveniente de organismos internacionales de crédito.

18. Coordinar el seguimiento de la relación fiscal entre la Nación y las provincias.

19. Entender en la evaluación y priorización del gasto, efectuando el diagnóstico y seguimiento permanente de sus efectos sobre las condiciones de vida de la población.

20. Entender en la distribución de las rentas nacionales, según la asignación de Presupuesto aprobada por el Congreso, y en su ejecución.

21. Intervenir en los planes de acción y los presupuestos de las sociedades del Estado, entidades autárquicas, organismos descentralizados o desconcentrados y cuentas y fondos especiales, cualquiera sea su denominación o naturaleza jurídica en su área; así como en su intervención, liquidación, cierre, privatización, fusión, disolución o centralización.

22. Entender en la formulación, ejecución y control de las políticas de comunicación social y de medios de comunicación social, en particular a la difusión de opciones educativas.

23. Entender en la difusión de la actividad del Poder Ejecutivo nacional, como así también la difusión de los actos del Estado nacional a fin de proyectar la imagen del país en el ámbito interno y externo.

24. Administrar y controlar los medios de difusión que se encuentran bajo la responsabilidad del PODER EJECUTIVO NACIONAL y aquellas empresas del sector en las que la jurisdicción sea accionista.

25. Entender en la conducción de la gestión y obtención de cooperación técnica y financiera internacional que otros países u organismos internacionales ofrezcan, para el cumplimiento de los objetivos y políticas de su competencia, en coordinación con los demás organismos del Estado, para su implementación.

26. Entender en la aplicación de los tratados internacionales relacionados con los temas de su competencia, e intervenir en la formulación de convenios internacionales en los asuntos propios de su área.

27.- Entender en el lineamiento de las políticas referentes a Medios Públicos Nacionales y su instrumentación.

28.- Entender en el lineamiento de las políticas referentes a la implementación de la UNIDAD PLAN BELGRANO.

29. Participar en la aprobación de las estructuras organizativas de la jurisdicción, ministerios y organismos descentralizados que les dependan, correspondientes al primer nivel operativo.

30. Participar en la aplicación de la política salarial del sector público, con participación de los Ministerios y organismos que correspondan.

ARTÍCULO 17.- Compete al MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PUBLICAS Y VIVIENDA asistir al Presidente de la Nación, y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente al gobierno político interno y al ejercicio pleno de los principios y garantías constitucionales, asegurando y preservando el régimen republicano, representativo y federal, y en relación a la política de obras públicas, vivienda y hábitat, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en las cuestiones institucionales en que estén en juego los derechos y garantías de los habitantes de la República, y en lo relacionado con la declaración del estado de sitio y sus efectos.

4. Entender en las propuestas de reforma de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y en las relacionadas con las Convenciones que se reúnan al efecto.

5. Entender en las relaciones y en el desenvolvimiento con los gobiernos de las provincias y el de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, y en las relaciones y cuestiones interjurisdiccionales y coordinar políticas que coadyuven y fomenten la formación de regiones en el territorio nacional, a los fines establecidos en el artículo 124 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

6. Intervenir en la elaboración de la legislación nacional cuando sea necesario coordinar normas federales y provinciales.

7. Participar en la evaluación de la estructura económica-financiera de los estados provinciales y regiones del país, para estar en condiciones de asistir a los mismos.

8. Participar en la instrumentación y seguimiento de políticas fiscales, económicas y financieras entre el Gobierno Nacional y los Gobiernos Provinciales y Municipales.

9. Entender en la implementación y coordinación de las políticas y acciones tendientes a propiciar la descentralización en los gobiernos municipales.

10. Entender en la organización, conducción y control del Registro Nacional de las Personas y las leyes de amnistías políticas.

11. Intervenir en lo relativo a la concesión del derecho de asilo.

12. Entender en lo atinente a la nacionalidad, derechos y obligaciones de los extranjeros y su asimilación e integración con la comunidad nacional.

13. Entender en la supervisión del ARCHIVO GENERAL DE LA NACIÓN.

14. Entender en los actos de carácter patriótico, efemérides, feriados, custodia de emblemas y símbolos nacionales, uso de emblemas y símbolos extranjeros e intervenir en lo relativo a la erección y emplazamiento de monumentos.

15. Intervenir en el régimen jurídico de las aguas de los ríos interprovinciales y sus afluentes, junto a las otras jurisdicciones con competencia en la materia.

16. Entender en la elaboración y aplicación de las normas que rijan lo inherente a migraciones internas y externas y en el otorgamiento de la condición de refugiado.

17. Intervenir en la creación de condiciones favorables para afincar núcleos de población en zonas de baja densidad demográfica y de interés geopolítico.

18. Intervenir en la elaboración de las políticas para el desarrollo integral de las áreas y zonas de frontera y entender en su ejecución en el área de su competencia.

19. Entender en la intervención del Gobierno Federal en las provincias y en la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES.

20. Participar en la aplicación de la Ley N° 22.352 en todo lo relacionado con la preservación de la seguridad de las áreas y zonas de frontera en el área de su competencia.

21. Intervenir, juntamente con las áreas competentes, en la gestión, elaboración, ejecución y supervisión de políticas de acciones tendientes a optimizar el funcionamiento armónico de los espacios integrados a los efectos previstos en los artículos 75, inciso 24, y 124 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

22. Coordinar y ejecutar las acciones de prevención y respuesta requeridas para la protección civil de los habitantes ante hechos del hombre y de la naturaleza.

23. Elaborar las medidas necesarias para el cumplimiento de las políticas que hacen a la protección de la comunidad colaborando con los entes nacionales, provinciales o privados, frente a desastres naturales o causados por el hombre, y a ilícitos que por naturaleza sean de su competencia.

24. Entender, a los efectos prescriptos en los artículos 37, 38, 39 y 40 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, en lo relacionado con el ejercicio de los derechos políticos de los ciudadanos, al régimen electoral, al de los partidos políticos y su financiamiento, al derecho de iniciativa y a la consulta popular.

25. Entender en lo relacionado con la programación y ejecución de la legislación electoral y el empadronamiento de los ciudadanos.

26. Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades de su competencia.

27. Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos del área de su competencia.

28. Entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área de su competencia, otorgadas por el Estado Nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia.

29. Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas.

30. Entender en la elaboración y ejecución de programas de vivienda destinada a los sectores de menores recursos.

31. Promover la inversión de recursos en el campo de la vivienda.

32. Entender en la coordinación y fiscalización de la ejecución que realice el Estado nacional, las provincias y los municipios, en lo concerniente a los planes de vivienda y al planeamiento urbano, acorde con el régimen de asentamiento humano que establezca la política de ordenamiento territorial.

33. Entender en la promoción de los sistemas de vivienda industrializados.

34. Entender en la legislación, reglamentación y fiscalización de los sistemas de reajuste del costo de las obras y los trabajos públicos o de saldos de deudas a cargo de la Administración Nacional.

35. Entender en el dictado de normas relacionadas con la contratación, construcción y conservación de obras públicas en el ámbito del Ministerio.

36. Entender en la elaboración y ejecución de la política nacional en materia de prevención sísmica.

37. Entender en la organización, dirección y fiscalización del registro de empresas contratistas de obras públicas y de consultorías.

38. Entender en la construcción, administración y prestación de los servicios de obras sanitarias en jurisdicción nacional y en las provincias acogidas, por convenios, al régimen federal en la materia.

39. Entender en la adopción de medidas para la defensa de cursos de agua y avenamientos y zonas inundables e insalubres.

40. Entender en la ejecución de los planes nacionales de riego.

41. Entender en la elaboración y ejecución de la política hídrica nacional.

42. Entender en el régimen de utilización de los recursos hídricos de uso múltiple acorde con la política hídrica nacional.

43. Intervenir en lo referente a los usos y efectos de las aguas provinciales y municipales sobre las de jurisdicción federal.

44. Entender en el mejoramiento del acceso al hábitat mediante la promoción, el diseño y la ejecución de políticas de ordenamiento y desarrollo territorial.

45. Entender en la elaboración de los planes de urbanismo destinados a adecuar la vivienda, la infraestructura de servicios y el equipamiento social tanto rural como urbano, a los principios de higiene y salubridad indispensables para el desarrollo integral de la familia.

ARTÍCULO 18.- Compete al MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES Y CULTO asistir al Presidente de la Nación, y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en todo lo inherente a las relaciones exteriores de la Nación y su representación ante los gobiernos extranjeros, la SANTA SEDE y las entidades internacionales en todos los campos del accionar de la República, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en todas las reuniones, congresos y conferencias de carácter internacional y en las misiones especiales ante los gobiernos extranjeros, organismos y entidades internacionales, así como en las instrucciones que corresponda impartir en cada caso, y su ejecución.

4. Entender en las relaciones con el cuerpo diplomático y consular extranjero, y con los representantes gubernamentales, de organismos y entidades intergubernamentales en la República.

5. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en la elaboración, registro e interpretación de los tratados, pactos, convenios, protocolos, acuerdos, arreglos o cualquier otro instrumento de naturaleza internacional, en todas las etapas de la negociación, adopción, adhesión, accesión y denuncia.

6. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en todo lo inherente a las actividades de las misiones especiales enviadas a la República por los gobiernos extranjeros o por organismos o entidades internacionales.

7. Entender en la protección y asistencia de los ciudadanos e intereses de los argentinos en el exterior, así como fortalecer sus vínculos con la República.

8. Intervenir, en su área, en las decisiones sobre el uso de la fuerza armada, en las materias relacionadas con el estado de guerra y su declaración, en la solución de las controversias internacionales, los ajustes de paz, la aplicación de sanciones decididas por organismos internacionales competentes y otros actos contemplados por el derecho internacional.

9. Entender en la política vinculada con las operaciones de mantenimiento de la paz en el ámbito de las organizaciones internacionales y como resultado de compromisos bilaterales adquiridos por la República, e intervenir en su ejecución.

10. Entender en la política de desarme, seguridad y antiterrorismo internacional.

11. Entender en la introducción y tránsito de fuerzas extranjeras por el territorio de la República y la salida de fuerzas nacionales, sin perjuicio de la competencia del MINISTERIO DE DEFENSA.

12. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en las materias referidas a la no proliferación de tecnologías sensitivas vinculadas a las armas de destrucción en masa e intervenir en el control de exportaciones sensitivas y material bélico.

13. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en la tramitación de los tratados de arreglos concernientes a los límites internacionales, y en el registro y difusión de los mapas oficiales de los límites de la República.

14. Entender en la tramitación de rogatorias judiciales, pedidos de extradición y en los asuntos relativos a la asistencia judicial internacional.

15. Entender en la concesión del derecho de asilo y el otorgamiento de la condición de refugiado.

16. Entender en la promoción y difusión de la imagen de la República en el exterior, coordinando previamente con los organismos que correspondan.

17. Entender en los aspectos políticos económicos internacionales, en la formulación y conducción de los procesos de integración de los que participa la República, como así también en el establecimiento y conducción de los órganos comunitarios surgidos de dichos procesos, y en todo lo relativo a su convergencia futura con otros procesos de integración, sin perjuicio de la intervención de las jurisdicciones que tengan asignadas competencias en la materia.

18. Entender, desde el punto de vista de la política exterior y en coordinación con los organismos nacionales, provinciales y regionales de enlace, en el desarrollo de los procesos de integración física con los países limítrofes.

19. Intervenir en la política comercial en el exterior, incluyendo la promoción y las negociaciones internacionales de naturaleza comercial, así como en la conducción del servicio comercial exterior

20. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en las negociaciones económicas bilaterales con las naciones con las que la República mantenga relaciones, así como en las negociaciones económicas multilaterales a través de los organismos económicos internacionales, regionales y subregionales.

21. Entender en la promoción, organización y participación en exposiciones, ferias, concursos, muestras y misiones de carácter económico, oficiales y privadas, en el exterior, atendiendo a las orientaciones de política económica global y sectorial que se definan.

22. Entender en las políticas y determinación de acciones de asistencia humanitaria internacional, ayuda de emergencia y rehabilitación para el desarrollo a nivel internacional, su implementación, financiación y ejecución, en coordinación con los organismos competentes del sistema de las Naciones Unidas y otros organismos internacionales.

23. Entender en todo lo relacionado con las representaciones permanentes o transitorias de la República en el exterior.

24. Entender en la organización del Servicio Exterior de la Nación y en el ingreso, capacitación, promoción y propuestas de ascensos de sus integrantes que se realicen al Honorable Congreso de la Nación.

25. Entender en la legalización de documentos para y del exterior.

26. Entender en la publicación del texto oficial de los tratados y demás acuerdos internacionales concluidos por la Nación.

27. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en la negociación de la cooperación internacional en los ámbitos educativos, cultural, ambiental, económico, social, científico, técnico, tecnológico, nuclear, espacial, laboral y jurídico, en coordinación con los respectivos ministerios y con los demás organismos nacionales que tengan competencia en alguno de dichos ámbitos.

28. Intervenir, desde el punto de vista de la política exterior, en la elaboración y ejecución de la política de migración e inmigración en el plano internacional y en lo relacionado con la nacionalidad, derechos y obligaciones de los extranjeros y su asimilación e integración con la comunidad nacional.

29. Entender en las negociaciones internacionales y participar, desde el punto de vista de las relaciones exteriores en la formulación y ejecución de las políticas sobre protección del medio ambiente, y de la preservación del territorio terrestre y marítimo argentino y sus áreas adyacentes, así como del espacio aéreo.

30. Entender, desde el punto de vista de la política exterior, en todo lo relativo a la prevención y sanción de delitos internacionales.

31. Entender en las negociaciones internacionales e intervenir en la formulación de políticas que conduzcan a convenios bilaterales y multilaterales de cooperación internacional en materia de lucha contra el tráfico ilícito de estupefacientes y sustancias psicotrópicas.

32. Entender en el reconocimiento de Estados, Gobiernos y situaciones internacionales.

33. Entender en la aplicación del derecho humanitario internacional en cooperación con los organismos especializados de Naciones Unidas, con la Cruz Roja Internacional, así como también en la formulación y ejecución del programa internacional denominado “Cascos Blancos”.

34. Participar en la formulación de políticas, elaboración de planes y programas, y en la representación del Estado nacional ante los organismos internacionales en materia de Derechos Humanos y en aquellos relativos a la condición y situación de la mujer, e intervenir en la reforma de la legislación nacional en dichas materias.

35. Intervenir en todos los actos del PODER EJECUTIVO NACIONAL que tengan conexión con la política exterior de la Nación o se vinculen con los compromisos asumidos por la República.

36. Entender, conjuntamente con el MINISTERIO DE DEFENSA, en la planificación y dirección de la política antártica, como así también en la implementación de los compromisos internacionales, e intervenir en la ejecución de la actividad antártica.

37. Entender en las relaciones del Gobierno con la Iglesia Católica, Apostólica y Romana; en la centralización de las gestiones que ante la autoridad pública hicieren la Iglesia, personas y entidades del culto y en las acciones correspondientes al otorgamiento de credenciales eclesiásticas.

38. Entender en las relaciones con todas las organizaciones religiosas que funcionen en el país para garantizar el libre ejercicio del culto y en el registro de las mismas.

39. Intervenir en la elaboración de las políticas para el desarrollo de áreas y zonas de frontera y entender en su ejecución en el área de su competencia.

40. Intervenir en la política de desarrollo de la inversión extranjera de carácter productivo en el país, así como en la política de internacionalización de las empresas argentinas en el exterior.

ARTÍCULO 19.- Compete al MINISTERIO DE DEFENSA asistir al Presidente de la Nación, y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la defensa nacional y las relaciones con las Fuerzas Armadas dentro del marco institucional vigente, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la determinación de los requerimientos de la defensa nacional.

4. Entender en la elaboración del presupuesto de las Fuerzas Armadas y en la coordinación y distribución de los créditos correspondientes.

5. Entender en la coordinación de las actividades logísticas de las Fuerzas Armadas en todo lo relativo al abastecimiento, normalización, catalogación y clasificación de efectos y las emergentes del planeamiento militar conjunto.

6. Intervenir en la planificación, dirección y ejecución de las actividades de investigación y desarrollo de interés para la defensa nacional.

7. Entender en la formulación de la política de movilización y Plan de Movilización Nacional, para el caso de guerra y su ejecución.

8. Entender en el registro, clasificación y distribución del potencial humano destinado a la reserva de las Fuerzas Armadas y en el fomento de las actividades y aptitudes de interés para la defensa.

9. Entender en las actividades concernientes a la Inteligencia de Estratégica Militar, conforme lo establecido en la Ley N° 25.520.

10. Entender en la coordinación de los aspectos comunes a las Fuerzas Armadas, especialmente en los ámbitos administrativo, legal y logístico.

11. Coordinar juntamente con el MINISTERIO DE SEGURIDAD los aspectos comunes a las Fuerzas Armadas y de Seguridad.

12. Entender en la determinación de la integración de los contingentes que se envíen al exterior para componer fuerzas de mantenimiento de la paz.

13. Entender en la dirección de los organismos conjuntos de las Fuerzas Armadas puestos bajo su dependencia.

14. Intervenir en la proposición de los nombramientos para los cargos superiores de los organismos conjuntos que le están subordinados.

15. Entender en la administración de justicia y disciplina militar, a través de tribunales que de él dependen.

16. Entender en la propuesta de efectivos de las Fuerzas Armadas y su distribución.

17. Participar en la planificación, dirección y ejecución de las actividades productivas en las cuales resulte conveniente la participación del Estado por ser de interés para la defensa nacional.

18. Entender en los estudios y trabajos técnicos y en la formulación y ejecución de las políticas nacionales en lo que hace específicamente a la defensa nacional.

19. Intervenir en la definición de políticas relativas a las actividades productivas que integran el sistema de producción para la defensa.

20. Entender en la elaboración y propuesta de los planes tendientes al cumplimiento de los fines de la defensa nacional en las áreas de frontera, así como su dirección y ejecución.

21. Entender conjuntamente con el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto en la planificación, dirección y ejecución de la actividad antártica.

22. Entender en el planeamiento militar conjunto, la determinación de los requerimientos provenientes del mismo y la fiscalización de su cumplimiento.

23. Entender en la formulación y aplicación de los principios y normas para el funcionamiento y empleo de las Fuerzas Armadas.

24. Entender en el registro, habilitación, fiscalización y dirección técnica de los actos y actividades vinculadas a la navegación por agua y aire en cuanto sean de su jurisdicción.

25. Entender en la coordinación y despliegue de las fuerzas armadas en situaciones de emergencias o desastres que se produzcan en el territorio de la Nación.

26. Entender en la elaboración, propuesta y ejecución de los planes y coordinación logística tendientes al cumplimiento de los fines de la defensa nacional para garantizar de modo permanente la integridad territorial de la Nación.

ARTÍCULO 20.- Compete al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la política económica, a la administración de las finanzas públicas, y a las relaciones económicas, financieras y fiscales con las Provincias y la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la elaboración y control de ejecución del Presupuesto General de Gastos y Cálculo de Recursos de la Administración Nacional, así como también en los niveles del gasto y de los ingresos públicos.

4. Entender en la recaudación y distribución de las rentas nacionales, según la asignación de Presupuesto aprobada por el HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN y en su ejecución conforme a las pautas que decida el Jefe de Gabinete de Ministros con la supervisión del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

5. Entender en lo referente a la contabilidad pública y en la fiscalización de todo gasto e inversión que se ordene sobre el Tesoro de la Nación.

6. Entender en el análisis y diseño de políticas públicas con miras a la Planificación del Desarrollo Nacional de mediano y largo plazo, en articulación con los respectivos planes estratégicos sectoriales y territoriales.

7. Participar en la aplicación de la política salarial del sector público, con la participación de los Ministerios y organismos que corresponda.

8. Participar en la elaboración de las normas regulatorias de las negociaciones colectivas del sector privado.

9. Participar en la elaboración y aplicación del régimen de suministros del Estado.

10. Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen impositivo y aduanero.

11. Entender en la organización, dirección y fiscalización del registro de los bienes del Estado.

12. Entender en la acuñación de monedas e impresión de billetes, timbres, sellos, papeles fiscales, otros valores y otros impresos oficiales de similares características.

13. Entender en la legislación de saldos de deudas a cargo de la Administración Nacional.

14. Entender en lo referido al crédito y a la deuda pública.

15. Entender en la política monetaria, financiera y cambiaria con arreglo a las atribuciones que le competen al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA.

16. Supervisar y coordinar las acciones de las entidades financieras oficiales nacionales.

17. Entender en el régimen de bolsas y mercados de valores.

18. Entender en todo lo relacionado con el régimen de seguros y reaseguros

19. Entender en el desenvolvimiento de las empresas y sociedades del Estado, entidades autárquicas, organismos descentralizados o desconcentrados y cuentas y fondos especiales, cualquiera sea su

denominación o naturaleza jurídica, correspondientes a su órbita; tanto en lo referido a los planes de acción y presupuesto como en cuanto a su intervención, cierre, liquidación, privatización, fusión, disolución o centralización, e intervenir en aquellas que no pertenezcan a su jurisdicción, conforme las pautas que decida el Jefe de Gabinete de Ministros con la supervisión del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

20. Entender en la autorización de operaciones de crédito interno y externo del sector público nacional, incluyendo los organismos descentralizados y empresas del sector público, de los empréstitos públicos por cuenta del Gobierno de la Nación y de otras obligaciones con garantías especiales, o sin ellas, como entender, asimismo, en las operaciones financieras del mismo tipo que se realicen para necesidades del sector público provincial, municipal y de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, cuando se trate de preservar el crédito público de la Nación.

21. Entender en las negociaciones internacionales de naturaleza económica, monetaria y financiera y en las relaciones con los organismos monetarios y financieros internacionales.

22. Entender en la administración de las participaciones mayoritarias o minoritarias que el Estado posea en sociedades o empresas correspondientes a su órbita.

23. Entender en la programación macroeconómica a corto, mediano y largo plazo y en la orientación de los recursos acorde con la política nacional en materia regional.

24. Entender en la elaboración del plan de inversión pública, conforme las pautas y prioridades que decida el Jefe de Gabinete de Ministros y según las directivas del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

25. Entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área de su competencia, otorgadas por el Estado nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia.

26. Participar en las negociaciones y modificaciones de los contratos de obras y servicios públicos.

27. Participar en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos y en la fijación de tarifas, cánones, aranceles y tasas para los mismos.

28. Evaluar los resultados de la política económica nacional y la evolución económica del país.

29. Intervenir en las relaciones con los organismos económicos y comerciales internacionales.

30. Participar en la conformación y administración de los regímenes de precios índices y mecanismos antidumping y otros instrumentos de regulación del comercio exterior.

ARTÍCULO 20 bis.- Compete al MINISTERIO DE PRODUCCIÓN asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente al desarrollo productivo, a la industria y el comercio, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia;

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL;

3. Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias con la intervención de las áreas que correspondan, en el ámbito de su competencia;

4. Intervenir en la elaboración y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación y aranceles, en el ámbito de su competencia;

5. Intervenir en la elaboración de los regímenes de promoción y protección de actividades económicas y de los instrumentos que los concreten, así como en la elaboración, ejecución y fiscalización de los mismos en su área;

6. Entender en la elaboración del régimen de promoción de actividades industriales, en el ámbito de su competencia;

7. Entender en la elaboración, ejecución y fiscalización del régimen de localización, regionalización y radicación de establecimientos industriales acorde con la política nacional de ordenamiento territorial;

8. Entender en la normalización y control de calidad de la producción industrial;

9. Entender en la elaboración, ejecución y fiscalización del régimen de patentes y marcas y en la legislación concordante;

10. Entender en la definición de la política de fomento de la producción industrial, incluyendo todas las acciones que se efectúen en el país para el fomento, la promoción y organización de muestras, ferias, concursos y misiones que estén destinadas a estimular el intercambio con el exterior;

11. Intervenir en el ámbito de su competencia en la promoción, organización y participación en exposiciones, ferias, concursos, muestras y misiones en el exterior;

12. Entender en la formulación de políticas y desarrollos de programas destinados a la promoción y fortalecimiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas en el ámbito de su competencia;

13. Intervenir en el otorgamiento de los certificados de origen y calidad de los productos destinados a la exportación vinculados con su competencia;

14. Participar en la administración de las participaciones del Estado en instituciones bancarias, fundaciones y empresas de carácter productivo en el ámbito de su competencia;

15. Participar en la política laboral y tributaria vinculada a las unidades de producción en el ámbito de su competencia;

16. Participar en la elaboración de políticas, objetivos y acciones atinentes al desarrollo y consolidación de las Cooperativas y Mutuales, así como también la actualización de la legislación aplicable con la participación de los sectores involucrados en el ámbito de su competencia.

17. Coordinar y generar propuestas sobre el desarrollo de mecanismos y sistemas, para la protección de los derechos de los consumidores y usuarios, en materia de su competencia.

18. Efectuar la propuesta, ejecución y control de la política comercial interna en todo lo relacionado con la defensa del consumidor y la defensa de la competencia.

19. Entender en la implementación de políticas y en los marcos normativos necesarios para garantizar los derechos del consumidor y el aumento en la oferta de bienes y servicios

20. Entender en las controversias suscitadas entre consumidores o usuarios y proveedores o prestadores a través de la Auditoría en las Relaciones de Consumo.

21. Supervisar el accionar de la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.

22. Supervisar el accionar de los Tribunales Arbitrales de Defensa del Consumidor.

23. Entender en la normalización, tipificación e identificación de mercaderías y en el régimen de pesas y medidas.

24. Entender en la supervisión de los mercados de la producción de su área, interviniendo en los mismos en los casos en que su funcionamiento perjudique la lealtad comercial, el bienestar de los usuarios y consumidores y el normal desenvolvimiento de la economía de acuerdo a los objetivos del desarrollo nacional.

25. Entender en la elaboración de los regímenes de promoción y protección de la inversión pública y de los instrumentos que los concreten; así como en la elaboración, ejecución y fiscalización de los mismos, en su área.

26. Intervenir en la elaboración de las políticas para el desarrollo de las áreas y zonas de frontera y entender en su ejecución en coordinación con las áreas competentes.

27. Entender en la definición, ejecución y promoción de la política comercial en el exterior, incluyendo las negociaciones internacionales que correspondan, así como en la conducción del servicio económico y comercial exterior.

28. Entender en las relaciones con los organismos económicos y comerciales internacionales.

29. Intervenir en la promoción, organización y participación en exposiciones, ferias, concursos, muestras y misiones de carácter económico, oficiales y privadas, en el exterior, en el marco de la política económica global y sectorial que se defina.

30. Entender en los regímenes de precios índices y mecanismos antidumping y otros instrumentos de regulación del comercio exterior.

31. Entender, en los aspectos políticos económicos internacionales, en la formulación y conducción de los procesos de integración de los que participa la República, como así también en el establecimiento y conducción de los órganos comunitarios surgidos de dichos procesos, y en todo lo relativo a su convergencia futura con otros procesos de integración, sin perjuicio de la intervención de las jurisdicciones que tengan asignadas competencias en la materia.

32. Entender en la elaboración de los regímenes de promoción y protección de actividades económicas y de los instrumentos que los concreten, así como en la elaboración, ejecución y fiscalización de los mismos en su área.

33. Entender en la elaboración y ejecución de la política de inversiones extranjeras.

34. Entender en la formulación de políticas y desarrollos de programas destinados a la creación de condiciones para mejorar productividad y competitividad, a través de innovaciones y desarrollo de talento emprendedor.

35. Promover una planificación estratégica para el desarrollo y la transformación productiva, diseñando sistemas de información y análisis para el diseño y gestión de las políticas de desarrollo productivo.

36. Entender en la ejecución y seguimiento del impacto de las políticas productivas para el desarrollo de sectores, ramas o cadenas de valor de actividades económicas.

37. Coordinar y generar propuestas para el desarrollo y promoción de empresas de servicios de alto valor agregado.

38. Promover relaciones de cooperación e integración con provincias y municipios, con el fin de promover el desarrollo productivo de las distintas regiones del país.

39. Fortalecer la infraestructura institucional productiva, conformada por organizaciones intermedias y entidades representativas de los sectores productivos.

40. Entender en todo lo referido a la administración de la participación estatal en el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE).

41. Entender en todo lo referido a la administración de la participación estatal en la Fundación Exportar.

ARTÍCULO 20 ter.- Compete al MINISTERIO DE AGROINDUSTRIA asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la agricultura, la ganadería y la pesca, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia;

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL;

3. Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias con la intervención de las áreas que correspondan, en el ámbito de su competencia.

4. Intervenir en la elaboración y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación y aranceles, en el ámbito de su competencia.

5. Intervenir en la definición de la política comercial en el campo exterior en el ámbito de su competencia.

6. Intervenir en los regímenes de precios índices y mecanismos antidumping y otros instrumentos de regulación del comercio exterior, en el ámbito de su competencia

7. Entender en la elaboración de los regímenes de promoción y protección de actividades económicas y de los instrumentos que los concreten, así como en la elaboración, ejecución y fiscalización de los mismos en su área;

8. Intervenir en el ámbito de su competencia en la promoción, organización y participación en exposiciones, ferias, concursos, muestras y misiones en el exterior;

9. Entender en el otorgamiento de los certificados de origen y calidad de los productos destinados a la exportación vinculados con su competencia;

10. Participar en la administración de las participaciones del Estado en las empresas de carácter productivo en el ámbito de su competencia;

11. Participar en la política laboral y tributaria vinculada a las unidades de producción en el ámbito de su competencia;

12. Participar en la elaboración de políticas, objetivos y acciones atinentes al desarrollo y consolidación de las Cooperativas y Mutuales, así como también la actualización de la legislación aplicable con la participación de los sectores involucrados en el ámbito de su competencia;

13. Entender en la elaboración de los regímenes de las actividades relacionadas con los sectores forestal y pesquero;

14. Entender en la fiscalización sanitaria de la producción agropecuaria, forestal y pesquera;

15. Entender en la normatización, registro, control y fiscalización sanitaria de alimentos, en el ámbito de su competencia.

16. Entender en la tipificación, certificación de calidad y normalización para la comercialización de los productos primarios de origen agropecuario, forestal y pesquero;

17. Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización de los regímenes de las actividades relacionadas con los sectores agropecuario, forestal y pesquero, e intervenir en lo referente a minerales de lechos marinos;

18. Intervenir, en el ámbito de su competencia, en la elaboración de las políticas para el desarrollo de las áreas y zonas de frontera;

19. Entender en la defensa fito y zoosanitaria de fronteras, puertos, aeropuertos y en la fiscalización de la importación de origen agropecuario, forestal y pesquero;

ARTÍCULO 20 quáter.- Compete al MINISTERIO DE TURISMO asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente al turismo, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia;

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL;

3. Entender en todo lo relativo a la promoción y desarrollo en el país de la actividad turística interna y del turismo internacional receptivo, en todas sus formas e intervenir en materia de inversiones en dicha actividad.

4. Participar en la elaboración de la política nacional de transporte Aerocomercial, terrestre, marítimo y fluvial, exclusivamente relacionada al área del Turismo.

5. Entender en el desarrollo de la oferta brindada por el país a fin de adecuarla a la demanda del turismo interno y receptivo internacional.

6. Entender en los aspectos funcionales de las oficinas de promoción, informes, publicidad y asesoramiento para turistas habilitadas.

7. Entender en las acciones referidas a la percepción, depósito y fiscalización del impuesto sobre pasajes aéreos al exterior en vuelos regulares o no regulares de pasajeros.

8. Fomentar los Programas de Turismo social, dirigidos a los grupos vulnerables de la sociedad y en el desenvolvimiento de las Unidades Turísticas de Chapadmalal y Embalse.

9. Participar en la elaboración de la política nacional de protección, puesta en valor y aprovechamiento responsable de las áreas naturales protegidas y de los recursos culturales para el disfrute de las comunidades locales, el turismo nacional e internacional, a partir de su impacto en el desarrollo de las economías regionales.

10. Entender en todo lo relativo a la aplicación de la Ley Nacional de Turismo N° 25.997 o la norma que en el futuro la reemplace o modifique.

11. Administrar el FONDO NACIONAL DE TURISMO.

12. Entender en las relaciones institucionales con las organizaciones regionales, internacionales, oficiales y privadas, y con los organismos públicos, nacionales y provinciales referidos a la actividad turística.

13. Impulsar la ‘Marca Argentina’ conforme los lineamientos del Decreto N° 1372/08.

14. Presidir el accionar del INSTITUTO NACIONAL DE PROMOCION TURISTICA.

15. Presidir el Comité Interministerial de Facilitación Turística.

ARTÍCULO 21.- Compete al MINISTERIO DE TRANSPORTE, asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente al transporte aéreo, ferroviario, automotor, fluvial y marítimo, y, a la actividad vial.

En particular, tendrá a su cargo:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades de su competencia.

4. Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias en las áreas de su competencia.

5. Intervenir en la elaboración de normas de definición de estándares industriales para los equipamientos en las áreas de su competencia.

6. Entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área de su competencia, otorgadas por el Estado Nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia.

7. Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas.

8. Entender en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de su competencia.

9. Entender en la elaboración y aplicación de políticas estratégicas de armonización federal, la coordinación nacional, la registración y sistematización de datos relativos al Sistema Nacional de la Seguridad Vial; concertar con las respectivas jurisdicciones las medidas tendientes al efectivo cumplimiento de las funciones de prevención y control del tránsito, sin que el ejercicio de tales funciones desconozcan o alteren las jurisdicciones locales.

10. Entender en la elaboración y ejecución de la política nacional de transporte aéreo y terrestre, así como en su regulación y coordinación.

11. Entender en todo lo relacionado con el transporte internacional terrestre, fluvial, marítimo y aéreo.

12. Entender en la supervisión, el fomento y el desarrollo técnico y económico de los sistemas de transporte.

13. Entender en la regulación y coordinación de los sistemas de transporte.

14. Entender en la ejecución de la política nacional de fletes.

15. Entender en la elaboración y ejecución de la política de transporte de carga reservada para la matrícula nacional.

16. Entender en la administración, coordinación y ejecución de las políticas y acciones que hacen al ejercicio de los derechos societarios correspondientes a las participaciones accionarias pertenecientes al ESTADO NACIONAL en las empresas de transporte.

17. Entender en la organización, dirección y fiscalización del registro de inscripción, fijación de capacidades y calificación de las empresas vinculadas al sector transporte.

18. Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen de flotas de transporte, tanto terrestre como mercante, (fluvial, de cabotaje y ultramar) y aérea.

19. Entender en la coordinación de las tareas de las reparticiones, empresas nacionales o privadas que operan en todos los sistemas y modos de transporte, así como en el otorgamiento de las habilitaciones que correspondan y en su fiscalización o administración.

20. Entender en todo lo relacionado con la construcción, habilitación, administración y fiscalización de las infraestructuras correspondientes a los diversos modos de transporte, en particular los puertos y vías navegables.

21. Entender en la homologación de los acuerdos armatoriales y sus accesorios.

ARTÍCULO 22.- Compete al MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS asistir al Presidente de la Nación, y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en las relaciones con el PODER JUDICIAL, con el MINISTERIO PÚBLICO, con el Defensor del Pueblo y con el CONSEJO DE LA MAGISTRATURA, en la actualización de la legislación nacional, y a requerimiento del Presidente de la Nación en el asesoramiento jurídico y en la coordinación de las actividades del Estado referidas a dicho asesoramiento, sin perjuicio de la competencia propia e independencia técnica de la PROCURACIÓN DEL TESORO DE LA NACIÓN, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la formulación y aplicación de políticas y programas de promoción y fortalecimiento de los derechos humanos.

4. Intervenir en la organización del PODER JUDICIAL y en el nombramiento de magistrados, conforme a los procedimientos y recaudos previstos en la CONSTITUCIÓN NACIONAL y sus leyes complementarias.

5. Entender en las relaciones con el MINISTERIO PÚBLICO, en la organización y nombramiento de sus magistrados conforme a los procedimientos y recaudos previstos en la CONSTITUCIÓN NACIONAL y leyes complementarias.

6. Entender en las relaciones con el Defensor del Pueblo.

7. Entender en las relaciones con el CONSEJO DE LA MAGISTRATURA.

8. Entender en los asesoramientos jurídicos que le sean requeridos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS y los Ministros Secretarios y demás funcionarios competentes a través de la PROCURACIÓN DEL TESORO DE LA NACIÓN.

9. Entender en la organización y aplicación del régimen de la representación y defensa del estado en juicio a través de la PROCURACIÓN DEL TESORO DE LA NACIÓN.

10. Intervenir en cualquier estado procesal en los litigios en que los intereses del Estado nacional o sus entidades descentralizadas puedan verse comprometidos, sin asumir la calidad de parte en el juicio, en apoyo y sin perjuicio de la intervención necesaria del Cuerpo de Abogados del Estado.

11. Intervenir en la reforma y actualización de la legislación general y entender en la adecuación de los códigos.

12. Intervenir, en coordinación con el MINISTERIO DE SEGURIDAD, en la determinación de la política criminal y en la elaboración de planes y programas para su aplicación, así como para la prevención del delito.

13. Entender en la organización, funcionamiento y supervisión de los establecimientos penales y de sus servicios asistenciales promoviendo las mejoras necesarias para lograr la readaptación del condenado y el adecuado tratamiento del procesado y la efectiva coordinación de la asistencia post-penitenciaria.

14. Entender en los casos de indulto y conmutación de penas.

15. Entender en la conformación, inscripción y registro de los contratos constitutivos de las sociedades, la autorización del funcionamiento de las asociaciones y fundaciones y su fiscalización.

16. Entender en la organización, dirección y fiscalización de los registros de bienes y derechos de las personas.

17. Entender en la organización, dirección y fiscalización del registro de antecedentes judiciales de las personas y el intercambio de la información respectiva en el territorio de la Nación.

18. Entender en la formalización de los actos notariales en que sea parte directa o indirectamente el Estado Nacional.

19. Entender en la determinación de la política, en la elaboración de planes y programas, y en la representación del Estado nacional ante los organismos internacionales, en materia de derechos humanos y la no discriminación de grupos o personas.

20. Intervenir en los pedidos de extradición.

21. Entender en la elaboración de proyectos normativos tendientes al impulso de métodos alternativos de solución de controversias y en las acciones destinadas a la organización, registro y fiscalización.

22. Entender en la aplicación de los Convenios de Asistencia y Cooperación Jurídicas Nacionales e intervenir en la de los Convenios Internacionales de la misma naturaleza.

23. Entender en los programas de lucha contra la corrupción del Sector Público Nacional e intervenir como parte querellante en los procesos en que se encuentre afectado el patrimonio del Estado Nacional.

24. Entender en la compilación e información sistematizada de la legislación nacional, provincial y extranjera, la jurisprudencia y la doctrina.

25. Entender en el registro, habilitación, fiscalización y supervisión que establece la legislación vigente en materia de armas, pólvoras, explosivos y afines.

26. Elaborar, ejecutar y fiscalizar las acciones del área, tendientes a lograr la protección y la defensa de los derechos de las comunidades aborígenes y su plena inclusión en la sociedad, con intervención de los Ministerios que tengan asignadas competencias en la materia, a los efectos previstos en el artículo 75, inciso 17, de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

ARTÍCULO 22 bis.- Compete al MINISTERIO DE SEGURIDAD asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo concerniente a la seguridad interior, a la

preservación de la libertad, la vida y el patrimonio de los habitantes, sus derechos y garantías en un marco de plena vigencia de las instituciones del sistema democrático y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en el ejercicio del poder de policía de seguridad interna y la dirección y coordinación de funciones y jurisdicciones de las fuerzas policiales y de seguridad nacionales (Policía Federal Argentina, Gendarmería Nacional, Prefectura Naval Argentina, Policía de Seguridad Aeroportuaria) y provinciales.

4. Dirigir el Esfuerzo Nacional de Policía, planificando y coordinando las acciones individuales y de conjunto de las Fuerzas de Seguridad y Policiales, atendiendo a todo lo que a ellas concierne en cuanto a su preparación, doctrina y equipamiento.

5. Entender en la organización, doctrina, despliegue, equipamiento y esfuerzos operativos de las Fuerzas de Seguridad y de las Fuerzas Policiales.

6. Formular el diagnóstico de la situación de la seguridad interior en el MERCOSUR e impulsar la coordinación de políticas de seguridad conjuntas con los países miembros.

7. Supervisar el accionar individual o conjunto de las Fuerzas de Seguridad y Policiales, de acuerdo con lo previsto en la Ley N° 24.059 de Seguridad Interior.

8. Entender en la producción de inteligencia e información que compete a las Fuerzas de Seguridad y las Fuerzas Policiales.

9. Intervenir en la distribución de los recursos humanos, materiales y financieros asignados para el logro de los objetivos en función de lo prescripto por la Ley de Seguridad Interior.

10. Coordinar la formulación de planes de mediano y largo plazo de capacitación, inversión, equipamiento y bienestar de las fuerzas, en el marco del sistema de seguridad interior.

11. Supervisar el accionar de la Caja de Retiros, Jubilaciones y Pensiones de la Policía Federal Argentina.

12. Entender en el registro, habilitación, fiscalización y dirección técnica de los actos y actividades vinculados a la navegación por agua.

13. Entender en la aplicación de la Ley N° 26.102 y en todo lo relacionado con la seguridad aeroportuaria.

14. Entender en la determinación de la política criminal y en la elaboración de planes y programas para su aplicación, así como para la prevención del delito.

15. Integrar el Sistema de Seguridad Interior y ejercer las facultades conferidas por la Ley N° 24.059 al entonces MINISTERIO DEL INTERIOR.

16. Entender en la coordinación de las acciones tendientes a solucionar situaciones extraordinarias o emergencias que se produzcan en el territorio de la Nación.

17. Coordinar el Sistema Federal de Emergencias (SIFEM) creado por el Decreto N° 1.250 del 28 de octubre de 1999.

18. Entender en la preservación de la seguridad de las zonas de frontera conforme la normativa existente en la materia.

19. Intervenir en la aplicación de la Ley N° 22.352 y en lo relacionado con los controles fronterizos en los Pasos Internacionales, Centros de Frontera y Áreas de Control Integrado con los países limítrofes.

20. Intervenir en la elaboración y ejecución de políticas para el desarrollo integral de las áreas y zonas de frontera, contribuyendo a la seguridad de sus habitantes.

21. Entender en la planificación de la infraestructura necesaria para el control y la seguridad de las fronteras y entender en su ejecución en coordinación con las áreas competentes.

22. Entender en el Registro Nacional de Precursores Químicos.

ARTÍCULO 23.- Compete al MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en todo lo inherente a las relaciones y condiciones individuales y colectivas de trabajo, al régimen legal de las negociaciones colectivas y de las asociaciones profesionales de trabajadores y empleadores, al empleo y la capacitación laboral, a la seguridad social y, en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la promoción, regulación y fiscalización del cumplimiento de los derechos fundamentales de los trabajadores, en especial la libertad sindical, la negociación colectiva, la igualdad en las oportunidades y de trato y la eliminación del trabajo forzoso y del infantil.

4. Entender en todo lo relativo al régimen de contrato de trabajo y demás normas de protección del trabajo.

5. Entender en lo relativo a las negociaciones y convenciones colectivas de trabajo en el territorio de la Nación.

6. Entender en el tratamiento de los conflictos individuales y colectivos de trabajo, ejerciendo facultades de conciliación, mediación y arbitraje, con arreglo a las respectivas normas particulares.

7. Entender en la aplicación de las normas legales relativas a la constitución y funcionamiento de las asociaciones profesionales y de trabajadores y en la organización del registro de las asociaciones de empleadores en el territorio de la Nación.

8. Entender en el ejercicio del poder de policía en el orden laboral como autoridad central y de Superintendencia de la Inspección del Trabajo y coordinar las políticas y los planes nacionales de fiscalización y en especial los relativos al control del empleo no registrado.

9. Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen de trabajo de menores, discapacitados y otros grupos especiales de trabajadores.

10. Entender en la igualdad de oportunidades y de trato entre hombres y mujeres en el acceso al empleo y en el trabajo, así como la protección de la maternidad.

11. Entender en la elaboración, organización, aplicación y fiscalización de los regímenes de trabajo portuario y del transporte terrestre, aéreo, marítimo, fluvial y otros regímenes especiales de trabajo.

12. Entender en la elaboración y fiscalización de las normas generales y particulares referidas a higiene, salud, seguridad y a los lugares o ambientes donde se desarrollan las tareas en el territorio de la Nación.

13. Entender en la elaboración y ejecución de las pautas que orienten la política salarial del sector privado e intervenir en la fijación de las del sector público nacional.

14. Intervenir en lo relativo a las políticas y acciones tendientes a incrementar la productividad del trabajo y su equitativa distribución.

15. Intervenir en la coordinación y armonización de los planes de empleo con los planes económicos.

16. Entender en el funcionamiento de los servicios públicos y privados de empleo en el orden nacional, y promover su coordinación en los ámbitos provinciales y municipales.

17. Entender en la formulación de políticas, el diseño de instrumentación y la gestión de financiamiento destinado a programas de empleo y capacitación laboral.

18. Entender en la definición de los criterios de asignación de recursos financieros para programas de empleo y capacitación laboral y, en la reglamentación, control y auditoría de dichos programas descentralizados a las provincias y municipios.

19. Entender en la formulación y gestión de políticas vinculadas al sector social de la economía, tales como la promoción de incubadoras de microempresas, desarrollo de proyectos microempresarios y de pequeñas unidades productivas; asistencia técnica y formación de recursos afectados a ésta.

20. Entender en la formulación, gestión, supervisión y auditorías de planes y políticas relacionados con la capacitación laboral, preferentemente aplicando criterios de descentralización, en el marco de una política de promoción del desarrollo local.

21. Intervenir en la vinculación entre el empleo, la capacitación laboral, la producción y la tecnología.

22. Intervenir en la elaboración de las políticas de migraciones laborales internas y externas.

23. Entender en la determinación de los objetivos y políticas de la seguridad social y en la elaboración, ejecución y fiscalización de programas y regímenes integrados de seguridad social en materia de riesgos del trabajo, maternidad, vejez, invalidez, muerte, cargas de familia, desempleo y otras contingencias de carácter social.

24. Entender en la aprobación de los convenios entre los organismos competentes de la seguridad social y asociaciones sindicales de trabajadores y de empleadores.

25. Entender en la armonización y coordinación del Sistema Previsional con los regímenes provinciales, municipales, de profesionales y de estados extranjeros, así como en la administración y supervisión de los sistemas de complementación previsional cualquiera fuera la normativa de creación.

26. Entender en la aplicación de las normas de derecho internacional público y privado del trabajo e intervenir en su elaboración y en los aspectos laborales de los procesos de integración y coordinar las acciones en materia de trabajo, empleo, capacitación laboral y seguridad social con los organismos internacionales.

27. Intervenir en la definición de contenidos y el diseño de los censos y encuestas que realizan los organismos oficiales, en lo referente al trabajo, al empleo, la capacitación laboral, los ingresos y la seguridad social.

28. Entender en la elaboración de estadísticas, estudios y encuestas que proporcionen un mejor conocimiento de la problemática del trabajo, del empleo, la capacitación laboral, los ingresos y la seguridad social.

ARTÍCULO 23 bis.- Compete al MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo que hace al desarrollo social de las personas, las familias y las comunidades del país en un marco de derechos y equidad territorial, articulando intersectorialmente y con otras jurisdicciones provinciales y el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires las acciones ante situaciones de riesgo y vulnerabilidad social; y en lo relativo al acceso a la vivienda digna, y al cumplimiento de los compromisos asumidos en relación con los tratados internacionales y los convenios multinacionales, en materia de su competencia y, en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la coordinación de toda la política social del Estado nacional y sus respectivos planes de desarrollo en los ámbitos nacional, provincial y municipal, diseñando, promoviendo y ejecutando las actividades tendientes a mejorar la estructura institucional de las políticas y programas sociales públicos.

4. Entender en los casos de emergencias sociales, en coordinación con el Ministerio de Salud, que requieran el auxilio del Estado.

5. Entender en las medidas y acciones tendientes a obtener financiamiento para planes de desarrollo social, controlando —en el ámbito de su competencia— el cumplimiento por los organismos ejecutores —nacionales, provinciales o municipales— de los compromisos adquiridos.

6. Entender en la administración de los fondos provenientes de los juegos de azar.

7. Intervenir en las actividades de carácter internacional relacionadas con el desarrollo social de nuestro país como así también ejercer la representación de la REPÚBLICA ARGENTINA en las reuniones, foros y ámbitos internacionales vinculados con el desarrollo y la promoción social.

8. Entender en la reglamentación, control y auditoría de los programas sociales descentralizados a las provincias, municipios y organizaciones no gubernamentales, por transferencia.

9. Intervenir en la definición de los criterios de asignación de recursos financieros del Estado Nacional destinados a la población.

10. Entender en la organización y operación de un sistema de información social, con indicadores relevantes sobre los grupos poblacionales, que permita una adecuada ponderación del conjunto de las políticas y programas sociales nacionales, como así también en su identificación.

11. Entender en la formulación, normatización, coordinación, monitoreo y evaluación de las políticas alimentarias implementadas en el ámbito nacional, provincial y municipal, como así en la formulación, ejecución, monitoreo y evaluación de todos los programas alimentarios implementados en el ámbito nacional.

12. Intervenir en la elaboración y ejecución de acciones tendientes a lograr el desarrollo de las personas con capacidades especiales.

13. Entender en la ejecución de acciones que ameriten intervención directa y ayuda urgente a personas en situación de riesgo y vulnerabilidad social, tanto en el país como fuera de él, participando en acciones en cumplimiento de compromisos o planes de ayuda internacionales.

14. Entender en la formulación de las políticas destinadas a niños, niñas y adolescentes y familias, y en el diseño, ejecución, coordinación, monitoreo y evaluación de programas de promoción, protección,

integración social y defensa de sus derechos, siguiendo los lineamientos de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y las Convenciones Internacionales en la materia.

15. Entender en la formulación de las políticas de promoción social destinadas a la Juventud y al Género.

16. Intervenir en las acciones destinadas a promover la formación y capacitación de los recursos destinados al área social.

17. Elaborar planes y programas de capacitación vinculados con la política social en estricta relación con la Economía Social y oficios y saberes populares en el ámbito de su Competencia.

18. Entender en la formulación de las políticas destinadas a la tercera edad y en la coordinación de programas de promoción e integración social de las personas mayores.

19. Intervenir en la elaboración de normas de acreditación que regulen el funcionamiento, control y evaluación de las instituciones y organizaciones sociales.

20. Entender en la formulación de políticas tendientes al fortalecimiento de la economía social y en el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de programas de microcréditos.

21. Entender en las acciones que promuevan el desarrollo humano mediante la promoción de actividades productivas y de comercialización en zonas rurales y urbanas.

22. Intervenir en la elaboración, ejecución y fiscalización de programas integrados de seguridad social en lo atinente a los aspectos del ámbito de su competencia.

23. Entender en la elaboración, aplicación, ejecución, superintendencia, control y fiscalización de los regímenes de mutualidades y de las entidades cooperativas.

24. Entender en la asignación y distribución de subsidios y ayudas urgentes que se otorguen a personas, entidades públicas y privadas, cooperativas y organizaciones sociales, inclusive a través de equipamiento, insumos, materiales, infraestructura social, elementos para talleres familiares, emprendimientos sociales y comunitarios, de carácter productivo, recreativo o de servicios, que apunten al mejoramiento de la calidad de vida, en el marco del cumplimiento de las políticas sociales.

25. Participar en la elaboración de programas de vivienda e infraestructura social en coordinación con las áreas competentes.

26. Entender en la promoción, cooperación y asistencia técnica de las instituciones de bien público destinadas a la asistencia de la población, como así en el registro y fiscalización de aquéllas y de los organismos no gubernamentales, organizaciones comunitarias y de base, y en la coordinación de las acciones que permitan su adecuada y sistemática integración en las políticas y programas sociales.

27. Entender en la aplicación de los tratados internacionales relacionados con los temas de su competencia, e intervenir en la formulación de convenios internacionales en los asuntos propios de su área.

28. Entender en la elaboración y ejecución de programas que contemplen los Centros de Desarrollo Infantil, tanto en el ámbito nacional como interregional, tendientes al desarrollo de la población en sus primeros años.

29. Intervenir desde el punto de vista de su competencia en el desarrollo de investigaciones propias para la elaboración, desarrollo y consolidación de las políticas sociales.

30. Entender en el desarrollo de sistemas de comunicación social comunitarios para trabajar en la evolución, promoción y articulación de las políticas sociales.

31. Entender en la formulación, normatización, articulación de las políticas atinentes a los Centros de Integración Comunitaria como un espacio central de ejecución de políticas sociales en el territorio, en coordinación con las autoridades de las jurisdicciones provinciales y del Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con el fin de consolidar la Red Federal de Políticas Sociales.

32. Administrar el Registro Nacional de Efectores de Desarrollo Local y Economía Social en el ámbito de su competencia.

ARTÍCULO 23 ter.- Compete al MINISTERIO DE SALUD asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la salud de la población, y a la promoción de conductas saludables de la comunidad y, en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la fiscalización del funcionamiento de los servicios, establecimientos e instituciones relacionadas con la salud.

4. Entender en la planificación global del sector salud y en la coordinación con las autoridades sanitarias de las jurisdicciones provinciales y del Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con el fin de implementar un Sistema Federal de Salud, consensuado, que cuente con la suficiente viabilidad social.

5. Entender en la elaboración de las normas destinadas a regular los alcances e incumbencias para el ejercicio de la medicina, la odontología y profesiones afines, garantizando la accesibilidad y la calidad de la atención médica.

6. Intervenir en la fiscalización del estado de salud de los aspirantes a ingresar en la Administración Pública Nacional y de aquellos que ya se desempeñan en la misma.

7. Intervenir en el ámbito de su competencia de competencia, en el estudio, reconocimiento y evaluación de las condiciones ambientales de los lugares destinados a realizar tareas, cualquiera sea su índole o naturaleza, con presencia circunstancial o permanente de personas físicas.

8. Intervenir en la elaboración de las normas reglamentarias sobre medicina del trabajo.

9. Intervenir en la elaboración de las normas reglamentarias sobre medicina del deporte.

10. Entender en la fiscalización médica de la inmigración y la defensa sanitaria de fronteras, puertos, aeropuertos y de medios de transporte internacional.

11. Entender en el ejercicio del poder de policía sanitaria en lo referente a productos, tecnología, equipos, instrumental y procedimientos vinculados con la salud, e intervenir en la radicación de las industrias productoras de los mismos.

12. Entender en el dictado de normas y procedimientos de garantía de calidad de la atención médica.

13. Intervenir en la aprobación de los proyectos de los establecimientos sanitarios que sean construidos con participación de entidades públicas y privadas.

14. Entender en la coordinación, articulación y complementación de sistemas de servicios de salud estatales del ámbito nacional, provincial municipal, de la seguridad social, y del sector privado.

15. Entender en la organización, dirección y fiscalización del registro de establecimientos sanitarios públicos y privados.

16. Intervenir en la fiscalización de todo lo atinente a la elaboración, distribución y comercialización de los productos medicinales, biológicos, drogas, dietéticos, alimentos, insecticidas, de tocador, aguas minerales, hierbas medicinales y del material e instrumental de aplicación médica, en coordinación con los Ministerios pertinentes.

17. Intervenir en la corrección y eliminación de las distorsiones que se operen en el mercado interno de productos medicinales.

18. Intervenir en las acciones destinadas a promover la formación y capacitación de los recursos humanos destinados al área de la salud.

19. Intervenir en la normatización, registro, control, y fiscalización sanitaria y bromatológica de alimentos, en el ámbito de su competencia.

20. Entender y fiscalizar la distribución de subsidios a otorgar con fondos propios a las entidades públicas y privadas que desarrollen actividades de medicina preventiva, o asistencial.

21. Intervenir, en el ámbito de su competencia, en la asignación y control de subsidios tendientes a resolver problemas de salud en situaciones de emergencia y necesidad, no previstos o no cubiertos por los sistemas en vigor.

22. Intervenir en la elaboración y desarrollo de programas integrados de seguridad social en los aspectos relacionados con la salud.

23. Entender en la actualización de las estadísticas de salud y los estudios de recursos disponibles, oferta, demanda y necesidad, así como el diagnóstico de la situación necesaria para la planificación estratégica del sector salud.

24. Entender en la normatización y elaboración de procedimientos para la captación y el procesamiento de datos sanitarios producidos a nivel jurisdiccional, efectuar su consolidación a nivel nacional y difundir el resultado de los mismos.

25. Entender en la difusión e información sobre los servicios sustantivos de salud a los destinatarios de los mismos para disminuir las asimetrías de información.

26. Entender en el desarrollo de estudios sobre epidemiología, economía de la salud y gestión de las acciones sanitarias de manera de mejorar la eficiencia, eficacia y calidad de las organizaciones de salud.

27. Entender en la regulación de los planes de cobertura básica de salud.

28. Entender en las relaciones sanitarias internacionales y en las relaciones de cooperación técnica con los organismos e instituciones internacionales de salud.

29. Entender en la formulación y promoción de planes tendientes a la reducción de inequidades en las condiciones de salud de la población, en el marco del desarrollo humano integral y sostenible mediante el establecimiento de mecanismos participativos y la construcción de consensos a nivel federal, intra e intersectorial.

30. Intervenir con criterio preventivo en la disminución de la morbilidad por tóxicos y riesgos químicos en todas las etapas del ciclo vital.

31. Intervenir, en el ámbito de su competencia, en la promoción de la educación sanitaria a través de las escuelas primarias, secundarias o especiales, y de la educación superior para crear conciencia sanitaria en la población, en coordinación con el MINISTERIO DE EDUCACIÓN Y DEPORTES.

32. Entender en la elaboración de los programas maternos infantiles tanto en el ámbito nacional como interregional, tendientes a disminuir la mortalidad infantil.

33. Entender en la elaboración de los planes destinados a la prevención y detección de enfermedades endémicas y de enfermedades no transmisibles.

34. Intervenir, en el ámbito de su competencia, en el desarrollo de programas preventivos y de promoción de la salud tendientes a lograr la protección de las comunidades aborígenes.

35. Entender en el control, la vigilancia epidemiológica y la notificación de enfermedades.

36. Entender en la programación y dirección de los programas nacionales de vacunación e inmunizaciones.

37. Entender, en el ámbito de su competencia, en la elaboración, ejecución, desarrollo y fiscalización de programas integrados que cubran a los habitantes en caso de patologías específicas y grupos poblacionales determinados en situación de riesgo.

38. Intervenir en la elaboración de las normas, políticas y respectivos programas vinculados con la discapacidad y rehabilitación integral.

39. Entender en la elaboración, aplicación, ejecución y fiscalización de los regímenes de mutuales y de obras sociales comprendidas en las Leyes Nros. 23.660 y 23.661.

40. Entender, en el ámbito de su competencia, en las normativas y control de la medicina prepaga.

41. Entender en la formulación de políticas y estrategias de promoción y desarrollo destinadas a prevenir y/o corregir los efectos adversos del ambiente sobre la salud humana, en forma conjunta con otros organismos dependientes del PODER EJECUTIVO NACIONAL con competencia en la materia.

42. Entender en lo referente a los determinantes sociales de la salud en coordinación con los Ministerios con incumbencia principal en dichos temas.

43. Desarrollar las actividades necesarias en relación a la donación y trasplante de órganos, tejidos y células.

44. Entender en lo referente a los laboratorios nacionales de salud pública.

45. Entender en las relaciones sanitarias nacionales y en las relaciones de cooperación con organismos e instituciones nacionales de salud.

ARTÍCULO 23 quáter.- Compete al MINISTERIO DE EDUCACIÓN Y DEPORTES asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la Educación, de conformidad a lo establecido por las Leyes Nros. 24.195, 24.521, el Pacto Federal Educativo (Ley N° 24.856) y a las demás leyes y reglamentaciones vigentes y que se dicten en consecuencia, y al Deporte, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la definición de los objetivos de la política educativa concertados en el seno del Consejo Federal de Educación y dentro del marco de los principios establecidos en la Ley Federal de Educación.

4. Entender en acuerdo con el Consejo Federal de Educación en el establecimiento de los objetivos y Contenidos Básicos Comunes de las currículas de los distintos niveles, ciclos y regímenes especiales de enseñanza, garantizando la unidad del Sistema Educativo Nacional.

5. Entender en la formulación de políticas compensatorias y programas nacionales de cooperación técnica y financiera que promuevan la calidad y la equidad en el desarrollo de la educación en todo el ámbito de la Nación.

6. Entender en el desarrollo y administración de la Red Federal de Formación Docente Continua para garantizar la calidad, profesionalidad y pertinencia en la formación de los docentes dependientes de las distintas jurisdicciones.

7. Entender en la elaboración y aplicación del Sistema Nacional Integrado de Información y Evaluación de la Calidad Educativa.

8. Entender en una adecuada federalización del sistema educativo brindando a tal efecto la asistencia técnica que requieran las provincias y el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

9. Entender en la formulación de políticas generales para el desarrollo y coordinación del Sistema de Educación Superior, universitario y no universitario.

10. Intervenir en la definición de los criterios de asignación de recursos financieros del Estado Nacional destinados a las Universidades Nacionales.

11. Entender en la creación y operación de fondos para la mejora de la calidad en las Universidades Nacionales.

12. Entender en la creación de nuevas instituciones universitarias y en la fiscalización de las instituciones universitarias de gestión privada.

13. Entender en las acciones inherentes a la formulación de un sistema de Evaluación y Acreditación para la Educación Superior, universitaria y no universitaria.

14. Entender en la determinación de la validez nacional de estudios y títulos, en la habilitación de títulos profesionales con validez nacional, así como en el reconocimiento de títulos expedidos en el extranjero.

15. Intervenir en la formulación y gestación de convenios internacionales de integración educativa de carácter bilateral o multilateral.

16. Intervenir en la negociación de tratados y convenios internacionales relativos a la educación, y entender en la aplicación de los tratados y convenios internacionales, leyes y reglamentos generales relativos a la materia.

17. Coordinar la cooperación internacional en el ámbito de su competencia.

18. Entender en todo lo relativo a la promoción y desarrollo en el país de la actividad deportiva en todas sus formas.

19. Intervenir como Autoridad de Aplicación en el establecimiento de las políticas, planes, programas, infraestructura y seguridad vinculados al fomento y al desarrollo integral del deporte a nivel local e internacional, en todas sus etapas y niveles de competencia y de recreación en todas sus formas y modalidades en coordinación con los organismos nacionales, provinciales municipales e instituciones privadas.

ARTÍCULO 23 quinquies.- Compete al MINISTERIO DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN PRODUCTIVA asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la Ciencia, a la Tecnología e Innovación Productiva y, en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la formulación de las políticas y en la planificación del desarrollo de la tecnología como instrumento que permita fortalecer la capacidad del país para dar respuesta a problemas sectoriales y sociales prioritarios y contribuir a incrementar en forma sostenible la competitividad del sector productivo,

sobre la base del desarrollo de un nuevo patrón de producción basado en bienes y servicios con mayor densidad tecnológica.

4. Entender en la formulación de políticas y programas para el establecimiento y funcionamiento del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación instaurado por la Ley N° 25.467, y entender en la gestión de instrumentos para la aplicación de la Ley N° 23.877 de Innovación Tecnológica.

5. Entender en la formulación y ejecución de planes, programas, proyectos y en el diseño de medidas e instrumentos para la promoción de la ciencia, la tecnología y la innovación; en particular en el impulso y administración de fondos sectoriales en áreas prioritarias para el sector productivo o en sectores con alto contenido de bienes públicos. Administrar los existentes en materia de promoción del software con los alcances del régimen del artículo 13 de la Ley N° 25.922, en la de promoción de la biotecnología moderna en lo que respecta al fondo creado por el artículo 15 de la Ley N° 26.270, y de promoción de la nanotecnología a través de la Fundación de Nanotecnología —FAN— (Decreto N° 380/05).

6. Supervisar la actividad de los organismos destinados a la promoción, regulación y, ejecución en ciencia, tecnología, e innovación productiva en el ámbito de su competencia.

7. Ejercer la Presidencia y Coordinación Ejecutiva del Gabinete Científico-Tecnológico (GACTEC) en los términos de la normativa vigente en la materia.

8. Entender en la coordinación funcional de los organismos del Sistema Científico Tecnológico de la Administración Nacional, y evaluar su actividad.

9. Entender en la promoción y el impulso de la investigación, y en la aplicación, el financiamiento y la transferencia de los conocimientos científicos tecnológicos.

10. Intervenir en la formulación y gestación de convenios internacionales de integración científica y tecnológica de carácter bilateral o multilateral.

11. Intervenir en la promoción, gestación y negociación de tratados y convenios internacionales relativos a la ciencia, tecnología e innovaciones productivas, y entender en la aplicación de los tratados y convenios internacionales, leyes y reglamentos generales relativos a la materia.

12. Coordinar la cooperación internacional en el ámbito de su competencia.

ARTÍCULO 23 sexies.- Compete al MINISTERIO DE CULTURA asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la cultura, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la formulación y ejecución de las políticas de la jurisdicción, destinadas a estimular y favorecer la expresión cultural en todas sus formas.

4. Elaborar y promover políticas de participación institucional fortaleciendo la identidad cultural nacional.

5. Implementar las políticas de difusión en el país y hacia el exterior de los hechos culturales.

6. Promover y difundir el desarrollo de actividades económicas asociadas con la cultura.

7. Planificar políticas de financiamiento de la actividad cultural junto con el sector privado y organizaciones de la sociedad civil.

8. Establecer las políticas que regirán a los organismos que le dependen y supervisar el accionar de los entes descentralizados que actúan en el área.

9. Dirigir las políticas de conservación, resguardo y acrecentamiento del Patrimonio Cultural de la Nación.

10. Promover políticas de integración e intercambio cultural entre las jurisdicciones del país y hacia el exterior.

11. Promover políticas de incentivo y desarrollo cultural y creativo nacional.

12. Promover la producción e intercambio del conocimiento científico en temas relacionados con las industrias culturales, la generación de empleo sectorial y de los servicios vinculados.

ARTÍCULO 23 septies.- Compete al MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE asistir al Presidente de la Nación, y al Jefe de Gabinete de Ministros en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la política ambiental y su desarrollo sustentable y la utilización racional de los recursos naturales, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Asistir al Presidente de la Nación en la formulación, implementación y ejecución de la política ambiental y su desarrollo sustentable como política de Estado, en el marco de lo dispuesto en el artículo 41 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, en los aspectos técnicos relativos a la política ambiental y la gestión ambiental de la Nación, proponiendo y elaborando regímenes normativos relativos al ordenamiento ambiental del territorio y su calidad ambiental.

4. Intervenir en el Consejo Federal de Medio Ambiente, integrando y proporcionando los instrumentos administrativos necesarios para una adecuada gestión del organismo.

5. Entender en la gestión ambientalmente sustentable de los recursos hídricos, bosques, fauna silvestre y en la preservación del suelo.

6. Entender en la promoción del desarrollo sustentable de los asentamientos humanos, mediante acciones que garanticen la calidad de vida y la disponibilidad y conservación de los recursos naturales.

7. Entender en el relevamiento, conservación, recuperación, protección y uso sustentable de los recursos naturales, renovables y no renovables.

8. Intervenir desde el punto de vista de su competencia en el desarrollo de la biotecnología.

9. Entender en las relaciones con las organizaciones no gubernamentales vinculadas a los temas ambientales y al desarrollo sustentable, y establecer un sistema de información pública sobre el estado del ambiente y sobre las políticas que se desarrollan.

10. Entender en la preservación y administración de los bosques, parques y reservas nacionales, áreas protegidas y monumentos naturales.

11. Supervisar el accionar de la Administración de Parques Nacionales.

12. Entender en la planificación y ordenamiento ambiental del territorio nacional.

13. Entender en el control y fiscalización ambiental y en la prevención de la contaminación.

14. Entender en la administración de programas de financiamiento internacional dedicados a proyectos sobre medio ambiente, cambio climático y preservación ambiental.

15. Entender en la incorporación de nuevas tecnologías e instrumentos para defender el medio ambiente y disminuir el cambio climático.

16. Entender en la materia de su competencia las acciones preventivas y ante las emergencias naturales y catástrofes climáticas.

ARTÍCULO 23 octies.- Compete al MINISTERIO DE MODERNIZACIÓN asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente al empleo público, a la innovación de gestión, al régimen de compras y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Diseñar, proponer y coordinar las políticas de transformación y modernización del Estado en las distintas áreas del Gobierno Nacional, su Administración central y descentralizada, y determinar los lineamientos estratégicos y la propuesta de las normas reglamentarias en la materia.

4. Definir e implementar el Plan de Modernización de la Administración Pública Nacional, su administración central y descentralizada y ejercer funciones como autoridad de aplicación del mismo.

5. Entender en el análisis y propuesta del diseño de la estructura de la Administración Nacional Centralizada y Descentralizada y aprobar las modificaciones propuestas.

6. Colaborar con las provincias y municipios en sus procesos de reforma y modernización del Estado, coordinando las acciones específicas de las entidades del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

7. Dirigir y supervisar el accionar del Cuerpo de Administradores Gubernamentales.

8. Entender en el perfeccionamiento de la organización y funcionamiento de la Administración Pública Nacional Central y Descentralizada, procurando optimizar y coordinar los recursos humanos, técnicos, materiales y financieros con que cuenta.

9. Intervenir como Órgano Rector en materia de Empleo Público y como Autoridad de Aplicación e interpretación de las disposiciones de dicho régimen.

10. Entender en la definición de las políticas de recursos humanos y en el seguimiento y evaluación de su aplicación, que aseguren el desarrollo y funcionamiento de un sistema eficiente de carrera administrativa.

11. Diseñar e implementar las políticas de capacitación para personal y funcionarios de la Administración Pública Centralizada y Descentralizada y administrar el Fondo de Capacitación Permanente y Recalificación Laboral.

12. Intervenir en la aplicación de la política salarial del sector público, con participación de los Ministerios y organismos que correspondan.

13. Entender, elaborar y suscribir en los acuerdos surgidos de las negociaciones colectivas con las representaciones gremiales y cada uno de los ministerios o áreas involucradas.

14. Intervenir en la definición de estrategias y estándares sobre tecnologías de información, comunicaciones asociadas y otros sistemas electrónicos de tratamiento de información de la Administración Nacional.

15. Diseñar, coordinar e implementar la incorporación y mejoramiento de los procesos, tecnologías, infraestructura informática y sistemas y tecnologías de gestión de la Administración Pública Nacional.

16. Proponer diseños en los procedimientos administrativos que propicien sus simplificación, transparencia y control social y elaborar los desarrollos informáticos correspondientes.

17. Actuar como Autoridad de Aplicación del régimen normativo que establece la infraestructura de firma digital para el sector público nacional.

18. Intervenir en el desarrollo de sistemas tecnológicos con alcance transversal o comunes a los organismos y entes de la Administración Pública Nacional, Centralizada y Descentralizada.

19. Entender en lo relativo a las políticas, normas y sistemas de compras del sector público nacional.

ARTÍCULO 23 nonies.- Compete al MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía y minería, y en particular:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la elaboración, ejecución y control de las políticas mineras de la Nación, tendiendo al aprovechamiento, uso racional y desarrollo de los recursos geológicos mineros.

4. Entender en la elaboración, ejecución y fiscalización relativas a la explotación y catastro minero.

5. Entender en la normalización y control de calidad de la producción minera.

6. Intervenir en la elaboración y en la ejecución de la política energética nacional.

7. Entender en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.

8. Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades de su competencia.

9. Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias en las áreas de su competencia.

10. Intervenir en la elaboración y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación y aranceles en las áreas de su competencia.

11. Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos.

12. Entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área de su competencia, otorgadas por el Estado Nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia.

13. Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas.

14. Entender en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de su competencia.

15. Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007.

16. Participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia.

17. Entender en el relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de su competencia.

ARTÍCULO 23 decies.- Compete al MINISTERIO DE COMUNICACIONES asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a las tecnologías de la información, las telecomunicaciones, los servicios de comunicación audiovisual y los servicios postales.

En particular, tendrá a su cargo:

1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.

2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

3. Entender en la elaboración y en la ejecución de la política en materia de telecomunicaciones.

4. Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades de su competencia.

5. Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias en las áreas de su competencia. 6. Entender en la elaboración de las políticas, leyes y tratados en las áreas de su competencia y supervisar los organismos y entes de control de los prestadores de los servicios en el área de su competencia.

7. Entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias, autorizaciones, permisos o registros de servicios del área de su competencia, o de otros títulos habilitantes pertinentes otorgados por el Estado Nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia.

8. Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de los prestadores de servicios en el área de su competencia así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y establecer los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas.

9. Entender en la elaboración, ejecución, fiscalización y reglamentación del régimen del servicio postal.

10. Entender en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de su competencia.

11. Entender en la promoción del acceso universal a las nuevas tecnologías como herramientas de información y conocimiento, como asimismo en la coordinación con las Provincias, las empresas y los organismos de su dependencia, en relación a la optimización del uso de las facilidades y redes existentes.

12. Participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia.

Art. 6° — Hasta tanto se perfeccionen las modificaciones presupuestarias y demás tareas que permitan la plena operatividad de las Jurisdicciones que se crean por el presente Decreto, los Servicios Administrativos Financieros existentes a la fecha de su firma continuarán prestando los servicios relativos a la ejecución presupuestaria, contable, financiera, de compras y de recursos humanos a las nuevas autoridades ministeriales constituidas por la presente medida, con cargo a los créditos presupuestarios vigentes.

Art. 7° — El Jefe de Gabinete de Ministros dicta las normas complementarias, interpretativas y aclaratorias del presente Decreto.

Art. 8° — El presente Decreto entra en vigencia a partir de la fecha de su dictado.

Art. 9° — Dése cuenta al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

Art. 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — José G. Santos. — Julio C. Martínez. — Susana M. Malcorra. — Alberto J. Triaca. — Patricia Bullrich. — Germán C. Garavano. — Alejandro P. Avelluto. — José Salvador Barañao. — Jorge Lemus. — Carolina Stanley.

DECRETO PEN N° 22/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.273, del 11/12/2015

Desígnase Ministro.
Designase MINISTRO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero D. Juan José ARANGUREN (D.N.I. N° 11.299.116)

BUENOS AIRES, 10 DE DICIEMBRE 2015

VISTO, el artículo 99, inciso 7 de la CONSTITUCION NACIONAL.

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Desígnase Ministro de Energía y Minería al Ingeniero D. Juan José ARANGUREN (D.N.I. N° 11.299.116).

Art. 2° — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — MACRI. — Marcos Peña.

DECRETO PEN N° 134/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.278, del 17/12/2015

> Declarase la Emergencia del SECTOR ELECTRICO NACIONAL la DECLARACIÓN DE EMERGENCIA y las acciones que de ella deriven, según lo indicado en el Artículo 2° del presente, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Declárase emergencia del Sector Eléctrico Nacional.

BUENOS AIRES 16 DE DICIEMBRE DE 2015

VISTO, las Leyes Nros. 24.065, 25.561, 25.790 y 27.200 y la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520 texto ordenado por Decreto N° 438/92 y sus modificatorias), y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 1° de la Ley N° 24.065 caracteriza como servicio público al transporte y distribución de electricidad.

Que conforme a lo dispuesto en el Artículo 2° de la referida Ley, la Política Nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad tiene los objetivos de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad; regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; y alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Que la Ley N° 25.561 autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en su Artículo 8°, que tengan por objeto la prestación de servicios públicos.

Que la Ley N° 25.790 dispuso que las decisiones que adopte el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el desarrollo del proceso de renegociación no se hallarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión o licencia de los respectivos servicios públicos.

Que las Leyes. Nros. 25.561 y 25.790 fueron objeto de sucesivas prórrogas, la última de ellas, dispuesta por la Ley N° 27.200, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Que a pesar del tiempo transcurrido la renegociación contractual ordenada por la Ley N° 25.561 no se ha completado.

Que ello ha implicado la ausencia de un esquema tarifario que brinde señales hacia un consumo eficiente y racional para los distintos segmentos y tipos de usuarios.

Que asimismo los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir de 2003 no han dado señales económicas suficientes para hacer que los actores privados realicen las inversiones que se requieren en el Sistema Eléctrico para permitir el crecimiento necesario de la oferta de energía eléctrica para abastecer el crecimiento de la demanda de dicho servicio.

Que el atraso en los niveles de inversión de infraestructura en las redes de distribución de energía eléctrica y la dependencia del abastecimiento en equipos de generación móvil de tipo emergencial, ante condiciones meteorológicas exigentes o ante fallas imprevistas de equipos críticos sin nivel de reserva o redundancia suficiente, resultó en el aumento del número de interrupciones del suministro y su duración, evidenciando un paulatino y progresivo decrecimiento en la calidad del servicio.

Que el Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica bajo Jurisdicción Federal a cargo de las concesionarias Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.) y Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.) exhibe una situación caracterizada por la insuficiente adecuación del sistema de distribución a las necesidades de la demanda actual y futura.

Que ello así, debido a diversos factores entre los cuales se destacan la falta de inversiones suficientes, unida a una deficiente planificación en el ámbito de la distribución de energía que profundizaron los inconvenientes derivados de la falta de renovación de las redes y su ampliación acorde a los cambios de hábitos de consumo de la sociedad, así como al avance tecnológico y la intensificación del consumo por el uso de equipamiento eléctrico domiciliario, especialmente sistemas de climatización, incluyendo sustituciones de otras fuentes de energía por el uso de la electricidad.

Que ello ha resultado en un progresivo decrecimiento en la calidad del servicio.

Que los indicadores que reflejan la calidad del servicio público de las distribuidoras exhiben los siguientes resultados: el indicador de frecuencia media de interrupción por usuario correspondiente al 2003 para EDENOR S.A. fue de 4,73 interrupciones por año y para el 2014 fue de 9,33 interrupciones por año, en tanto el mismo indicador para EDESUR S.A. fue de 3,56 interrupciones por año y de 5,44 interrupciones por año, respectivamente.

Que en el indicador de la duración media de interrupción por usuario del 2003 para EDENOR S.A. fue de 10,19 horas por año y para el 2014 fue de 31,83 horas por año, en tanto el mismo indicador para EDESUR S.A. fue de 6,39 horas por año y de 33,07 horas por año, respectivamente.

Que estos resultados representan un aumento, para los períodos referidos, del indicador de frecuencia media de interrupción por usuario para EDENOR S.A. del NOVENTA Y SIETE POR CIENTO (97%) y para EDESUR S.A. del CINCUENTA Y TRES POR CIENTO (53%).

Que el riesgo asociado a los equipos de transmisión y transformación del Sistema de Transporte en Alta Tensión, ante imprevistos, meteoros, atentados o fallas que impliquen una afectación potencial significativa al abastecimiento de la demanda, ya sea en forma directa o limitando la capacidad de transporte entre los distintos puntos de la red, existiendo además condiciones de saturación y alta exigencia en algunas regiones en la red troncal, afectan la eficiencia operativa y la calidad del servicio.

Que el nivel de confiabilidad del parque de generación térmica convencional instalada, afectado por su antigüedad y gestión, limita la disponibilidad a valores del orden del SETENTA POR CIENTO (70%) de la potencia térmica instalada, por debajo de los estándares internacionales de la industria, requiriendo además trabajos de reparación y mantenimiento que, por el estado de las unidades, insumen mayores recursos económicos.

Que los escasos niveles de reserva operativa en días y horas de alta exigencia por condiciones meteorológicas extremas son menores al CINCO POR CIENTO (5%) de la potencia disponible en el sistema, con el consecuente riesgo de restricciones en el suministro ante hechos imprevistos.

Que en cuanto a los niveles de reserva del sistema en el mediano plazo, no hay certeza suficiente respecto del ingreso de nuevos equipos de generación y la disponibilidad firme y previsible de recursos primarios, fundamentalmente gas y gas oíl, que actualmente se importan del exterior.

Que deben considerarse también los riesgos relacionados con las características de la generación instalada en determinados nodos de la red de distribución que es imprescindible para poder abastecer la demanda local, como es el caso de la generación instalada en la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, que incluye equipos de tecnología Turbo Vapor de más de CUARENTA (40) años de antigüedad.

Que la situación se ve agravada por los riesgos correspondientes a la logística del transporte de combustibles líquidos, tanto en barcos como en camiones, derivada de situaciones meteorológicas o de conflictos y el nivel de dependencia en el abastecimiento del gas importado, que cubre más del TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda total.

Que el inicio del mantenimiento de larga duración, en enero de 2016, de la CENTRAL NUCLEAR EMBALSE impedirá disponer de su potencia, dependiendo la totalidad del aporte nuclear de la producción de las centrales nucleares ATUCHA I y II.

Que respecto de la generación hidroeléctrica debe tenerse presente que al no haberse concretado nuevos emprendimientos de ese tipo en los últimos años, su participación en la oferta total de generación del sistema, año a año, es cada vez menor.

Que la situación financiera del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), afectada por un sistema de retribución que no refleja los costos reales de producción y la situación generalizada de deudas de agentes distribuidores con dicho mercado, ha requerido de una transferencia continua de aportes del TESORO NACIONAL para hacer frente a ese desbalance, por valores que sólo para el año 2015, superarán la suma de NOVENTA MIL MILLONES DE PESOS ($90.000.000.000), con tendencia creciente.

Que, por otro lado, debe considerarse la necesidad de divisas para el pago de los combustibles importados para dar continuidad al abastecimiento, como también para el sostenimiento de los planes de mantenimiento y finalización y la continuidad de los proyectos en ejecución en los segmentos de generación y transporte.

Que es necesaria además la pronta concreción de proyectos de generación más eficientes que diversifiquen la matriz energética y reduzcan la dependencia del uso de combustibles fósiles.

Que de las evaluaciones técnicas disponibles surge que la continuidad del abastecimiento eléctrico dependerá del cumplimiento de una gestión precisa de la generación y disponibilidad de combustibles en la oportunidad y condiciones requeridas.

Que resulta necesario coordinar la actuación de los distintos entes estatales, y de las empresas públicas y privadas del sector energético para lograr el abastecimiento de manera adecuada y en caso de ser necesario para tomar las medidas y restricciones operativas coordinadas para minimizar el impacto socio económico y maximizar la eficiencia de las medidas.

Que es necesario además incorporar equipamiento de control de gestión y sistemas de información asociados que permitan contar con información certera en tiempo y forma, a fin de minimizar los tiempos de comunicación a la sociedad y de reposición del servicio ante eventuales fallas.

Que es necesario suministrar información pública transparente y suficiente para comunicar a la sociedad las condiciones de funcionamiento del sistema en forma eficaz.

Que lo hasta aquí expuesto revela la existencia de una efectiva situación de emergencia que debe ser reconocida y así declarada, sin que ello represente liberar a las concesionarias de las obligaciones contraídas en sus respectivos contratos de concesión, los que se encuentran plenamente vigentes.

Que la situación de la que se da cuenta en el presente no es exclusiva de las concesionarias del ámbito de la Jurisdicción Federal.

Que habiendo evaluado la situación actual y futura del sistema eléctrico resulta necesario adoptar aquellas medidas de corto, mediano y largo plazo que permitan asegurar el adecuado suministro eléctrico a toda la población del país siendo impostergable declarar el estado de emergencia energética con el objeto de asegurar el estricto cumplimiento, en el ámbito nacional y por parte de todas las empresas y los ciudadanos de las medidas que se dicten en consecuencia.

Que el artículo 91 de la Ley N° 24.065 faculta al Poder Ejecutivo a delegar en el órgano que éste determine, las misiones y funciones que dicha ley y la Ley N° 15.336 le atribuyen.

Que en virtud de lo previsto en el Artículo 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92 y sus modificatorias) el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA tiene las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, y es la autoridad de aplicación de la Ley N° 24.065 por lo que debe, en la esfera de su competencia, adoptar las medidas que sean conducentes para el cumplimiento de los objetivos de la política nacional en la materia.

Que la SECRETARÍA LEGAL Y TÉCNICA de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN ha tomado la intervención que le compete.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL se encuentra facultado para el dictado del presente acto de conformidad con lo dispuesto por el artículo 99 inciso 1 de la CONSTITUCION NACIONAL y por las Leyes Nros. 24.065 y 25.561.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Declárase la emergencia del Sector Eléctrico Nacional. La declaración de emergencia y las acciones que de ella deriven, según lo indicado en el Artículo 2° del presente, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Art. 2° — Instrúyese al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Art. 3° — Instrúyese a todos los organismos de la ADMINISTRACIÓN PÚBLICA NACIONAL, incluyendo a los Organismos Descentralizados a coordinar con el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA un programa de racionalización del consumo en los respectivos organismos u otras medidas que se requieran en sus respectivos ámbitos de competencia, en orden a los fines indicados en el artículo 2°.

Art. 4° — Invítase a las jurisdicciones provinciales a coordinar con el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA las acciones de emergencia necesarias para asegurar la prestación de los servicios eléctricos que correspondan a su jurisdicción.

Art. 5° — La presente medida entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 6° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — José Aranguren.

Nota SEE 229-16

NO-2018-26558746-APN-SSEE-MEM

DECRETO PEN N° 231/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.282, del 23/12/2015

Decreto Nº 357/2002. Modificación.
Modificación del Decreto 357/2002. Transfieresé la SECRETARIA DE ENERGIA con sus unidades Organizativas Dependientes, Organismos Descentralizados y Desconcentrados, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, la que pasara a denominarse SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.
Transfierese la SECRETARIA DE MINERIA con sus Unidades Organizativas Dependientes, Organismos Descentralizados y Desconcentrados, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA.
Transfierese la SUBSECRETARIA DE PLANIFICACION TERRITORIAL DE LA INVERSION PUBLICA con sus Unidades Organizativas Dependientes, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a la órbita del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PUBLICAS Y VIVIENDA.
Transfierese la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS con sus Unidades Organizativas Dependientes, Organismos Descentralizados y Desconcentrados, con excepción de la DIRECCION NACIONAL DE VIALIDAD, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PUBLICAS Y VIVIENDA.
Transfierese la DIRECCION NACIONAL DE VIALIDAD con sus Unidades Organizativas Dependientes, de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DE TRANSPORTE.
Transfierese la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION y la SUBSECRETARIA LEGAL ambas de la órbita del EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, conjuntamente con sus Unidades Organizativas Dependientes, a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, fusionándose en la SUBSECRETARIA DE COORDINACION ADMINISTRATIVA. incorporase al Anexo I del Artículo 1° del Decreto N° 357 del 21 de febrero de 2002 y sus modificatorios —Organigrama de aplicación de la ADMINISTRACION NACIONAL CENTRALIZADA hasta nivel de SUBSECRETARIA— el apartado XXVIII - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE conformidad con el detalle que se aprueba como planilla anexa al presente artículo y otras modificaciones

BUENOS AIRES 22 DE DICIEMBRE DE 2015

VISTO el Decreto Nº 357 del 21 de febrero de 2002, sus modificatorios y complementarios, el Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003, sus modificatorios, y el Decreto Nº 13 del 10 de diciembre de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el decreto citado en el Visto en primer término, se aprobó el Organigrama de Aplicación de la ADMINISTRACIÓN PÚBLICA NACIONAL centralizada hasta nivel de Subsecretaría, estableciendo sus competencias.

Que por el Decreto Nº 27/03 se aprobó el Organigrama de Aplicación de la Administración centralizada y Objetivos del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Que por el Decreto Nº 13/15 se sustituyeron los artículos 1º y 9º de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto Nº 438/92) y modificatorias, creando una nueva conformación ministerial y distribución de las competencias, dentro de las cuales, el ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, fue sustituido en sus funciones por diversas áreas de gobierno, resultando necesario reordenar las responsabilidades de las áreas involucradas, entre ellas la del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que una de las premisas del Gobierno Nacional es lograr la utilización de los recursos públicos con miras a una mejora sustancial en la calidad de vida de los ciudadanos, focalizando su accionar en la producción de resultados que sean colectivamente compartidos y socialmente valorados.

Que ese reordenamiento requiere establecer una nueva conformación organizativa de los niveles políticos, basado en criterios de racionalidad y eficiencia que posibiliten una rápida respuesta a las demandas de la sociedad, dando lugar a estructuras dinámicas y adaptables a los cambios permanentes.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 99, inciso 1, de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1º - Transfiérese la SECRETARÍA DE ENERGÍA con sus unidades organizativas dependientes, organismos descentralizados y desconcentrados, de la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS a la órbita del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la que pasará a denominarse SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Art. 2º - Transfiérese la SECRETARÍA DE MINERÍA con sus unidades organizativas dependientes, organismos descentralizados y desconcentrados, de la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERÍA.

Art. 3º - Transfiérese la SUBSECRETARIA DE PLANIFICACIÓN TERRITORIAL DE LA INVERSIÓN PÚBLICA con sus unidades organizativas dependientes, de la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS a la órbita del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PÚBLICAS Y VIVIENDA.

Art. 4º - Transfiérese la SECRETARÍA DE OBRAS PÚBLICAS con sus unidades organizativas dependientes, organismos descentralizados y desconcentrados, con excepción de la DIRECCIÓN NACIONAL DE VIALIDAD, de la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PÚBLICAS Y VIVIENDA.

Art. 5º - Transfiérese la DIRECCIÓN NACIONAL DE VIALIDAD con sus unidades organizativas dependientes, da la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, a la órbita del MINISTERIO DE TRANSPORTE.

Art. 6° - Transfiérese la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN y la SUBSECRETARÍA LEGAL ambas de la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, conjuntamente con sus unidades organizativas dependientes, a la órbita del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, fusionándose en la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA.

Art. 7° - Incorpórase al Anexo I del Artículo 1º del Decreto Nº 357 del 21 de febrero de 2002 y sus modificatorios -Organigrama de aplicación de la Administración Nacional centralizada hasta nivel de Subsecretaría- el apartado XXVIII - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de conformidad con el detalle que se aprueba como planilla anexa al presente artículo.

Art. 8º - Incorpórase al Anexo II del Artículo 2º del Decreto N° 357 del 21 da febrero de 2002 y sus modificatorios -Objetivos- el apartado XXVIII - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, correspondientes a las Unidades Organizativas establecidas en el organigrama previsto en el artículo 7º, de conformidad con el detalle que se aprueba como planilla anexa al presente artículo.

Art. 9º - Incorpórase al Anexo III del Artículo 3º del Decreto N° 357 del 21 de febrero de 2002 y sus modificatorios -Organismos Descentralizados- el apartado XXVIII - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de conformidad con el detalle que se aprueba como planilla anexa al presente artículo.

Art. 10. - Apruébase la conformación organizativa del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de acuerdo con el Organigrama que como Anexo I forma parte integrante del presente.

Art. 11. - Apruébanse las Responsabilidades Primarias y Acciones de la UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA y de las unidades organizativas que conforman la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de conformidad con el detalle en la planilla anexa al presente artículo.

Art. 12. - Las sociedades anónimas con participación accionaria del Estado Nacional - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se detallan en la planilla anexa a este artículo, y los derechos derivados de las acciones del Estado Nacional en dichas sociedades, que hubieren sido asignadas al ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, serán ejercidos por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Art. 13. - Hasta tanto se aprueben las unidades de nivel inferior a las aprobadas por el presente Decreto, conservarán su vigencia las existentes que hayan sido transferidas desde otros ministerios o secretarías con sus acciones, dotaciones, niveles, grados de revista y funciones ejecutivas previstas en el Decreto Nº 2098 del 3 de diciembre de 2008 y sus modificatorios.

Art. 14. - El gasto que demande el cumplimiento de la presente medida será atendido con cargo a los créditos de las partidas de origen asignadas por el Presupuesto General de la Administración Nacional vigente, facultándose al Jefe de Gabinete de Ministros a realizar las aclaraciones y modificaciones pertinentes.

Art. 15. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. - MACRI. - Marcos Peña. - Juan José Aranguren.

Planilla Anexa al Artículo 7º

XXVIII MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERIA

- SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA

- SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLITICA TARIFARIA

- SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURIFEROS

- SUBSECRETARÍA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

- SUBSECRETARÍA DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

- SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES

- SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

- SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA NUCLEAR

- SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- SECRETARIA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO

- SUBSECRETARÍA DE ESCENARIOS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS

- SUBSECRETARÍA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

- SUBSECRETARÍA DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

- SECRETARÍA DE MINERÍA

- SUBSECRETARÍA DE DESARROLLO MINERO

- SUBSECRETARÍA DE POLÍTICA MINERA

Planilla Anexa al Artículo 8º

XXVIII. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA

OBJETIVOS:

1. Coordinar la relación entre las distintas áreas del Ministerio.

2. Proponer y coordinar con las distintas dependencias del Ministerio, la elaboración y ejecución de los planes, programas y proyectos de la jurisdicción.

3. Efectuar la evaluación y seguimiento de los planes, programas, proyectos y acciones de la jurisdicción ministerial y proponer las medidas tendientes a optimizar la gestión de los mismos.

4. Asistir al Ministro en la articulación de las relaciones que se establezcan con otras jurisdicciones del Gobierno Nacional, Provincial y Municipal en el ámbito de su competencia.

5. Realizar el control de cumplimiento de los proyectos, programas, planes y acciones.

6. Coordinar la mesa de entradas y el despacho, seguimiento y archivo de la documentación administrativa.

7. Coordinar todo lo atinente a las cuestiones administrativas y económico-financieras de las áreas centralizadas y descentralizadas que conforman el Ministerio.

8. Coordinar con la UAI (Unidad de Auditoría Interna) y la SIGEN (Sindicatura General de la Nación) la observancia de la aplicación de los Sistemas de Control Interno.

9. Coordinar el servicio jurídico y articular acciones con los servicios jurídicos pertenecientes a sus organismos descentralizados en el ámbito de su competencia.

10. Proponer el diseño de la política presupuestaria de la jurisdicción.

11. Coordinar la aplicación de las políticas de recursos humanos, organización y sistemas de administración, ordenar la instrucción de los sumarios administrativos y disciplinarios y supervisar las actividades.

12. Intervenir en la aprobación de los pliegos de bases y condiciones para llamados a concursos y licitaciones.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA

OBJETIVOS:

1. Asistir al Ministro en la coordinación de políticas de precios y tarifas de energía y servicios públicos vinculados al área energética.

2. Coordinar las relaciones con los organismos descentralizados en el ámbito del Ministerio.

3. Coordinar las acciones a efectos de identificar mecanismos de transferencias y subsidios a los sectores carenciados de la sociedad en relación a los servicios públicos vinculados al área energética.

4. Realizar recomendaciones de política energética interactuando con otras Secretarías y Subsecretarías del Ministerio.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS

OBJETIVOS:

1. Asistir en la elaboración de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación de sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes, e intervenir en el control de la ejecución.

2. Asistir en el estudio y análisis del comportamiento del mercado desregulado de hidrocarburos, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.

3. Intervenir en la aprobación de los pliegos de bases y condiciones para llamados a concurso y/o licitaciones, así como también en los procesos licitatorios o contrataciones directas que se efectúen con motivo de las acciones vinculadas al área de su competencia.

4. Asistir en la promoción y supervisión de la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente en todas las etapas de la industria petrolera y ejecutar las demás acciones de control y fiscalización, previstas para la Autoridad de Aplicación de la Ley Nº 17.319 y sus modificatorias, y el Decreto Nº 44/91 y ejercer el poder de policía en materia de gas envasado.

5. Asistir en el contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

6. Asistir en la resolución de los recursos administrativos que se interpongan contra actos de los Entes Reguladores, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

7. Adoptar, en el ámbito de su competencia, acciones tendientes a aplicar la política sectorial teniendo en mira el interés general, la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

8. Asistir, en el ámbito de su competencia, en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución, coordinando acciones con los organismos crediticios internacionales.

9. Administrar los registros y sistemas de información que correspondan a la competencia del Estado Nacional con relación a las actividades de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos.

10. Asistir al Ministro de Energía y Minería en el ejercicio de las atribuciones de autoridad de aplicación de la normativa de hidrocarburos y del marco regulatorio del gas natural, así como las que correspondan a los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional - Ministerio de Energía y Minería en las sociedades con actividad en el sector de hidrocarburos, y realizar los actos que aquél le delegue para el ejercicio de dichas atribuciones.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE RECURSOS HIOROCARBURÍFEROS

SUBSECRETARÍA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

OBJETIVOS:

1. Efectuar el seguimiento y control de la ejecución de los planes de exploración y explotación de los recursos Hidrocarburíferos, contemplando la explotación racional de las reservas y la capacidad de transporte de los hidrocarburos.

2. Fiscalizar y coordinar con las áreas correspondientes los planes de otorgamiento de permisos de reconocimiento superficial, permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte.

3. Mantener actualizadas las técnicas en materia de venteo de gas y explotación racional de los yacimientos.

4. Receptar y analizar las auditorías de reservas Hidrocarburíferas en todo el país.

5. Efectuar propuestas en relación a la regulación del almacenaje y del transporte de petróleo crudo y subproductos y controlar el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

6. Fiscalizar el régimen de canon, superficiarios y expedición de servidumbres, así como las obligaciones de permisionarios y concesionarios en materia de pago de regalías.

7. Fiscalizar el cumplimiento de las reglamentaciones en materia de medio ambiente, en el área de su competencia.

8. Asistir a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos en el ejercicio de las funciones vinculadas con los registros y sistemas de información que correspondan a la competencia del Estado Nacional relativas a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE RECURSOS HIOROCARBURÍFEROS

SUBSECRETARÍA DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

OBJETIVOS:

1. Efectuar el seguimiento y control de la ejecución de los planes y programas que se establezcan en materia de combustibles de acuerdo a la política nacional trazada en la materia.

2. Implementar programas y proponer normativa en materia de especificaciones de combustibles, refinación y comercialización de petróleo crudo y derivados y biocombustibles, realizando la caracterización técnica de los mismos.

3. Ejercer el poder de policía en materia de seguridad y comercialización de gas licuado de petróleo a granel y fraccionado.

4. Interactuar con los organismos correspondientes en la materia para procurar acciones tendientes a evitar la evasión del impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural.

5. Mantener actualizadas las bases de datos correspondientes a gas licuado, seguridad de instalaciones, registro de empresas refinadoras y comercializadoras, y calidad de combustibles.

6. Controlar la seguridad de las instalaciones de elaboración, transformación, almacenamiento, despacho, expendio y transporte de combustibles.

7. Registrar y controlar a las empresas elaboradoras y comercializadoras de combustibles líquidos, y asistir a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos en el ejercicio de las funciones vinculadas con los registros y sistemas de información que correspondan a la competencia del Estado Nacional relativas a la actividad de refinación y comercialización de hidrocarburos.

8. Realizar el control de calidad de los combustibles líquidos que se expendan en todo el país.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

OBJETIVOS:

1. Participar en la elaboración de las propuestas sectoriales y en la ejecución de la política nacional en materia de energía eléctrica, así como en el control de su ejecución, asistiendo al Ministro de Energía y Minería en el ejercicio de sus atribuciones de autoridad de aplicación del marco regulatorio eléctrico.

2. Estudiar y analizar el comportamiento del mercado eléctrico mayorista, monitorear las relaciones con y entre los diferentes actores del sistema eléctrico y asistir en la elaboración de las normas que regulen su funcionamiento.

3. Participar en la programación de corto, mediano y largo plazo del mercado eléctrico mayorista, la incorporación de nuevos actores, la definición de las modalidades de operación y contratación dentro del ámbito de dicho mercado, y asistir en los procedimientos para la autorización de importación y exportación de energía eléctrica.

4. Asistir en la elaboración de la regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica y de los procedimientos y financiamiento de la expansión de la red de transmisión.

5. Participar en la promoción del desarrollo de actividades que tengan en mira la conservación de energía, la utilización de nuevas fuentes, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos.

6. Participar en la evaluación de los recursos naturales disponibles para el aprovechamiento energético y en todos los aspectos vinculados con el desarrollo de la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de fuentes renovables de energía en todas sus etapas, así como en la ejecución de las acciones vinculadas al régimen de las Leyes Nº 26.190 y Nº 27.191.

7. Asistir en la elaboración de las propuestas relativas a las normativas específicas para las distintas etapas de la industria eléctrica, evaluar su impacto ambiental en coordinación con las áreas competentes y promocionar programas conducentes al desarrollo de las nuevas fuentes renovables y el uso racional de la energía.

8. Participar en todos los aspectos vinculados con el adecuado desarrollo de la generación de energía eléctrica en su modalidad de aprovechamiento de recursos hídricos, con criterio ambientalmente sustentable, en todas sus etapas (estudios, proyectos, concreción, operación y mantenimiento).

9. Asistir en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoeléctrica, propendiendo a una actualización permanente de la información tecnológica de las centrales nucleares en todas sus etapas.

10. Participar en la actuación que corresponda al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA en relación con los entes u organismos de control de los servicios públicos que tengan una vinculación funcional con el área.

11. Participar en la resolución de los recursos de carácter administrativo que se interpongan contra actos de los Entes Reguladores, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

12. Participar, en el ámbito de su competencia, en la instrumentación de acciones que se adopten, tendientes a aplicar la política sectorial teniendo en mira el interés general, la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

13. Asistir, en el ámbito de su competencia, en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución, coordinando acciones con los organismos crediticios internacionales.

14. Asistir al Ministro de Energía y Minería en el ejercicio de las atribuciones de autoridad de aplicación del marco regulatorio eléctrico y las que correspondan a los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional - Ministerio de Energía y Minería en las sociedades con actividad en el sector de energía eléctrica, y realizar los actos que aquél le delegue para el ejercicio de dichas atribuciones.

15. Participar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al FONDO FIDUCIARIO FEDERAL DE INFRAESTRUCTURA REGIONAL creado por la Ley Nº 24.855.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES

OBJETIVOS:

1. Asistir en todos los aspectos vinculados con el desarrollo de la generación de energía eléctrica mediante aprovechamiento de fuentes renovables de energía, con criterio ambientalmente sustentable, en todas sus etapas (estudios, proyectos, concreción, operación y mantenimiento).

2. Asistir en la elaboración y coordinación de los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de su competencia, fiscalizar su cumplimiento y asesorar a la Secretaría de Energía Eléctrica en todas aquellas materias relacionadas con su competencia.

3. Asistir en la definición de las modalidades a aplicar para facilitar la participación de la inversión tanto pública como privada que permita incorporar nueva oferta renovable en cumplimiento de las metas legales nacionales y/o acuerdos internacionales aplicables, y en la redacción de los pliegos de bases y condiciones relacionados con los respectivos proyectos, colaborando con las áreas competentes del Ministerio de Energía y Minería y los demás organismos de la Administración Nacional, para posibilitar la efectiva inserción técnica y económica de las energías renovables en la matriz nacional.

4. Asistir en la programación y ejecución de actividades vinculadas con la comunicación e incorporación de energía renovable, el desarrollo de proyectos demostrativos de nuevas tecnologías y la incorporación de oferta de energía renovable.

5. Evaluar y proponer proyectos que resulten prioritarios en el ámbito provincial y en los campos de su incumbencia específica.

6. Facilitar el acceso a la información del banco de proyectos de energías renovables y toda otra información que pueda contribuir a la toma de decisiones del sector así como inventarios nacionales de recursos renovables que sirvan de base a la planificación del sector y a la elaboración de proyectos y políticas específicas.

7. Asistir en el contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

8. Asistir en la resolución de los recursos de carácter administrativo que se interpongan contra actos emanados de los Entes Reguladores, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

9. Asistir, en el ámbito de su competencia, en la negociación y ejecución de acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y en las negociaciones con organismos crediticios internacionales.

10. Asistir en la ejecución del REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA establecido por las leyes Nros. 26.190 y 27.191, sus modificatorias y complementarias, y realizar los actos que se le deleguen para el ejercicio de las atribuciones de la autoridad de aplicación de dicha normativa.

11. Colaborar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES creado por la Ley Nº 27.191.

12. Colaborar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al FONDO FIDUCIARIO FEDERAL DE INFRAESTRUCTURA REGIONAL creado por la Ley Nº 24.855.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

OBJETIVOS:

1. Asistir en los aspectos vinculados con el adecuado desarrollo de la generación de energía eléctrica en su modalidad de aprovechamiento de recursos hídricos, con criterio ambientalmente sustentable, en todas sus etapas (estudios, proyectos, concreción, operación y mantenimiento).

2. Asistir en la elaboración y coordinación de los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de su competencia, fiscalizar su cumplimiento y asesorar a la Secretaría de Energía Eléctrica en todas aquellas materias relacionadas con su competencia.

3. Mantener una base actualizada de información sobre todos los recursos hídricos no aprovechados y del estado de avance de los proyectos previstos.

4. Asistir en la definición de las modalidades a aplicar para facilitar la participación de la inversión privada que permita incorporar nueva oferta hidroeléctrica, participar en la redacción de los pliegos de bases y condiciones de los procesos licitatorios que se lleven a cabo para la construcción, operación, mantenimiento y hasta su puesta en funcionamiento.

5. Proponer y asistir en la elaboración de normas aplicables al sector de energía eléctrica de su competencia, que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la eficiencia energética, la seguridad y el adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto.

6. Monitorear, en el ámbito de su competencia, las relaciones con y entre los diferentes actores y operadores del sistema eléctrico, facilitando información acerca de las condiciones de demanda, oferta, trasmisión y distribución de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo.

7. Proponer planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, fiscalizar su cumplimiento y asesorar a la Secretaría de Energía Eléctrica en todas aquellas materias relacionadas con su competencia.

8. Asistir en la definición de planes y políticas para el sector energía eléctrica de su incumbencia y proponerlos a la Secretaría de Energía Eléctrica para su tratamiento con otras Secretarías del Ministerio.

9. Colaborar, en el ámbito de su competencia, en la adopción de las acciones tendientes a aplicar la política sectorial orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general, respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

10. Colaborar, en el ámbito de su competencia, a informar a la sociedad sobre las características de los aprovechamientos y su importancia, y sobre las consecuencias que surgen con su desarrollo.

11. Asistir en la actuación que corresponda al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA con relación a los entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, que tengan una vinculación funcional con el área.

12. Asistir en la resolución de los recursos de carácter administrativo que se interpongan contra actos de los Entes Reguladores, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

13. Asistir, en el ámbito de su competencia, en la negociación y ejecución de acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y en las negociaciones con organismos crediticios internacionales.

14. Colaborar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al FONDO FIDUCIARIO FEDERAL DE INFRAESTRUCTURA REGIONAL creado por la Ley Nº 24.855.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA NUCLEAR

OBJETIVOS:

1. Intervenir en todo lo relacionado con la generación de energía nucleoeléctrica, mercado eléctrico nuclear y funcionamiento de la infraestructura de generación nucleoeléctrica.

2. Asistir en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, en el ámbito nacional.

3. Asistir en el análisis, evaluación y monitoreo de la ingeniería económico-financiera y la sustentabilidad de los proyectos de desarrollo asociados a la tecnología nuclear en el ámbito nacional, así como asistir a los organismos y empresas nucleares del ámbito estatal en la planificación y seguimiento de los proyectos de inversión pública en el sector.

4. Asistir en el análisis, evaluación y monitoreo de los aspectos científicos y tecnológicos de los proyectos a planificarse, planificados o en ejecución del sector, tanto en lo concerniente a la orientación estratégica de las inversiones en tecnología nuclear, como a su viabilidad técnica.

5. Intervenir en la coordinación del accionar de los diferentes actores políticos y sociales involucrados con la actividad nuclear, tanto a nivel nacional, local o de la sociedad civil.

6. Asesorar, en lo atinente a su competencia, en lo relativo a la participación de la República Argentina en los foros, organizaciones, iniciativas o cualquier ámbito a nivel internacional en el área nuclear, tanto a nivel multilateral como en los espacios bilaterales que se establezcan.

7. Asistir, en la concerniente a su competencia, en las acciones que propendan al cumplimiento de los compromisos internacionales de la República Argentina en materia de no proliferación nuclear, salvaguardias nucleares, seguridad física nuclear y otros compromisos internacionales en materia nuclear.

8. Asistir en la articulación de la comunicación de los organismos nucleares con la política de comunicación del Gobierno Nacional.

9. Asistir en el diseño y ejecución de la agenda de prioridades del Gobierno Nacional en el sector.

10. Asistir en lo relacionado al diseño, elaboración e implementación de un plan estratégico nacional sustentable de la energía nuclear argentina, en el marco de la matriz energética nacional.

11. Asistir en todo lo concerniente a la coordinación de acciones orientadas al cumplimiento de las funciones y objetivos establecidos por la Ley Nº 24.804 y sus normas modificatorias y reglamentarias con excepción de las que establecen las funciones regulatorias.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

OBJETIVOS:

1. Intervenir en las cuestiones vinculadas con el desarrollo de la generación de energía eléctrica en su modalidad térmica, así como la transmisión, transporte, distribución de energía eléctrica, demanda y oferta de energía eléctrica mayorista, su uso eficiente y responsable, la importación y exportación de energía eléctrica, introducción de nuevas tecnologías, así como todo otro tema inherente a la energía eléctrica de origen térmico, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

2. Asistir en la elaboración y coordinación de los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de su competencia, fiscalizar su cumplimiento y asesorar a la Secretaría de Energía Eléctrica en todas aquellas materias relacionadas con su competencia.

3. Proponer y asistir en la elaboración de normas aplicables al sector energía eléctrica de su competencia, que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general, la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto, colaborando además con el área competente del Ministerio en materia de eficiencia energética.

4. Monitorear, en el ámbito de su competencia, las relaciones con y entre los diferentes actores y operadores del sistema eléctrico, facilitando información acerca de las condiciones de demanda, oferta, trasmisión y distribución de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo.

5. Proponer planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, fiscalizar su cumplimiento y asesorar a la Secretaría de Energía Eléctrica en todas aquellas materias relacionadas con su competencia.

6. Asistir en la definición de planes y políticas para el sector energía eléctrica de su incumbencia y proponerlos a la Secretaría de Energía Eléctrica para su tratamiento con otras Secretarías del Ministerio.

7. Colaborar en la definición de los criterios de regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica así como en los criterios, procedimientos y financiamiento de la expansión del sistema de trasmisión de energía eléctrica.

8. Asistir en la actuación que corresponda al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA en relación con los entes u organismos de control de los servicios públicos con vinculación funcional con el área de su competencia.

9. Asistir en la resolución de los recursos administrativos que se interpongan contra actos de los Entes Reguladores, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

10. Colaborar en la instrumentación de acciones, en el ámbito de su competencia, tendientes a aplicar la política sectorial orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

11. Asistir, en el ámbito de su competencia, en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar los mismos, coordinando acciones con organismos crediticios internacionales.

12. Asistir al Ministro de Energía y Minería en el ejercicio de las atribuciones de autoridad de aplicación de la normativa minera y las que correspondan a los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional - Ministerio de Energía y Minería en las sociedades con actividad en el sector minero, y realizar los actos que aquél le delegue para el ejercicio de dichas atribuciones.

13. Colaborar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al FONDO FIDUCIARIO FEDERAL DE INFRAESTRUCTURA REGIONAL creado por la Ley Nº 24.855.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO

OBJETIVOS:

1. Asistir al Ministro de Energía y Minería en el diseño de la planificación estratégica de los recursos energéticos y en el desarrollo de proyectos, coordinando su accionar con las diferentes áreas del Ministerio.

2. Elaborar y proponer políticas y planes de acción que propicien mejoras en la eficiencia energética.

3. Asistir al Ministro en la coordinación de las relaciones internacionales vinculadas a las materias de su competencia.

4. Realizar la caracterización técnica y económica de los recursos energéticos del país.

5. Evaluar el balance energético del país y las proyecciones de demanda, suministro, y otros, que hagan posible un planeamiento adecuado del uso de los recursos energéticos.

6. Participar en los estudios vinculados a elementos que afecten la matriz energética del país incluyendo entre otros estudios sobre nuevas tecnologías, procesos y usos de energía que promuevan el ahorro y mejorar la eficiencia energética.

7. Elaborar políticas orientadas a mejorar el balance energético del país, diversificar la oferta u optimizar la demanda de las diversas fuentes primarias disponibles.

8. Desarrollar programas de eficiencia energética para los distintos sectores de la sociedad, dirigir su implementación y difundir estos conceptos en comunicación con organismos y entidades públicas y privadas.

9. Coordinar con otras áreas de gobierno, instituciones educativas, órganos provinciales e internacionales acciones para alcanzar los objetivos de las políticas energéticas definidos por el Ministro.

10. Participar en el desarrollo, evaluación económica y construcción de proyectos de energía que sean definidos por el Gobierno Nacional para el cumplimiento de los objetivos del sector.

11. Coordinar las relaciones internacionales del Ministerio de Energía y Minería, dentro del marco de la política de integración que se formule para el sector.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO

SUBSECRETARÍA DE ESCENARIOS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS

OBJETIVOS:

1. Asistir al Ministro de Energía y Minería y al Secretario de Planeamiento Energético Estratégico en el diseño de la planificación estratégica, mediante el desarrollo y actualización permanente de un sistema unificado de información energética, y en la evaluación de proyectos de inversión de interés del Ministerio.

2. Realizar la caracterización técnica y económica de los recursos energéticos del país.

3. Crear el Sistema Unificado de Información Energética de la República Argentina.

4. Coordinar la recopilación de información energética, sistematizarla, realizar análisis y publicarla en forma transparente y periódica.

5. Desarrollar el balance energético del país, escenarios y proyecciones de demanda, oferta, y otras, que hagan posible un planeamiento público y privado adecuado del uso de los recursos energéticos.

6. Evaluar proyectos de inversión pública propios del área y/o todo aquel que sea de interés del Ministerio.

7. Identificar, registrar y mantener actualizado el inventario de proyectos de inversión pública del área.

8. Mantener comunicación y un intercambio regular de información con el órgano responsable del Sistema Nacional de Inversiones Públicas.

9. Realizar estudios de soporte técnico, económico y jurídico de las políticas de integración energética y de relaciones internacionales formuladas por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO

SUBSECRETARÍA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

OBJETIVOS:

1. Asesorar al Ministro de Energía y Minería, al Secretario de Planeamiento Energético Estratégico y a las demás áreas de gobierno que así lo requieran, en temas de eficiencia energética así como de ahorro y uso racional de la energía.

2. Proponer, implementar y monitorear programas que conlleven a un uso eficiente de los recursos energéticos, tanto en la oferta de fuentes primarias y secundarias, como en las etapas de transformación y en los distintos sectores de consumo (industrial, residencial, comercial, público, transporte, agro y otros), promoviendo nuevos programas así como la efectiva implementación de los programas existentes.

3. Desarrollar programas de difusión y comunicación a la población en general y de educación en todos los niveles obligatorios de enseñanza destinados a transmitir la importancia de la eficiencia energética y el uso responsable de los recursos energéticos.

4. Promover la inclusión del tema de la eficiencia energética y el uso racional de la energía en los programas de las carreras universitarias vinculadas a la materia.

5. Promover convenios y acuerdos con universidades, cámaras empresarias, organismos tecnológicos, organizaciones de la sociedad civil y todas aquellas instituciones público privadas, tanto nacionales como internacionales, cuyo objetivo sea la mejora de la eficiencia energética de los distintos sectores.

6. Evaluar y proponer alternativas regulatorias a fin de establecer mecanismos de promoción de la eficiencia energética, tanto en la oferta como en la demanda, incluyendo los distintos sectores de consumo.

7. Interactuar con organismos nacionales e internacionales que fomenten y faciliten el acceso al financiamiento para implementar proyectos de eficiencia energética.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO

SUBSECRETARÍA DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

OBJETIVOS:

1. Promover el desarrollo de proyectos de infraestructura energética que resulten comprendidos en el ámbito de competencia del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

2. Intervenir en la definición e implementación de los procesos necesarios para el desarrollo y la ejecución de proyectos energéticos a ser determinados por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

3. Participar en la ejecución de planes y proyectos de infraestructura en materia de energía incluyendo el control de presupuestos y plazos establecidos en los contratos, de condiciones de calidad y seguridad requeridas y de cuidado del medio ambiente.

4. Intervenir en el control de gestión, identificando desvíos y promoviendo la adopción de medidas correctivas, produciendo los reportes correspondientes.

5. Coordinar las relaciones institucionales con empresas, cámaras, gremios y todo otro sector o entidad relacionados con la ejecución de infraestructura energética.

6. Proveer soporte a otros organismos del Estado Nacional, Provincias y Municipios coordinando las acciones tendientes a la mejor ejecución de los proyectos de infraestructura energéticos a su cargo.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE MINERÍA

OBJETIVOS:

1. Formular la visión global del sector minero con objetivos de corto, mediano y largo plazo, apuntando al aprovechamiento racional de los recursos geológico-mineros en beneficio del desarrollo socio-económico integral de la Nación.

2. Coordinar la aplicación de la política minera nacional con las Provincias buscando consenso y participación a través de la Organización Federal de Estados Mineros (OFEMI) y el Consejo Federal de Minería (COFEMIN).

3. Proponer, ejecutar y controlar la política minera de la Nación tendiendo a la consecución de los objetivos de corto, mediano y largo plazo implícitos en la visión global.

4. Coordinar la ejecución de la política minera nacional con las políticas provinciales y municipales, promoviendo la ejecución de planes y programas de actividades.

5. Promover el desarrollo del conocimiento de los riesgos geológicos y de las condiciones medio ambientales de línea de base en beneficio del bienestar de la población y del desarrollo del sector en un marco ambiental sostenible.

6. Supervisar el accionar del Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR).

7. Coordinar los programas de cooperación bilateral y multilateral, nacionales o internacionales, en apoyo del sector minero y en procura de informar la política minera nacional con las mejores prácticas industriales, ambientales y sociales practicadas internacionalmente.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE MINERÍA

SUBSECRETARÍA DE POLÍTICA MINERA

OBJETIVOS:

1. Asistir al Secretario en el diseño e implementación de las políticas mineras, en lo referido a la interacción con las provincias, municipios y la comunidad en su conjunto, procurando optimizar el impacto positivo de la minería para el desarrollo sostenible, y minimizar sus riesgos.

2. Promover, en acuerdo con las Provincias, el desarrollo de la ciencia y la innovación aplicadas a mejorar las prácticas industriales, ambientales y sociales de la actividad minera.

3. Diseñar, elaborar e implementar herramientas de gestión que, conjuntamente con el sector privado y los gobiernos provinciales y municipales, maximicen los beneficios y minimicen los riesgos respecto al impacto de los proyectos mineros en las comunidades aledañas, promoviendo para ello una adecuada participación de la ciudadanía.

4. Impulsar, en el ámbito de su competencia, programas de fortalecimiento institucional en coordinación con organismos nacionales, provinciales y municipales.

5. Coordinar con las autoridades nacionales y provinciales competentes, a fin de identificar y promover el desarrollo de obras de infraestructura y logística que puedan potenciar el desarrollo de regiones mineras.

6. Elaborar herramientas y programas que incentiven, en un marco de competitividad, el desarrollo de proveedores de bienes y servicios a la actividad minera, promoviendo su interrelación con la ciencia y la innovación, con miras a generar una potente cadena de valor que integre a la minería con el resto de los sectores productivos.

7. Administrar el Sistema Unificado de Información Minera (SUIM), comprensivo de la información estadística, geológica, catastral y de proyectos existentes a nivel nacional, provincial y municipal.

8. Actuar como enlace con los organismos internacionales y multilaterales con competencia en áreas de gestión de la Secretaría.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SECRETARÍA DE MINERÍA

SUBSECRETARÍA DE DESARROLLO MINERO

OBJETIVOS:

1. Asistir al Secretario en el diseño e implementación de las políticas mineras, en lo referido a la interacción con los inversores y las empresas del sector, y en todas las acciones destinadas a promover el desarrollo de la minería en el país.

2. Elaborar la planificación estratégica del desarrollo minero argentino, a mediano y largo plazo, en base a la demanda proyectada de minerales, local e internacionalmente, y a los recursos minerales existentes en el territorio nacional.

3. Diseñar e implementar acciones y políticas que, en el marco de la planificación estratégica de mediano y largo plazo, promuevan las inversiones nacionales e internacionales en todas las etapas de la actividad minera.

4. Interactuar con los potenciales inversores, y propiciar la concreción de sus inversiones facilitando y proveyendo información referida a los aspectos legales, geológicos, catastrales, de proyectos mineros y de actores de la industria minera argentina.

5. Entender en la instrumentación y administración de las acciones que surjan de la aplicación de las leyes nacionales referidas a la actividad minera y su normativa conexa, y ejercer los controles pertinentes.

6. Asistir a los inversores, a las empresas mineras, y a las organizaciones y cámaras del sector, actuando como enlace entre ellos y las distintas áreas del Gobierno Nacional, en relación a los desafíos y/o dificultades que enfrenten durante su inversión u operación.

7. Intervenir en las acciones que realice la Secretaría como enlace con los organismos internacionales y multilaterales con competencia en sus áreas de gestión.

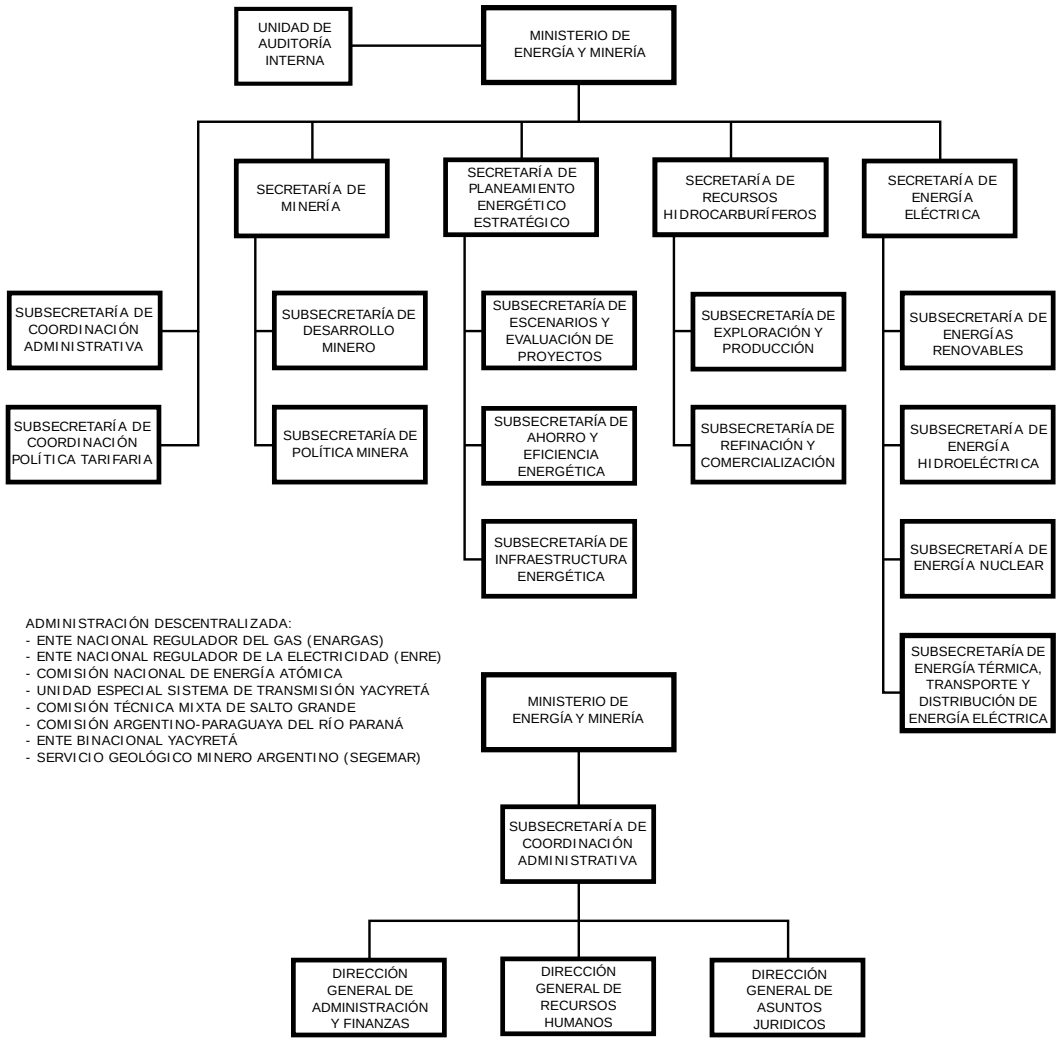
Planilla Anexa al Artículo 9º

XXVIII. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

ADMINISTRACIÓN DESCENTRALIZADA

- ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS)
- ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE)
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA
- UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACYRETÁ
- COMISIÓN TÉCNICA MIXTA DE SALTO GRANDE
- COMISIÓN ARGENTINO- PARAGUAYA DEL RÍO PARANÁ
- ENTE BINACIONAL YACYRETA
- SERVICIO GEOLÓGICO MINERO ARGENTINO (SEGEMAR)

ANEXO I al Artículo 10



Planilla Anexa al Artículo 11
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA

RESPONSABILIDAD PRIMARIA:

Verificar el mantenimiento de un adecuado Sistema de Control Interno incorporado a la organización administrativa de la Jurisdicción, privilegiando las pautas dictadas por la economía, eficiencia y eficacia.

ACCIONES:

1. Establecer la planificación de la Auditoría Interna de la Jurisdicción, conforme a las normas generales de Control Interno y de Auditoría Interna Gubernamental.

2. Elaborar el Plan Anual de la Auditoría Interna.

3. Evaluar el cumplimiento de las políticas, planes y procedimientos determinados por la autoridad superior.

4. Asesorar en la determinación de las normas y procedimientos propios del Sistema de Control Interno.

5. Formular la normativa técnico-organizacional interna, requerida para el cumplimiento de los objetivos de la UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA.

6. Tomar conocimiento integral de los actos y evaluar aquellos de significativa trascendencia económica.

7. Verificar si en las erogaciones e ingresos de la Jurisdicción, se cumplen los principios contables y niveles presupuestarios de acuerdo a la normativa legal vigente.

8. Constatar la confiabilidad de los antecedentes utilizados en la elaboración de los informes y/o estados informativos contables.

9. Precisar la exactitud del registro de los activos y las medidas de resguardo adoptadas para su protección.

10. Emitir opinión, en el ámbito de su competencia, en todo estado informativo contable emitido por las unidades ejecutoras.

11. Producir informes periódicos sobre las auditorías desarrolladas y otros controles practicados.

12. Comunicar a las autoridades superiores y a la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN los desvíos que se detecten con las observaciones y recomendaciones que se formulen.

13. Efectuar el seguimiento de las recomendaciones y observaciones realizadas.

14. Informar sobre los temas que la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN requiera en lo atinente al desarrollo de sus actividades.

15. Examinar y evaluar la información relativa al impacto de las políticas públicas, producida por los responsables de cada uno de los programas y proyectos.

16. Evaluar el cumplimiento del Plan Anual de la Auditoría Interna.

17. Elaborar y mantener actualizada la evaluación de riesgos de auditoría de la Jurisdicción.

18. Integrar el Comité de Control de la Jurisdicción.

MINISTERIO ENERGÍA Y MINERÍA

SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA

DIRECCIÓN GENERAL DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

RESPONSABILIDAD PRIMARIA:

Entender en la programación y ejecución de los actos vinculados con la gestión económico-financiera y contable del Ministerio.

ACCIONES:

1. Entender en las actividades relativas a la administración, el manejo y la custodia de fondos y valores, como así también todo lo relacionado con las registraciones contables y presupuestarias, la preparación de balances, estados de ejecución, rendiciones de cuentas y gastos.

2. Asistir en el diseño de la política presupuestaria de la jurisdicción y en la evaluación de su cumplimiento.

3. Coordinar la formulación del anteproyecto de presupuesto.

4. Efectuar las registraciones dispuestas por la Ley de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Nacional Nº 24.156 y sus modificatorias.

5. Entender en las licitaciones y contrataciones cuya tramitación se efectúe por el régimen de contrataciones del ESTADO NACIONAL, así como también en la elaboración, modificación y rescisión de los contratos de cualquier naturaleza celebrados o a celebrarse.

6. Elaborar los instrumentos necesarios para contribuir con el mejor aprovechamiento de los recursos disponibles en la Jurisdicción y sus organismos descentralizados.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA

DIRECCIÓN GENERAL DE RECURSOS HUMANOS

RESPONSABILIDAD PRIMARIA:

Administrar las políticas y la aplicación de las normas que regulan al personal, su carrera administrativa, su capacitación y desarrollo, las relaciones laborales y el servicio de medicina del trabajo, organización y de higiene y seguridad en el trabajo de la Jurisdicción.

ACCIONES:

1. Administrar y actualizar los sistemas de información relacionados con la aplicación de las herramientas de administración de recursos humanos, aplicando los controles que permitan la correcta liquidación de haberes del personal.

2. Gestionar las actividades inherentes al desarrollo de la carrera administrativa: selección, integración, evaluación de desempeño, promoción y capacitación del personal del Ministerio.

3. Monitorear el estado de avance del personal en el régimen de carrera y proponer las políticas y medidas pertinentes.

4. Entender en la adecuada aplicación de la legislación en materia de condiciones y medio ambiente del trabajo.

5. Entender en el mantenimiento y actualización de los legajos únicos del personal y las bases de datos correspondientes.

6. Mantener las relaciones laborales con los representantes gremiales, administrando los acuerdos resultantes de convenios y negociaciones colectivas.

7. Coordinar la prestación del servicio médico de la Jurisdicción.

8. Coordinar los procesos, flujos y procedimientos de trabajo, proponiendo las modificaciones y optimizaciones acordes a las necesidades y desarrollo de la organización, incluyendo todo lo relativo a la liquidación de haberes.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA

DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS

RESPONSABILIDAD PRIMARIA:

Entender en la elaboración de proyectos de normas jurídicas y asesorar a las dependencias del Ministerio, como así también, ejercer la representación del ESTADO NACIONAL en juicio. Entender en el diligenciamiento de la documentación referida a oficios judiciales y notificaciones:

ACCIONES:

1. Supervisar el estudio, análisis y redacción de proyectos de normas jurídicas relativas a las competencias de la Jurisdicción.

2. Asumir la representación y defensa en juicio del ESTADO NACIONAL, en la medida que sea de la competencia del Ministerio, en su carácter de Delegación del Cuerpo de Abogados del Estado, proponiendo los funcionarios letrados que deberán actuar e impartiéndoles las instrucciones que fueren pertinentes.

3. Brindar asesoramiento sobre la normativa aplicable y dictaminar en las cuestiones jurídico-legales relacionadas con el cumplimiento de las funciones del Ministerio y de los organismos integrantes del mismo.

4. Dictaminar en las actuaciones en las que se substancien recursos administrativos contra actos emanados del Ministerio, de sus organismos dependientes o de los que actúen dentro de su Jurisdicción.

5. Intervenir en la elaboración, celebración, ejecución y aplicación de los convenios y acuerdos internacionales que afecten o se refieran a las actividades de competencia de la Jurisdicción

6. Intervenir en la elaboración de los proyectos de contratos, convenios y demás instrumentos de carácter jurídico originados en otros organismos del Ministerio.

7. Intervenir en todo planteo que deba ser sometido a la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION, a la FISCALIA NACIONAL DE INVESTIGACIONES ADMINISTRATIVAS, a la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION, y a la AUDITORIA GENERAL DE LA NACION.

8. Supervisar la gestión de las notificaciones y tramitar los oficios correspondientes a la Jurisdicción librados por los distintos fueros.

Planilla Anexa al Artículo 12

SOCIEDADES ANÓNIMAS CON PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DEL ESTADO NACIONAL - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

- NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA S.A.

- EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES S.A. (EBISA)

- ENERGÍA ARGENTINA S.A. (ENARSA)

- DIOXITEK S.A.
- YPF S.A.
- YPF GAS S.A.
- COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA S.A. (CAMMESA)

DECRETO PEN N° 270/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.288, del 04/01/2016

Designase SECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Electromecánico D. Alejandro Valerio SRUOGA (M.I. N° 13.470.179).
Designase SECRETARIO DE PLANEAMIENTO ENERGETICO ESTRATEGICO DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Químico D. Daniel Angel REDONDO (M.I. N° 10.614.914).
Designase SECRETARIO DE RECURSOS HIDROCARBURIFEROS DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero D. José Luis SUREDA (M.I. N° 6.264.785).
Designase SECRETARIO DE MINERIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Licenciado en Geología D. Daniel MEILAN (M.I. N° 10.615.127).

BUENOS AIRES 29 DE DICIEMBRE DE 2015

VISTO el Artículo 99, inciso 7 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Desígnase SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Electromecánico D. Alejandro Valerio SRUOGA (M.I. N° 13.470.179).

Art. 2° — Desígnase SECRETARIO DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Químico D. Daniel Ángel REDONDO (M.I. N° 10.614.914).

Art. 3° — Desígnase SECRETARIO DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero D. José Luis SUREDA (M.I. N° 6.264.785).

Art. 4° — Desígnase SECRETARIO DE MINERÍA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Licenciado en Geología D. Daniel MEILAN (M.I. N° 10.615.127).

Art. 5° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N° 271/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.288, del 04/01/2016

Desígnanse Subsecretarios.

Designase SUBSECRETARIO DE COORDINACION ADMINISTRATIVA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Licenciado en Economía D. Sebastián Alberto SCHEIMBERG (M.I. N° 17.232.114).
Designase SUBSECRETARIO DE COORDINACION DE POLITICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Industrial D. Andrés CHAMBOULEYRON (M.I. N° 16.963.454).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIAS RENOVABLES DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Mecánico D. Sebastián Alejandro KIND (M.I. N° 27.333.333).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIA HIDROELECTRICA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Hidráulico y Civil D. Jorge Hugo Marcolini (M.I. N° 10.076.120).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIA NUCLEAR DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Licenciado en Sociología D. Julián GADANO (M.I. N° 16.945.354).
Designase SUBSECRETARIO DE ENERGIA TERMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA al Ingeniero Electricista D. Osvaldo Ernesto ROLANDO (M.I. N° 10.083.790) y otros

BUENOS AIRES, 29 DE DICIEMBRE DE 2015

VISTO el Artículo 99, inciso 7 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Desígnase SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Licenciado en Economía D. Sebastián Alberto SCHEIMBERG (M.I. N° 17.232.114).

Art. 2° — Desígnase SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Industrial D. Andrés CHAMBOULEYRON (M.I. N° 16.963.454).

Art. 3° — Desígnase SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Mecánico D. Sebastián Alejandro KIND (M.I. N° 27.333.333).

Art. 4° — Desígnase SUBSECRETARIO DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Hidráulico y Civil D. Jorge Hugo MARCOLINI (M.I. N° 10.076.120).

Art. 5° — Desígnase SUBSECRETARIO DE ENERGÍA NUCLEAR de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Licenciado en Sociología D. Julián GADANO (M.I. N° 16.945.354).

Art. 6° — Desígnase SUBSECRETARIO DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Electricista D. Osvaldo Ernesto ROLANDO (M.I. N° 10.083.790).

Art. 7° — Desígnase SUBSECRETARIO DE ESCENARIOS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS de la SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Licenciado en Economía D. Mauricio Ezequiel ROITMAN (M.I. N° 25.449.898).

Art. 8° — Desígnase SUBSECRETARIO DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a la Ingeniera Química Da. Andrea Viviana HEINS (M.I. N° 23.120.398).

Art. 9° — Desígnase SUBSECRETARIO DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA de la SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Electrónico D. Alberto Raúl BRUSCO (M.I. N° 10.743.713).

Art. 10. — Desígnase SUBSECRETARIO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN de la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Industrial D. Marcos POURTEAU (M.I. N° 21.486.886).

Art. 11. — Desígnase SUBSECRETARIO DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN de la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero Químico D. Pablo Ricardo POPIK (M.I. N° 23.431.372).

Art. 12. — Desígnase SUBSECRETARIO DE POLÍTICA MINERA de la SECRETARÍA DE MINERÍA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Doctor D. Santiago José DONDO (M.I. N° 27.119.393).

Art. 13. — Desígnase SUBSECRETARIO DE DESARROLLO MINERO de la SECRETARÍA DE MINERÍA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA al Ingeniero en Minas D. Mario Osvaldo CAPELLO (M.I. N° 11.377.765).

Art. 14. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N°272/15

Publicación Boletín Oficial N° 33.288, del 04/01/2016

Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Disolución.

> Disuelvese la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburiferas creada por el Artículo 2° del Reglamento del Régimen de Soberania Hidrocarburifera de la República Argentina Aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12. Deroganse los Artículos 2°, 3°, 4°, 5°, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 31 y 32 del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburifera de la República Argentina aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12.

BUENOS AIRES, 29 DE DICIEMBRE DE 2015

VISTO la CONSTITUCIÓN NACIONAL, las Leyes Nros. 17.319, 26.197, 26.741, 27.007, y la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias) y los Decretos Nros. 897 del 12 de julio de 2007 y 1277 del 25 de julio de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 124 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL dispone que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

Que el artículo 2° de la Ley N° 26.197 estableció que, a partir de la promulgación de dicha ley, las provincias asumirían en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares; ejerciendo las facultades como Autoridad Concedente, tanto el Estado Nacional, como los Estados Provinciales, con arreglo a lo previsto por la Ley N° 17.319 y sus modificatorias y su reglamentación.

Que el artículo 6° de la Ley N° 26.197 dispone que las provincias ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos correspondientes a los recursos hidrocarburíferos que se encuentren bajo su dominio en los términos del artículo 1° de la Ley N° 26.197, estando facultadas, entre otras materias, para: (I) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones, y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional; (II) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías; (III) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; y (IV) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley N° 17.319 y su reglamentación.

Que los artículos 3° de la Ley N° 17.319, 2° in fine de la Ley N° 26.197 y 2° de la Ley N° 26.741 reconocen la competencia del Poder Ejecutivo Nacional para fijar la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha dictado el Decreto N° 1277/12 que aprobó la reglamentación de la Ley N° 26.741, constituyendo su Anexo I el “REGLAMENTO DEL RÉGIMEN DE SOBERANÍA HIDROCARBURÍFERA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA”.

Que mediante el artículo 1° del citado Reglamento, se estableció el PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURIFERAS.

Que a los fines de implementar dicha medida, se creó la COMISION DE PLANIFICACION Y COORDINACION ESTRATEGICA DEL PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURIFERAS en la órbita de la entonces SECRETARIA DE POLITICA ECONOMICA Y PLANIFICACION DEL DESARROLLO del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS.

Que con idéntica finalidad, se creó un Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, donde deben estar inscriptas todas las personas físicas y jurídicas que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles, como requisito indispensable para el desarrollo de su actividad en todo el territorio nacional.

Que a los fines de concretar tales acciones, debe tenerse presente que el artículo 2° de la Ley N° 17.319 estipula que las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos se desarrollarán conforme a las disposiciones de dicha ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo.

Que el artículo 97 de la precitada Ley N° 17.319 prevé que la aplicación de la misma compete a la entonces Secretaría de Estado de Energía y Minería o a los organismos que dentro de su ámbito se determinen, con las excepciones que determina el artículo 98.

Que el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias), ha asignado la competencia en materia de energía y las atribuciones que la Ley N° 27.007 asigna a los órganos del Estado Nacional al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, otorgándole asimismo participación en la administración de las participaciones del Estado Nacional en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia.

Que resulta necesario modificar el régimen instituido por el mencionado Decreto N° 1277/12 y disolver la Comisión referida precedentemente, transfiriéndose al MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA las funciones y facultades de competencia federal de dicho régimen y conservando las autoridades provinciales las atribuciones que corresponden a sus jurisdicciones; como así también establecer precisiones a los fines de la aplicación del artículo 23 nonies, inciso 16, de la Ley de Ministerios (Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92, y sus modificatorias),

Que resulta conveniente, asimismo, impulsar procesos con el objeto de sistematizar las normas de su competencia referidas a registros y deberes de información en la industria de los hidrocarburos.

Que el servicio jurídico pertinente ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente decreto se dicta en uso de las facultades conferidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL por los artículos 99, inciso 1, de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y 2° de la Ley N° 26.741 y por las Leyes Nros. 17.319 y 26.197.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Disuélvese la COMISIÓN DE PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN ESTRATÉGICA DEL PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURÍFERAS creada por el artículo 2° del REGLAMENTO DEL RÉGIMEN DE SOBERANÍA HIDROCARBURÍFERA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12.

Art. 2° — Deróganse los artículos 2°, 3°, 4°, 5°, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 31 y 32 del REGLAMENTO DEL RÉGIMEN DE SOBERANÍA HIDROCARBURÍFERA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12.

Art. 3° — Las competencias asignadas a la COMISIÓN DE PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN ESTRATÉGICA DEL PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURÍFERAS por el REGLAMENTO DEL RÉGIMEN DE SOBERANÍA HIDROCARBURÍFERA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA aprobado como Anexo I del Decreto N° 1277/12, que no correspondan a normas derogadas por el artículo 2° del presente, así como las competencias asignadas a dicha Comisión por cualquier otra norma, serán ejercidas por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA o los organismos que dentro de su ámbito se determinen, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y con el alcance establecido en la Ley N° 26.197.

Art. 4° — El MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA efectuará una revisión y reordenamiento integral de las normas de su competencia referidas a la creación de registros y deberes de información en la industria de los hidrocarburos, los que continuarán vigentes en tanto no se encuentren alcanzados por la derogación dispuesta en el artículo 2° o por el reordenamiento que disponga el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Art. 5° — Los actos emitidos por la COMISIÓN DE PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN ESTRATÉGICA DEL PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURÍFERAS en el ejercicio de competencias asignadas por el REGLAMENTO DEL RÉGIMEN DE SOBERANÍA HIDROCARBURÍFERA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA o por otras normas, conservarán su vigencia en tanto no se disponga lo contrario en forma expresa por resolución del MINISTERIO DE ENERGÍAY MINERÍA.

Art. 6° — Establécese que los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional en YPF SOCIEDAD ANÓNIMA y en YPF GAS SOCIEDAD ANÓNIMA, con excepción de las acciones que pertenecieren al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Régimen Previsional Público de Reparto creado por el Decreto N° 897/07, serán ejercidos por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Art. 7° — La presente medida entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 8° — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Alfonso de Prat Gay. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N° 305/16

Publicación Boletín Oficial N° 33.311, del 04/02/2016

Deléganse facultades y obligaciones.

Deleganse en el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 2° de la Ley de Obras Publicas N° 13.064 y sus modificatorias, las facultades y obligaciones determinadas por dicha ley, para la contratación y ejecución de construcciones, trabajos o servicios que revistan el carácter de obra pública y para la adquisición de materiales, maquinarias, mobiliarios y elementos destinados a ellas, en el ámbito de su competencia.

BUENOS AIRES, 03 DE FEBRERO DEL 2016

VISTO el Expediente N° S01:0007015/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Ley de Obras Públicas N° 13.064 y sus modificatorias y la Ley de Ministerios N° 22.520 (t.o. 1992) y sus modificatorias, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley de Obras Públicas N° 13.064 y sus modificatorias establece en su Artículo 2° que las facultades y obligaciones que establece dicha ley podrán ser delegadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en autoridad, organismo o funcionario legalmente autorizado.

Que el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 en su Artículo 5° sustituyó el Título V de la Ley de Ministerios N° 22.520 (t.o. 1992) y sus modificatorias, creando una nueva conformación ministerial y distribución de las competencias.

Que atento a ello, y a fin de dotar al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de los instrumentos necesarios para el mejor logro de sus objetivos, resulta conveniente delegar tales facultades y obligaciones previstas en la Ley de Obras Públicas N° 13.064 y sus modificatorias, con relación a las obras públicas del ámbito de su competencia.

Que a su vez, se considera pertinente autorizar al Ministro de Energía y Minería a encomendar dichas cuestiones a los Secretarios y Subsecretarios de las áreas pertinentes, dependientes de dicho Ministerio, conforme a la materia de que se trate.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS, dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el Artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y el Artículo 2° de la Ley de Obras Públicas N° 13.064 y sus modificatorias.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Deléganse en el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 2° de la Ley de Obras Públicas N° 13.064 y sus modificatorias, las facultades y obligaciones determinadas por dicha ley, para la contratación y ejecución de construcciones, trabajos o servicios que revistan el carácter de obra pública y para la adquisición de materiales, maquinarias, mobiliarios y elementos destinados a ellas, en el ámbito de su competencia.

Art. 2° — Autorízase al Ministro de Energía y Minería a encomendar lo previsto en el Artículo 1° del presente decreto, a los Secretarios y Subsecretarios de las áreas pertinentes, dependientes del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, conforme a la materia de que se trate.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N° 367/16

Publicación Boletín Oficial N° 33.318, del 17/02/2016

Deroganse el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003, la Resolución Conjunta N° 188 del EX MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION Y N° 44 DEL EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normativa concordante y complementaria.

BUENOS AIRES, 16 DE FEBRERO DEL 2016

VISTO el Expediente N° S01:0021598/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, las Leyes Nros. 25.561, 25.790 y sus modificatorias, los Decretos Nros. 311 de fecha 3 de julio de 2003 y 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que por la Ley N° 25.561 se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria y se delegó en el PODER EJECUTIVO NACIONAL un conjunto de facultades para dictar las medidas orientadas a conjurar dicha situación.

Que en el Artículo 8° de la mencionada ley se dispuso que, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio y que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO ($ 1) = UN DÓLAR ESTADOUNIDENSE (U$S 1).

Que el Artículo 9° de la misma ley, autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° del mismo cuerpo normativo, estableciendo los criterios a tener en consideración para el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos.

Que las normas contenidas en la Ley N° 25.561 fueron modificadas y complementadas a través de las Leyes Nros. 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339, 26.456, 26.563, 26.729, 26.896 y 27.200.

Que el proceso de renegociación de los Contratos de Concesión y Licencia de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado, en una primera etapa institucional, a través de los Decretos N° 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y en una segunda etapa, por el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003 y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003.

Que por medio del Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003, se estableció que el proceso de renegociación se llevase a cabo a través de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) presidida por los ex Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Que la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, estableció que dicha Unidad estaría integrada además por un COMITÉ SECTORIAL DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS y por un Secretario Ejecutivo de la Unidad.

Que dicho Comité se integró con los titulares de las Secretarías con competencia específica en los sectores vinculados a los servicios públicos y/o contratos de obra pública sujetos a renegociación y por el Secretario Ejecutivo de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN).

Que por el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 se modificó la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, por lo que las cuestiones vinculadas a las concesiones y licencias de los distintos servicios públicos así como la determinación de los precios y tarifas aplicables, han quedado bajo la órbita de diferentes carteras ministeriales.

Que en función de lo expuesto, resulta necesario derogar el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003, la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003 y demás normativa concordante y complementaria, y asignar las funciones vinculadas a la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos a los respectivos Ministerios afines a sus materias, conforme a la distribución de competencias establecida por la citada Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones.

Que en tal sentido es necesario fijar las pautas para completar el proceso de renegociación en aquellos contratos respecto de los cuales no se hayan alcanzado acuerdos integrales de renegociación contractual.

Que a tales efectos, corresponde facultar a los Ministerios competentes, en forma conjunta con el MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, a suscribir los acuerdos integrales de renegociación contractual que impliquen una modificación de las condiciones del contrato y que tengan por objeto recomponer su ecuación económica financiera, poniendo fin al proceso de renegociación contractual; los acuerdos parciales de renegociación contractual, que impliquen una modificación limitada de las condiciones del contrato, con el mismo objeto antes señalado; y las adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarias para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios hasta la suscripción de los acuerdos integrales de renegociación contractual y la realización de la Revisión Tarifaria Integral en ellos prevista.

Que en el procedimiento orientado a la concreción de los acuerdos integrales, corresponde adoptar previsiones que garanticen la mayor transparencia y el aporte de la información técnica específica, a través de la intervención de los órganos de regulación y de control que en cada caso corresponda, previo a su firma por el Ministro con competencia específica en función de la materia y por el Ministro de Hacienda y Finanzas Públicas, la que se efectuará Ad Referéndum del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que toda vez que el nuevo régimen tarifario del servicio de que se trate surgirá en oportunidad de realizarse el proceso de la Revisión Tarifaria Integral, y que las previsiones contenidas en los acuerdos parciales de renegociación contractual y en las adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarios para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios hasta la suscripción de los acuerdos integrales de renegociación contractual se efectúan a cuenta de la referida Revisión Tarifaria Integral, corresponde prever para dicha instancia de análisis integral la implementación de mecanismos de participación ciudadana en orden a garantizar los derechos de los usuarios y consumidores. Ello, sin perjuicio de los procedimientos ya cumplidos en el marco del Decreto N° 311/2003.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el Artículo 99, inciso 1° de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA DECRETA:

Artículo 1° — Deróganse el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003, la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normativa concordante y complementaria.

Art. 2° — A los efectos de concluir los procesos de renegociación de los contratos de Obras y Servicios Públicos dispuestos por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561, instrúyese a los Ministerios a cuyas órbitas correspondan los respectivos contratos sujetos a renegociación, conforme a las competencias que surgen de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, a proseguir los procedimientos que se encuentren, a la fecha, en trámite de sustanciación

en el ámbito de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) creada por el Artículo 1° del Decreto N° 311/2003 que se deroga por medio del presente.

Art. 3° — Facúltase a los Ministerios competentes en forma conjunta con el MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS a suscribir acuerdos parciales de renegociación contractual y adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarios para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios respectivos hasta la suscripción de los acuerdos integrales de renegociación contractual, los que se efectuarán a cuenta de lo que resulte de la Revisión Tarifaria Integral.

Art. 4° — Los acuerdos integrales de renegociación contractual, en los que se estipularán las condiciones en las que concluirán los procesos de renegociación en los términos del artículo 2° del presente decreto, luego de la intervención del órgano de regulación y control que en cada caso corresponda, serán enviados a la PROCURACIÓN DEL TESORO DE LA NACIÓN para su intervención y sometidos a consideración de la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN, previo a su firma por el Ministro con competencia específica en función de la materia en forma conjunta con el Ministro de Hacienda y Finanzas públicas, la que se efectuará Ad Referéndum del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Art. 5° — Dispónese que en el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral que surja de los acuerdos integrales de renegociación contractual, mediante el cual se fijará el nuevo régimen tarifario del servicio de que se trate, deberá instrumentarse el mecanismo de audiencia pública que posibilite la participación ciudadana, la que se llevará a cabo contemplando las previsiones del “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” aprobado por el Decreto N° 1172 de fecha 3 de diciembre de 2003.

Art. 6° — Facúltase a los Ministerios competentes a dictar los actos administrativos que sean necesarios a los fines del cumplimiento de lo dispuesto en el presente decreto.

Art. 7° — Comuníquese a la Comisión Bicameral de Seguimiento del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN creada por el Artículo 20 de la Ley N° 25.561.

Art. 8° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Alfonso de Prat Gay. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N° 531/16

Publicación Boletín Oficial N° 33.347, del 31/03/2016

Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación.

BUENOS AIRES, 30 DE MARZO DEL 2016

VISTO el Expediente N° S01:0034276/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, y

CONSIDERANDO:

Que se ha sancionado la Ley N° 27.191 que modifica la Ley N° 26.190 en lo relativo al "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA".

Que la Ley N° 27.191, además de introducir la modificación legal antes mencionada incluye los siguientes aspectos: (i) Introducción de la Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica; (ii) Creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER); (iii) Establecimiento de la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al cumplimiento de los objetivos del Régimen de Fomento; (iv) Tratamiento de los Incrementos Fiscales; (v) Determinación del Régimen de Importaciones; (vi) Regulación del Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía; (vii) Tratamiento de la Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables Intermitentes.

Que la Ley N° 27.191 tiene como objeto el fomento del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la Producción de Energía Eléctrica.

Que la expansión del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica —como finalidad principal del Régimen de Fomento— tiene consecuencias favorables para el país ya que implica una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada en plazos cortos, la reducción de costos de generación de energía, previsibilidad de precios a mediano y largo plazo, y la contribución a la mitigación del cambio climático, generando condiciones para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica para la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que por las razones antedichas la expansión del uso de las fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica, constituye una cuestión de máxima prioridad para el PODER EJECUTIVO NACIONAL y una política de Estado de largo plazo con aptitud para asegurar los beneficios de energías limpias para el país y para todos sus habitantes.

Que el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009 aprobó la reglamentación de la Ley N° 26.190.

Que toda vez que la Ley N° 27.191 introdujo modificaciones a la Ley N° 26.190 y adoptó regulaciones sobre cuestiones no previstas en dicha norma resulta necesario aprobar una nueva reglamentación que reemplace la aprobada por el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente decreto se dicta en uso de las facultades conferidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL por el Artículo 99, incisos 1 y 2 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA DECRETA:

Artículo 1° — Apruébase la reglamentación de la Ley N° 26.190, modificada por el Capítulo I de la Ley N° 27.191 y del Capítulo II de la Ley N° 27.191 sobre "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", que como Anexo I forma parte integrante del presente decreto.

Art. 2° — Apruébase la reglamentación de los Capítulos III, IV, V, VI, VII, VIII y IX de la Ley N° 27.191 sobre "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", que como Anexo II forma parte integrante del presente decreto.

Art. 3° — Deróganse el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009 y la Resolución Conjunta N° 572 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y N° 172 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS de fecha 2 de mayo de 2011.

Art. 4° — El presente decreto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 5° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Alfonso de Prat Gay. — Juan J. Aranguren.

ANEXO I

REGLAMENTACIÓN DE LA LEY N° 26.190, MODIFICADA POR EL CAPÍTULO I DE LA LEY N° 27.191, Y DEL CAPÍTULO II DE LA LEY N° 27.191 SOBRE "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA".

Reglamentación de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 1°.- El PODER EJECUTIVO NACIONAL, por medio del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, fomentará el desarrollo de emprendimientos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía con destino a la prestación del servicio público de electricidad, la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad. El MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA coordinará con los organismos dependientes de la administración centralizada y descentralizada las acciones que correspondan a sus respectivas competencias para hacer efectivas las políticas de fomento que se establecen en la Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y en esta reglamentación.

ARTÍCULO 2°.- El MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA calculará y publicará el grado de cumplimiento de la meta establecida en el Artículo 2° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191. A tales efectos, utilizará datos públicos oficiales de elaboración propia o confeccionada por otros organismos o entidades reconocidas por la Autoridad de Aplicación. Deberá incluir en el cómputo la generación de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables enumeradas en el Artículo 4° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, existentes a la fecha de entrada en vigencia de la última ley mencionada.

El MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en el ámbito de sus competencias, adoptará las medidas conducentes a efectos de alcanzar el objetivo previsto por el Artículo 2° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 3°.- La Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, es de aplicación a todas las inversiones en generación de energía eléctrica, autogeneración y cogeneración, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean éstas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados, según la normativa que dicte oportunamente el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Se considerará obra nueva para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a los bienes de capital nuevos, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que la integren y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables que se definen en el Artículo 4° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191. Únicamente quedarán alcanzados por los beneficios promocionales, aquellos titulares de proyectos de inversión que efectúen la incorporación de bienes nuevos, sin perjuicio de que dichos proyectos puedan desarrollarse sobre instalaciones existentes.

ARTÍCULO 4°.- A los efectos de la aplicación del "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADAS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA" (en adelante, el "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES"), se establece que:

a) La Autoridad de Aplicación podrá disponer, sobre bases técnicamente fundadas, la inclusión de otras fuentes renovables que en el futuro se desarrollen, siempre que sean fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo.

b) Sin reglamentar.

c) Sin reglamentar.

d) Sin reglamentar.

ARTÍCULO 5°.- Será Autoridad de Aplicación de la Ley N° 26.190, modificada por Ley N° 27.191, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, conforme lo establece la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y complementarias, quien podrá delegar el ejercicio de sus competencias en una dependencia de rango no inferior a Subsecretaría.

En las cuestiones de índole tributaria y fiscal el MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS tendrá las siguientes funciones:

a) Dictará las reglamentaciones técnicas de orden fiscal y tributario, sin perjuicio de las competencias propias de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS.

b) Determinará el cupo anual máximo a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar beneficios promocionales, sobre la base de la estimación que anualmente realice la Autoridad de Aplicación en función de los proyectos de inversión a desarrollar para alcanzar el objetivo fijado en el Artículo 2° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191.

c) Previsionará el cupo anual de beneficios promocionales y gestionará su inclusión en la Ley de Presupuesto del año fiscal siguiente, de acuerdo con lo establecido en el inciso anterior.

En caso de que el cupo correspondiente a cada período no sea utilizado en su totalidad, la Autoridad de Aplicación adoptará las medidas necesarias para que el excedente se traslade como saldo adicional al período siguiente.

ARTÍCULO 6°.- Políticas.

a) La Autoridad de Aplicación coordinará con las jurisdicciones provinciales que adhieran al “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado de dichos recursos energéticos, con el fin de que se aprovechen las ventajas relativas de los recursos locales. Para ello, las jurisdicciones adherentes asumirán el compromiso de suministrar a la Autoridad de Aplicación toda la información que le sea requerida.

b) La Autoridad de Aplicación definirá las condiciones bajo las cuales llevará a cabo la coordinación de las actividades en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

c) Sin reglamentar.

d) Sin reglamentar.

e) Sin reglamentar.

f) Sin reglamentar.

ARTÍCULO 7°.- La Autoridad de Aplicación deberá definir parámetros que permitan seleccionar, aprobar y merituar proyectos de inversión en obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables teniendo en cuenta como objetivos lograr una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción de costos de generación de energía, la contribución a la mitigación del cambio climático y la integración del componente nacional en los proyectos a desarrollarse.

ARTÍCULO 8°.- Beneficiarios y Procedimiento.

8.1. Beneficiarios. Podrán acceder al “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” establecido en el Artículo 7° y siguientes de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, las personas físicas domiciliadas en la REPÚBLICA ARGENTINA y las personas jurídicas constituidas en la REPÚBLICA ARGENTINA que sean titulares de proyectos de inversión incluidos los proyectos de autogeneración y cogeneración y/o concesionarios de obras nuevas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables siempre que: (i) No hayan celebrado contratos bajo las Resoluciones Nros. 220 de fecha 18 de enero de 2007, 712 de fecha 9 de octubre de 2009 y 108 de fecha 29 de marzo de 2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS para el mismo proyecto presentado para acceder al citado “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”, pudiendo, en cambio, acceder en el caso de que dicho proyecto no haya comenzado a ser construido y el contrato celebrado bajo las resoluciones mencionadas sea dejado sin efecto en las condiciones establecidas por la Autoridad de Aplicación; y (ii) Hayan sido seleccionados y aprobados por la Autoridad de Aplicación para ser incluidos en el “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” y obtenido, en consecuencia, el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.

Los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 que desarrollen proyectos de inversión de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con el fin de cumplir con la obligación impuesta en la citada norma también podrán ser beneficiarios del “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” de acuerdo con las condiciones establecidas por la Autoridad de Aplicación.

Los titulares de proyectos de inversión respecto de los cuales se hayan celebrado contratos bajo las resoluciones citadas precedentemente, que hayan comenzado la Etapa de construcción, podrán ser beneficiarios del “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” siempre que acepten las

modificaciones a los contratos celebrados que resulten necesarias para adaptarlos a los términos de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, del presente decreto y de las normas complementarias que en consecuencia se dicten, de acuerdo con lo que establezca la Autoridad de Aplicación.

La Autoridad de Aplicación deberá establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados.

En caso de que la sumatoria de los beneficios promocionales a otorgar a los proyectos aprobados por la Autoridad de Aplicación exceda el cupo fiscal previamente establecido al efecto, dicho orden de mérito deberá ser tenido en cuenta para la asignación de dichos beneficios, dando prioridad a los proyectos con mejor calificación.

A efectos de elaborar el orden de mérito de los proyectos aprobados, la Autoridad de Aplicación establecerá las pautas, los puntajes y los porcentajes de ponderación correspondientes.

8.2. Procedimiento. Para obtener el Certificado de Inclusión en el “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” y la asignación de los beneficios promocionales, los interesados deberán presentar ante la Autoridad de Aplicación la documentación que ésta requiera oportunamente.

La Autoridad de Aplicación podrá intercambiar información con la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) y otros órganos y entes competentes en las materias involucradas, a los efectos de verificar el cumplimiento de los requisitos exigidos.

En los casos de los proyectos cuya fuente renovable de generación sean residuos, independientemente de la tecnología empleada, la Autoridad de Aplicación dará intervención al MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE, a los fines de que emita opinión sobre la elegibilidad del proyecto, en lo relativo a las materias propias de su competencia.

Asimismo, la Autoridad de Aplicación deberá dar intervención al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS en los expedientes administrativos, previo al otorgamiento del beneficio, a efectos de que la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS tome la intervención que le compete, a fin de evaluar la afectación presupuestaria que implique el otorgamiento de los beneficios previstos en el presente régimen.

La Autoridad de Aplicación realizará la selección, evaluación y aprobación de los proyectos de generación presentados, mediante acto administrativo fundado, estableciendo el orden de mérito según lo establecido en el Artículo 8.1 de la presente reglamentación. De acuerdo con el orden de mérito aprobado, la Autoridad de Aplicación determinará la asignación de los beneficios promocionales para cada proyecto, incluyendo el detalle de los bienes a importar alcanzados por el beneficio previsto en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191 y el Artículo 14 del Anexo II del presente decreto, consignando el monto del cupo fiscal total asignado a cada uno.

Los proyectos de generación aprobados quedarán incluidos en el “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” y obtendrán un Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, que será extendido por la Autoridad de Aplicación.

La Autoridad de Aplicación establecerá los requisitos y formalidades relativas a la presentación de las solicitudes, la calificación para la asignación del cupo fiscal y dictará las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias para el cumplimiento del régimen instituido por la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

La presentación de la solicitud para ser incluido en el “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” implicará de parte del solicitante el pleno conocimiento y aceptación de las normas que integran el citado régimen.

ARTÍCULO 9°.- Beneficios. El goce de los beneficios promocionales otorgados mediante el acto administrativo de aprobación del proyecto quedará sujeto a la condición suspensiva consistente en la acreditación, por parte del beneficiario, de que el proyecto haya tenido principio efectivo de ejecución antes de la fecha estipulada en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191. La Autoridad de Aplicación establecerá la documentación a presentar para cumplimentar con la acreditación exigida y los medios para hacerlo, tendiendo a la utilización de medios electrónicos en todo cuanto sea posible.

La Autoridad de Aplicación dictará las normas complementarias e interpretativas necesarias para una mejor aplicación del presente régimen, pudiendo contemplar situaciones de imposibilidad objetiva de completar el principio efectivo de ejecución dentro del plazo previsto cuando existan fundadas razones que lo justifiquen.

La falta de acreditación del cumplimiento del principio efectivo de ejecución del proyecto en el plazo correspondiente dará lugar a la aplicación de lo dispuesto en el Artículo 10 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, y en el Artículo 10 del presente Anexo.

En el momento de otorgamiento de los beneficios, sea al acreditar el principio efectivo de ejecución o en forma anticipada, el beneficiario deberá constituir una garantía equivalente al CIEN POR CIENTO (100%) del monto total de beneficios asignados al proyecto, más el monto adicional por otros conceptos que pudieran corresponder, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación.

El certificado fiscal previsto en el Artículo 9°, inciso 6) de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, podrá otorgarse en forma anticipada de acuerdo con lo establecido en el inciso 6) del presente artículo.

A los efectos de la aplicación de los beneficios promocionales previstos en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, se establecen las siguientes disposiciones:

1) Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto a las Ganancias. De conformidad con lo establecido en el Artículo 9° inciso 1) de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, los sujetos titulares de proyectos aprobados en el marco de las disposiciones de dicha ley, podrán obtener la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), correspondiente a los bienes nuevos incluidos en el proyecto y, simultáneamente, practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de los mismos.

I. Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA): El Impuesto al Valor Agregado (IVA) que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen, luego de transcurrido como mínimo UN (1) período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones, le serán acreditados contra otros impuestos recaudados por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), o en su defecto les será devuelto en las condiciones que al respecto establezca la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP).

Dicha acreditación o devolución procederá en la medida en que el importe de las mismas no haya debido ser absorbido por los respectivos débitos fiscales originados por el desarrollo de las actividades.

A los fines establecidos en el presente apartado, se considerarán inversiones realizadas a aquellas que correspondan a erogaciones de fondos efectuadas a partir de la fecha de aprobación del proyecto, de conformidad con los plazos establecidos en el mismo.

Cuando los bienes a los que se refiere el presente punto se adquieran en los términos y condiciones establecidos por el Artículo 1227 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación, los créditos fiscales correspondientes a los cánones y a la opción de compra sólo podrán computarse a los efectos de este régimen luego de haber transcurrido como mínimo UN (1) período fiscal, contado a partir de aquél en que se haya ejercido la citada opción.

No podrá realizarse la acreditación prevista en este régimen contra obligaciones derivadas de la responsabilidad sustitutiva o solidaria de los contribuyentes por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención o percepción. Tampoco será aplicable la referida acreditación contra gravámenes con destino exclusivo al financiamiento de fondos con afectación específica ni contra deudas correspondientes al Sistema de la Seguridad Social.

El Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente a las inversiones a que hace referencia el tercer párrafo del presente apartado, se computará contra los débitos fiscales, una vez computados los restantes créditos fiscales relacionados con la actividad gravada.

No procederá la acreditación o devolución a que se refiere el presente apartado, según corresponda, cuando al momento de su solicitud los respectivos bienes de capital no integren el patrimonio de los titulares del proyecto.

II. Amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias: Los sujetos titulares de proyectos promovidos en el marco de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, por las inversiones correspondientes a dichos proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y de conformidad con los plazos que allí se establezcan, podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los Artículos 83 y 84 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen establecido en el Artículo 9°, apartado 1.4. de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

Cuando se trate de operaciones que den derecho a la opción prevista en el Artículo 67 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, la amortización especial establecida en el Artículo 9°, apartado 1.4. de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, deberá practicarse sobre el costo determinado de acuerdo con lo dispuesto en la norma legal citada en primer término. Si la adquisición y la venta se realizaran en ejercicios fiscales diferentes, la amortización eventualmente computada en exceso deberá reintegrarse en el balance impositivo correspondiente al período de dicha enajenación.

El tratamiento especial previsto en el presente apartado queda sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto de que se trate durante TRES (3) años contados a partir de la fecha de habilitación del bien, entendiéndose por tal aquella a partir de la cual se encuentra ejecutado el proyecto y en etapa de producción o funcionamiento, una vez finalizado el período de pruebas y puesta a punto. De no cumplirse esta condición corresponderá rectificar las declaraciones juradas presentadas e ingresar las diferencias de impuestos resultantes con más sus intereses, salvo en el supuesto previsto en el párrafo siguiente.

No se producirá la caducidad del tratamiento señalado precedentemente en el caso de reemplazo de bienes que hayan gozado de la franquicia, en tanto el monto invertido en la reposición sea igual o mayor al obtenido por su venta.

Cuando el importe de la nueva adquisición fuera menor del obtenido en la venta la proporción de las amortizaciones computadas que en virtud del importe reinvertido no se encuentre alcanzada por el "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES", tendrá el tratamiento indicado en la parte final del tercer párrafo del presente apartado II.

El concepto "ampliación de la capacidad productiva de los proyectos existentes" previsto en el último párrafo del punto 1.4. del Artículo 9° de la Ley Nº 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, incluye repotenciaciones, reemplazos, mejoras de eficiencia y otras similares.

2) Compensación de quebrantos con ganancias. Sólo podrán compensarse las pérdidas originadas en la realización de la actividad promovida por el "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES" contra las utilidades netas resultantes de dichas actividades.

Los beneficiarios de este régimen que desarrollen actividades distintas a las alcanzadas por éste, deberán llevar su contabilidad de manera tal que permita la determinación y evaluación en forma separada de la actividad promovida del resto de las desarrolladas.

La ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) reglamentará la instrumentación de este beneficio.

3) Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. A los fines de lo dispuesto en el inciso 3) del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, los bienes que no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima, Presunta son los afectados al proyecto promovido e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación.

4) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. Los beneficiarios del presente régimen podrán exponer contablemente, como nota explicativa, los importes de los intereses y de las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto. En lo que hace a su tratamiento impositivo, se estará a lo dispuesto en las disposiciones de la ley de impuesto a las Ganancias, t.o. en 1997 y sus modificaciones y de acuerdo a las limitaciones allí contempladas.

5) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades. El citado beneficio será aplicable en la medida que los dividendos o utilidades sean reinvertidos en un nuevo proyecto de infraestructura en el país, en el plazo y demás condiciones que establezca la Autoridad de Aplicación.

6) Certificado fiscal. No se incluirán en el cómputo del componente nacional los costos de transporte y montaje de equipamiento.

La Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento por el cual los beneficiarios podrán solicitar la emisión del Certificado Fiscal, a partir de la entrada en operación comercial del proyecto de inversión.

La Autoridad de Aplicación determinará los requisitos y condiciones a cumplir y las garantías que deberá constituir el beneficiario en caso de solicitarse el otorgamiento del Certificado Fiscal con carácter previo a la entrada en operación comercial del proyecto, y el alcance de dicho beneficio.

Dicha garantía será devuelta al beneficiario una vez acreditada la entrada en operación comercial del proyecto en el plazo previsto por la Autoridad de Aplicación. En caso de que el proyecto no comience su operación comercial en el plazo establecido al efecto en el acto de aprobación o en la prórroga que fundadamente se otorgue, o la Autoridad de Aplicación determinare el incumplimiento de la obligación de integración del componente nacional comprometido o de alguna otra obligación establecida como condición de vigencia del Certificado Fiscal, éste quedará cancelado sin necesidad de intimación previa alguna.

Una vez producida la entrada en operación comercial del proyecto y completada y acreditada fehacientemente la integración total del componente nacional comprometido, se otorgará un nuevo Certificado Fiscal por el porcentaje restante, hasta completar el CIEN POR CIENTO (100%) del beneficio.

La Autoridad de Aplicación y la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), en forma conjunta, regularán las formas y condiciones de emisión, utilización y cesión del Certificado Fiscal y los efectos derivados de su cancelación cuando hubiere sido utilizado para el pago de impuestos, resguardando los derechos del cesionario si el beneficiario lo hubiere cedido.

No podrá utilizarse el Certificado Fiscal para cancelar obligaciones derivadas de la responsabilidad sustitutiva o solidaria de los contribuyentes por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención o percepción. Tampoco será aplicable el referido instrumento para cancelar gravámenes con destino exclusivo al financiamiento de fondos con afectación específica ni deudas correspondientes al Sistema de la Seguridad Social.

El beneficiario podrá ceder el Certificado Fiscal siempre que no registre deuda líquida exigible con la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP).

Facúltase a la Autoridad de Aplicación a celebrar convenios de colaboración con el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, con otros organismos del Sector Público Nacional con competencia en la materia y con las cámaras empresariales del sector industrial que considere conveniente, para establecer mecanismos de verificación y control del componente nacional integrado en el proyecto.

Para determinar la inexistencia de producción nacional aludida en el Artículo 9°, inciso 6) de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, se tendrá en cuenta que dicha situación podrá configurarse cuando no exista producción nacional o bien cuando: (i) Ésta no se encuentre disponible en los tiempos y condiciones requeridas para cumplir los cronogramas de los proyectos; o (ii) No reúna requisitos de calidad, técnicos y de confiabilidad mínimos según pautas nacionales o internacionales aceptables, según lo que establezca la Autoridad de Aplicación con la participación de los organismos públicos y entidades privadas mencionadas en el párrafo anterior.

7) El BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA, organismo descentralizado actuante en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, dispondrá líneas de crédito especiales, de corto plazo y con tasa de interés diferencial, tendientes a financiar la cancelación del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que deban abonar los beneficiarios del “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” durante la ejecución del proyecto y hasta su entrada en operación comercial. Los créditos otorgados en virtud de este inciso deberán cancelarse una vez efectivizadas las devoluciones anticipadas del Impuesto al Valor Agregado (IVA) o efectuada la acreditación o producida la absorción de los créditos fiscales correspondientes, de conformidad con lo previsto en el Artículo 9°, inciso 1) apartado I del presente Anexo. Únicamente podrán acceder a estas líneas de crédito quienes hayan obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

ARTÍCULO 10.- Sanciones. El incumplimiento de los plazos de ejecución, de la puesta en marcha del proyecto o del resto de los compromisos técnicos, productivos y comerciales asumidos en la presentación que dio origen a la aprobación del proyecto y al otorgamiento de los beneficios promocionales dará lugar a la pérdida de dichos beneficios y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones y a la ejecución de las garantías constituidas.

El incumplimiento será resuelto mediante acto fundado por parte de la Autoridad de Aplicación, previo cumplimiento del debido proceso adjetivo mediante la aplicación de la Ley N° 19.549 y el Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72 T.O. 1991 y será comunicado a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) a los efectos de determinar la deuda e intimar su pago. No corresponderá respecto de los sujetos comprendidos el trámite establecido por los Artículos 16 y siguientes de la Ley N° 11.683 (t.o. 1998) y sus modificaciones, sino que la determinación de la deuda quedará ejecutoriada con la simple intimación de pago del impuesto y sus accesorios por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), sin necesidad de otra sustanciación.

Facúltase a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) a dictar la normativa que resulte necesaria a los efectos de la aplicación de lo dispuesto precedentemente.

El término de la prescripción para exigir la restitución de los créditos fiscales acreditados o, en su caso, del Impuesto a las Ganancias y del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, ingresado en defecto, con más los intereses y actualizaciones que pudieran corresponder, se regirá por lo previsto en los Artículos 56 y 57 de la Ley N° 11.683 (t.o 1998).

ARTÍCULO 11.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 12.- La Autoridad de Aplicación deberá definir los parámetros que ponderen la participación de elementos de producción local así como los supuestos que deberán acreditarse cuando no existiere oferta tecnológica competitiva de nivel local, de acuerdo con lo establecido en el presente decreto.

ARTÍCULO 13.- Todo interesado en participar en el "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES" establecido por la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, deberá presentar una declaración jurada de renuncia o desistimiento a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de la Leyes Nros. 25.019 y 26.360, conforme lo establezca la Autoridad de Aplicación. Los proyectos beneficiados por cualquiera de los regímenes mencionados precedentemente únicamente podrán presentarse para acceder al "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES", si a la fecha de su presentación no hubieren comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

El desistimiento o renuncia tendrá eficacia a partir de la efectiva incorporación del interesado en el "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES" mediante el otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

ARTÍCULO 14.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 15.- Sin reglamentar.

Reglamentación del Capítulo II de la Ley N° 27.191:

Segunda etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Período 2018-2025.

ARTÍCULO 16.- Reglamentación del Artículo 5° de la Ley N° 27.191. La Autoridad de Aplicación calculará y publicará el grado de cumplimiento de la meta establecida en el Artículo 5° de la Ley N° 27.191, de conformidad con lo establecido en el Artículo 2° del presente Anexo.

El MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en el ámbito de sus competencias, podrá adoptar las medidas conducentes a efectos de alcanzar el objetivo previsto por el Artículo 5° de la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 17.- Reglamentario del Artículo 6° de la Ley N° 27.191. A los efectos de la implementación de los beneficios correspondientes a la Segunda Etapa del "RÉGIMEN DE FOMENTO, DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES", es aplicable lo dispuesto en los Artículos 1° a 15 del presente Anexo, en lo que resulte pertinente, con las respectivas adaptaciones a los plazos, cuotas y porcentajes establecidos en el Artículo 6° de la Ley N° 27.191.

El MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS determinará el cupo anual máximo a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar beneficios promocionales, sobre la base de la estimación que anualmente realice la Autoridad de Aplicación, en función de los proyectos de inversión a desarrollar para alcanzar los objetivos fijados en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191. Asimismo, previsionará el cupo anual de beneficios promocionales y gestionará su inclusión en la Ley de Presupuesto del año fiscal siguiente, de acuerdo con lo establecido precedentemente.

ANEXO II

REGLAMENTACIÓN CAPÍTULOS III, IV, V, VI, VII, VIII Y IX DE LA LEY N° 27.191

Capítulo III:

Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

ARTÍCULO 7°.- El Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (en adelante, "FODER") se rige por las disposiciones de la Ley N° 27.191, la presente reglamentación, la normativa de implementación que dicten la Autoridad de Aplicación y el Comité Ejecutivo, en la esfera de sus competencias, y por el contrato respectivo.

1. Objeto. La aplicación de los bienes fideicomitidos será realizada de conformidad con lo ordenado por la Ley N° 27.191, la presente reglamentación y la normativa de implementación que dicten la Autoridad de Aplicación y el Comité Ejecutivo, en la esfera de sus respectivas competencias, por el contrato respectivo y por las normas aplicables del Código Civil y Comercial de la Nación.

2. La Autoridad de Aplicación será también parte del Contrato de Fideicomiso, conforme las funciones que le otorga la Ley N° 27.191, la presente reglamentación, la normativa de implementación que dicte la Autoridad de Aplicación, el contrato respectivo y por las normas aplicables del Código Civil y Comercial de la Nación. Serán beneficiarias las personas físicas domiciliadas en la REPÚBLICA ARGENTINA y las personas jurídicas constituidas en la REPÚBLICA ARGENTINA comprendidas en el Artículo 8° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

3. Sin reglamentar.

4. Recursos del Fondo.

a) Los recursos provenientes del TESORO NACIONAL destinados al FODER que determine la Autoridad de Aplicación según se establece en este artículo, se depositarán en una cuenta fiduciaria específica del FODER (la “Cuenta de Financiamiento”) cuyo objetivo específico será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER según se establecen en el Artículo 7°, inciso 5) apartados a), b) y c) de la Ley N° 27.191 y su reglamentación en este Anexo.

La Autoridad de Aplicación determinará las condiciones para el otorgamiento de financiamiento por parte del FODER, respetando el criterio de asignación prioritaria de fondos en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 7°, inciso 5) último párrafo de la Ley N° 27.191. Los aportes del TESORO NACIONAL a ser destinados al FODER se regirán por las normas siguientes y las que determine la Autoridad de Aplicación:

(i) La Autoridad de Aplicación deberá comunicar al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, con anterioridad al 30 de junio de cada año, los recursos del TESORO NACIONAL requeridos para el año siguiente, a los efectos de su inclusión en la Ley de Presupuesto correspondiente a dicho año.

(ii) Los recursos a ser transferidos por el TESORO NACIONAL serán calculados por la Autoridad de Aplicación en función del requerimiento de fondos para dar cumplimiento a las metas anuales de participación de energía de fuentes renovables establecidas por el Artículo 8° de la Ley N° 27.191. En ningún caso, el monto anual de dichos recursos será inferior al CINCUENTA POR CIENTO (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de fuentes renovables obtenido el año previo, el que será calculado por la Autoridad de Aplicación.

(iii) A tal fin, se considerará la generación de fuente renovable existente y en servicio al finalizar el año anterior, salvo que sea inferior al porcentaje mínimo establecido en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191 para cada etapa, en cuyo caso se realizará el cálculo sobre la base de dicho valor mínimo.

(iv) La Autoridad de Aplicación establecerá los parámetros y criterios para calcular y documentar el ahorro en combustibles fósiles obtenido por la generación de fuente renovable incorporada en cada año.

(v) En el año 2016 los recursos provenientes del TESORO NACIONAL a ser destinados al FODER serán de PESOS DOCE MIL MILLONES ($ 12.000.000.000). El monto establecido y todos los montos a ser destinados anualmente por el TESORO NACIONAL serán integrados al FODER como aporte en carácter de fiduciante y constituyéndose en consecuencia como fideicomisario del FODER.

b) Un cargo específico de garantía que se regirá por las normas contenidas en la presente reglamentación que se enumeran a continuación y las normas que oportunamente determine la Autoridad de Aplicación:

(i) El cargo será aplicado a los usuarios de energía eléctrica, con excepción de aquellos grandes usuarios comprendidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 que cumplan con la obligación allí prevista mediante la celebración de contratos directamente con el generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o con un comercializador, o bien, con la realización de proyectos de autogeneración o cogeneración.

(ii) El cargo será destinado exclusivamente a los fines de constituir una cuenta de garantía en el marco del FODER, con el objeto exclusivo de garantizar las obligaciones contractuales de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica que celebre en los términos de la Ley N° 27.191, según lo previsto por el Artículo 7°, inciso 5) apartado d) de la Ley N° 27.191.

(iii) El cargo será facturado y percibido por los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución o por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), según corresponda, de acuerdo con lo que establezca la Autoridad de Aplicación, en todos los casos por cuenta y orden del FODER.

(iv) Las sumas recaudadas en concepto del cargo deberán ser depositadas y permanecer en una cuenta fiduciaria específica y separada de cualquier otro recurso perteneciente al FODER (la “Cuenta de Garantía”) y tendrán como único fin servir de garantía efectiva de pago a los contratos suscriptos por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores o comercializadores en el marco de la Ley N° 27.191. Las rentas y frutos que generen los fondos de la Cuenta de Garantía serán también destinados a la Cuenta de Garantía.

(v) El contrato de fideicomiso y la Autoridad de Aplicación establecerán las condiciones en las cuales los fondos existentes en la Cuenta de Garantía constituida por el cargo serán desembolsados y aplicados.

(vi) El cargo será calculado y fijado por la Autoridad de Aplicación en una suma en PESOS POR MEGAVATIO HORA ($/MWh) con un valor mínimo que permita recaudar y tener en disponibilidad una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de DOCE (12) meses las obligaciones de pago mensuales

que surjan de los contratos celebrados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores bajo la Ley N° 27.191.

(vii) Con la mayor antelación posible luego de la entrada en vigencia del presente decreto, la Autoridad de Aplicación determinará el valor del cargo a ser aplicado en forma inmediata al universo de usuarios individualizados en el numeral (i) del presente apartado. Con posterioridad, a partir de la celebración de los contratos por parte de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, dicha Autoridad revisará periódicamente el valor del cargo para lograr el monto total objetivo de la Cuenta de Garantía en base a las obligaciones de pago contraídas por obligaciones contractuales de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados en el marco de la Ley N° 27.191, con el alcance establecido en el numeral anterior.

c) Se considerarán bienes fideicomitidos el recupero del capital de las financiaciones otorgadas, los montos que el FODER cobre en concepto de intereses, multas, cargos, costos, gastos administrativos, mayores costos impositivos y cualquier otro que el FODER tenga derecho a cobrar en virtud de las financiaciones otorgadas, así como también todos los derechos, garantías y/o seguros que el FODER obtenga de los beneficiarios y/o terceros, relacionados directa o indirectamente con las financiaciones otorgadas.

d) Se integrarán también como bienes fideicomitidos todos los derechos, garantías y/o seguros que el FODER obtenga en relación directa o indirecta con la titularidad de acciones o participaciones y/o financiamiento en proyectos elegibles.

e) Sin reglamentar.

f) Sin reglamentar.

El Jefe de Gabinete de Ministros dispondrá, en el plazo de TREINTA (30) días desde la entrada en vigencia del presente decreto, las medidas necesarias para el cumplimiento del inciso 4) apartado a) del Artículo 7° de este Anexo.

Serán considerados además bienes fideicomitidos las contribuciones, subsidios, legados o donaciones que sean aceptados por el FODER, así como cualquier otro derecho o bien que se incorpore por cualquier causa al FODER.

Los recursos obtenidos por el cobro de la penalidad prevista en el Artículo 11 de la Ley N° 27.191 y por las penalidades contractuales que paguen los generadores o comercializadores que celebren Contratos de Abastecimiento con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, en el marco de lo dispuesto en el presente decreto, se destinarán sin excepción al FODER y se depositarán en la Cuenta de Financiamiento.

5. Instrumentos. Todos los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que obtengan el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, independientemente de que contraten en forma directa con los sujetos obligados en virtud del Artículo 9° de la Ley N° 27.191 o a través de comercializadores o con obligaciones contractuales de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, estarán en condiciones de solicitar el otorgamiento de los instrumentos previstos en el Artículo 7°, inciso 5) de la citada ley, integrando el orden de mérito que elaborará el Comité Ejecutivo del FODER para definir la asignación de aquéllos.

a) Sin reglamentar.

b) En caso de que el FODER realice aportes de capital en sociedades que desarrollen proyectos comprendidos en el “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” su participación en dichas sociedades y en sus utilidades del proyecto será proporcional al capital suscripto por el FODER.

c) La Autoridad de Aplicación determinará las condiciones de elegibilidad para que los beneficiarios accedan al instrumento previsto en el Artículo 7°, inciso 5) apartado c) de la Ley N° 27.191.

d) Las garantías y avales a ser otorgados por el FODER incluirán, mediante la instrumentación que establezca la Autoridad de Aplicación, la aplicación de los fondos existentes en la Cuenta de Garantía constituidos según los términos del Artículo 7° inciso 4) apartado b) del presente Anexo.

Instrúyese a la Autoridad de Aplicación de la Ley y del FODER a aprobar los términos y condiciones generales de los instrumentos comprendidos en el Artículo 7°, inciso 5) de la Ley N° 27.191

El Comité Ejecutivo privilegiará la inversión de los fondos disponibles en el FODER en función del perfil de riesgo de los proyectos y considerando el criterio de asignación prioritaria en relación con el parámetro del mayor porcentaje de integración del componente nacional incluido en la Ley N° 27.191, en la forma que establezca la Autoridad de Aplicación.

La Autoridad de Aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la Cuenta de Financiamiento del FODER a programas de financiamiento e instrumentos, según se definen en el Artículo 7°, inciso 5) de la Ley N° 27.191, a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes. En este sentido, la Autoridad de Aplicación podrá apoyarse en convenios de colaboración con el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, con otros organismos del Sector Público Nacional con competencia en la materia y con las cámaras empresariales del sector industrial de que se trate y que considere conveniente.

La Autoridad de Aplicación deberá publicar y dar difusión amplia respecto a la utilización de los instrumentos del FODER y los beneficiarios de dichos instrumentos.

La Autoridad de Aplicación reglamentará el otorgamiento de las garantías mediante la utilización de los recursos provenientes del Artículo 7°, inciso 4) apartado b) del presente Anexo.

Los beneficiarios que reciban un aporte del FODER bajo cualquiera de los instrumentos previstos deberán rendir cuentas ante la Autoridad de Aplicación y el Comité Ejecutivo. A tal fin, la Autoridad de Aplicación aprobará el procedimiento de rendición de cuentas a ser aplicado, contando con amplias facultades para requerir de los beneficiarios toda la información que sea razonable a los efectos previstos en la presente reglamentación.

Adicionalmente, los beneficiarios que reciban un aporte del FODER que tenga origen en recursos del TESORO NACIONAL deberán rendir cuentas de los mismos según lo previsto por la Ley N° 24.156.

6. Tratamiento impositivo. Sin reglamentar.

7. Autoridad de Aplicación. La Autoridad de Aplicación del FODER es el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, que podrá delegar el ejercicio de sus competencias en una dependencia de rango no inferior a Subsecretaría.

8. Contrato de Fideicomiso. El contrato de fideicomiso deberá incluir e instrumentar adecuadamente lo dispuesto en el Artículo 7° de la Ley N° 27.191 y en el presente decreto.

9. Contrato de Fideicomiso. Sin reglamentar.

Capítulo IV:

Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento.

ARTÍCULO 8°.- El cumplimiento de la obligación de alcanzar los objetivos mínimos establecidos en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191 deberá efectivizarse mediante el consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables generada por instalaciones localizadas en el territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA o en su plataforma continental.

La Autoridad de Aplicación dictará las normas complementarias e interpretativas relativas a las condiciones a las que se sujetará la aplicación de los objetivos de la Ley N° 27.191 a los usuarios de energía eléctrica no conectados al Sistema Argentino de Interconexión.

ARTÍCULO 9°.- La obligación impuesta por el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 a los sujetos allí individualizados podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes formas:

a) Por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;

b) Por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables;

c) Por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

A tales efectos, será aplicable lo previsto en la Ley N° 27.191, las disposiciones que se enumeran a continuación y las normas que dicte la Autoridad de Aplicación en tal carácter y en ejercicio de las facultades que le acuerdan los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación:

1) Disposiciones comunes a todas las formas de cumplimiento.

(i) Estarán alcanzados por la obligación del Artículo 9° de la Ley N° 27.191 aquellos usuarios que cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados bajo la misma Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT) en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) o ante los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución si en la sumatoria de todos los puntos de demanda alcancen o superen los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) de potencia media contratada en el año calendario, aun en el caso de que, en todos o algunos de los puntos de demanda considerados individualmente, no alcancen el nivel indicado precedentemente. Dichos usuarios deberán cumplir los objetivos establecidos en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191, tomando como base la suma total del consumo de energía eléctrica de todos los puntos de demanda registrados bajo su Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT).

(ii) La Autoridad de Aplicación establecerá el mecanismo por el cual los sujetos obligados cumplirán su objetivo en relación con la demanda base y la demanda excedente, en los casos en que estuvieren alcanzados por lo dispuesto por la Resolución N° 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y en tanto dicha norma mantenga su vigencia.

(iii) Los sujetos comprendidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 solamente abonarán por sobre el precio pactado en sus Contratos de Abastecimiento de Energía Renovable, los costos aplicables por servicios de seguridad, calidad y otros auxiliares del sistema, los costos de transporte que correspondan sin perjuicio de los cargos previstos en el inciso 5) apartado (vi) de este artículo aplicables a los sujetos obligados que ingresen en el mecanismo de compra conjunta. La energía eléctrica adquirida bajo el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 no estará alcanzada por otros cargos o costos adicionales, incluidos —a modo enunciativo y sin perjuicio de la inclusión de otros cargos dispuesta por la Autoridad de Aplicación— los cargos en concepto de “Sobrecostos Transitorios de Despacho” (SCTD), “Adicional Sobrecosto Transitorio de Despacho” (ASCTD), “Sobrecostos Combustibles” (SCCOMB), “Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente” (CMIEE), ni aquellos que los reemplacen. Tales cargos tampoco serán aplicables para quienes cumplan con las obligaciones previstas en el Artículo 9° mediante autogeneración o cogeneración a partir de fuentes renovables.

2) Cumplimiento por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

(i) Los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley N° 27.191 por los sujetos comprendidos en el Artículo 9° directamente con un generador o a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o de un comercializador, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la citada ley, en la presente reglamentación, de los deberes de información y requisitos de administración contemplados en el Capítulo IV de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, conforme la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias, y de la normativa complementaria que dicte la Autoridad de Aplicación.

(ii) Los sujetos obligados que opten por esta forma de cumplimiento deberán manifestar su voluntad en este sentido ante la Autoridad de Aplicación en los plazos y la forma que ésta determine, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas que desarrollará la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación por instrucción de dicha Autoridad.

3) Cumplimiento por autogeneración o cogeneración con energías renovables.

(i) Los sujetos comprendidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 podrán dar cumplimiento a la obligación de cubrir como mínimo el porcentaje del total de su consumo propio de energía eléctrica que corresponda en los plazos previstos en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191, mediante autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables en el marco del Anexo 12 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, conforme la Resolución N° 61/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias —no siendo en tal caso aplicables los requisitos de potencia firme allí previstos—, la Resolución N° 269 de fecha 7 de mayo de 2008 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y/o mediante proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con instalaciones no interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en las condiciones a ser definidas por la Autoridad de Aplicación.

(ii) Los sujetos obligados que opten por esta forma de cumplimiento deberán manifestar su voluntad en este sentido ante la Autoridad de Aplicación en los plazos y la forma que ésta determine, con el fin de quedar

excluidos del mecanismo de compras conjuntas que desarrollará la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o la entidad que designe la Autoridad de Aplicación.

4) Fiscalización del cumplimiento por contratación individual, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

(i) Con anterioridad al 31 de diciembre de los años 2017, 2019, 2021, 2023 y 2025, en la forma y plazos que establezca la Autoridad de Aplicación, los sujetos obligados deberán acreditar la suscripción del contrato por el que se aseguren el abastecimiento de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir el objetivo correspondiente a cada período, o bien, presentar el proyecto de autogeneración o cogeneración a desarrollar con dicho fin, con la documentación respaldatoria que la Autoridad de Aplicación determine.

(ii) La Autoridad de Aplicación emitirá la reglamentación correspondiente a los parámetros técnicos de aplicación general que deberán cumplir los contratos y los proyectos de autogeneración y de cogeneración de energía eléctrica presentados a los fines de su idoneidad para asegurar el cumplimiento de las obligaciones correspondientes. En caso de que, sobre la base de dicha reglamentación, la Autoridad de Aplicación no considere técnicamente idóneos los contratos o proyectos presentados, será aplicable lo dispuesto en el Artículo 11 del presente Anexo.

(iii) Anualmente, a partir del 31 de diciembre de 2018 y en los plazos y la forma que establezca la Autoridad de Aplicación, ésta fiscalizará el cumplimiento efectivo de los objetivos de consumo de cada sujeto obligado en cada una de las etapas fijadas en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191.

(iv) Se considerará cumplido el objetivo si en el total del consumo propio del año fiscalizado se ha cubierto con energía eléctrica de fuente renovable el porcentaje aplicable a cada etapa, independientemente de los consumos mensuales o de períodos inferiores.

5) Cumplimiento por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

(i) Los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 podrán dar cumplimiento a la obligación de cubrir como mínimo el OCHO POR CIENTO (8%) del total de su consumo propio de energía eléctrica mediante la compra de energía eléctrica de fuente renovable directamente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, a través del mecanismo de compra conjunta regulado en este inciso. A tales efectos, quienes opten por cumplir con la obligación mediante la contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o mediante autogeneración o cogeneración, en los términos establecidos en los incisos 2 y 3 del presente artículo, deberán manifestar en forma expresa su decisión ante la Autoridad de Aplicación en la forma y en los plazos que ésta determine. Los sujetos alcanzados por la obligación que no manifiesten expresamente la decisión mencionada precedentemente quedarán automáticamente incluidos en el mecanismo de compra conjunta de energía eléctrica proveniente de fuente renovable que llevará adelante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación de conformidad con lo establecido en el presente inciso.

(ii) El mecanismo de compra conjunta previsto en este inciso consiste en la adquisición por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir con los objetivos fijados en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191 por parte de los sujetos obligados individualizados en el Artículo 9° de la citada ley que queden incluidos en dicho mecanismo, mediante la celebración de contratos con generadores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

(iii) La incorporación de los sujetos obligados en el mecanismo de compra conjunta y el pago del costo de la energía eléctrica de fuente renovable oportunamente consumida por dichos sujetos será suficiente para tener por cumplida la obligación establecida en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191.

(iv) El mecanismo de compra conjunta se llevará a cabo con el fin de alcanzar el objetivo fijado en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191 para el 31 de diciembre de 2017. Posteriormente, la Autoridad de Aplicación evaluará la conveniencia de reproducir dicho mecanismo y, en su caso, el alcance de éste, para el cumplimiento de los objetivos fijados para cada una de las restantes etapas contempladas en el cronograma de incremento gradual de incorporación de energía eléctrica de fuentes renovables establecido en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191.

(v) La Autoridad de Aplicación aprobará los términos y condiciones del mecanismo de compra conjunta a ejecutar por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación. Dichos términos y condiciones se ajustarán a los mismos lineamientos establecidos en el Artículo 12 de la Ley N° 27.191 y de esta reglamentación para las compras de los sujetos comprendidos en dicho artículo, sin perjuicio de la aplicación del límite de precio, de conformidad con lo establecido en el apartado siguiente.

(vi) La adquisición realizada a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o al ente que designe la Autoridad de Aplicación por los sujetos obligados mediante el mecanismo de compra conjunta quedará alcanzada por el límite de precio establecido en el Artículo 9°, segundo párrafo de la Ley N° 27.191. Dentro de dicho límite, se aplicará un cargo en concepto de costos de comercialización, que incluirá una valoración de riesgos de largo plazo asumidos por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, que será aplicado sobre el precio promedio de adquisición y cuyo valor será definido por la Autoridad de Aplicación. Adicionalmente, sin estar sujeto al límite indicado precedentemente, se aplicará un cargo en concepto de gastos administrativos que será definido por la Autoridad de Aplicación.

(vii) El precio del megavatio hora que abonarán los sujetos obligados incluidos en el mecanismo de compra conjunta será definido por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con generadores en el marco de este procedimiento.

(viii) Vencido el plazo que la Autoridad de Aplicación establezca para que los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 manifiesten su decisión de quedar excluidos del mecanismo de compra conjunta regulado en este inciso, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que la Autoridad de Aplicación determine convocará a licitación pública con el objeto de celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables necesarios para abastecer a la demanda de grandes usuarios que quedaron incluidos en el mecanismo de compra conjunta. La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación podrá convocar a una licitación independiente y/o incluir las demandas de los grandes usuarios que quedaron comprendidos en el mecanismo de compra conjunta en las licitaciones que convoque en el marco de lo previsto en el Artículo 12 del presente Anexo.

(ix) La celebración de los contratos por parte de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con los generadores o comercializadores, con el fin de adquirir el abastecimiento de energía eléctrica que sea demandada por los sujetos comprendidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 incluidos en el mecanismo de compra conjunta, será efectuada de conformidad con lo previsto en el Artículo 12 del presente Anexo.

ARTÍCULO 10.- De conformidad con lo establecido en el Artículo 10 de la Ley N° 27.191, los plazos máximos de vigencia del Contrato de Suministro establecido en el Artículo 1177 del Código Civil y Comercial de la Nación y del pacto de preferencia establecido en el párrafo primero del Artículo 1182 del citado Código, no son aplicables a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables suscriptos por los grandes usuarios y por las grandes demandas comprendidos en el Artículo 9° de la citada ley, por los generadores que utilicen fuentes renovables de energía, por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por el ente que designe la Autoridad de Aplicación y por los comercializadores.

ARTÍCULO 11.- Los incumplimientos de la obligación prevista en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 estarán sujetos a lo previsto en dicha ley y a las normas que se enumeran a continuación:

1. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados incluidos en los incisos 2 y 3 del Artículo 9° de este Anexo de la acreditación de la suscripción del contrato o de la presentación del proyecto de autogeneración o cogeneración, o bien, la decisión de la Autoridad de Aplicación sobre la falta de idoneidad técnica del contrato o del proyecto de autogeneración o cogeneración presentados para asegurar el cumplimiento de las obligaciones correspondientes, previa realización de un procedimiento a ser determinado por la Autoridad de Aplicación que garantice el debido respeto del derecho de defensa del interesado, dará lugar a la aplicación de la penalidad prevista en el Artículo 11 de la Ley N° 27.191. Dicha penalidad se calculará teniendo en cuenta la cantidad de megavatios hora necesarios para alcanzar el objetivo establecido para la etapa correspondiente, tomando como base la demanda del sujeto obligado en el año calendario anterior a aquel en que debió cumplir con lo establecido en el Artículo 9°, inciso 4) apartado (i) del presente Anexo.

2. Si al realizar la fiscalización prevista en el Artículo 9°, inciso 4) apartado (iii) de este Anexo a los sujetos incursos en el supuesto previsto en el párrafo anterior, se verificara que no han cumplido en forma efectiva el objetivo de consumo mínimo que corresponda se recalculará el monto de la penalidad tomando como base la demanda del sujeto obligado durante el año fiscalizado, siempre que sea mayor a la del año anterior. En caso de ser menor, se mantendrá el monto original de la penalidad. La Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento aplicable en el supuesto contemplado en el presente apartado.

3. Los sujetos obligados que cumplan con lo dispuesto en el Artículo 9°, inciso 4) apartado (i) de este Anexo pero que, al efectuarse la fiscalización prevista en el apartado (iii) del citado inciso, no alcancen el cumplimiento efectivo de la obligación de consumo mínimo correspondiente, serán penalizados con la aplicación de la penalidad prevista en el Artículo 11 de la Ley N° 27.191 determinada por la cantidad de megavatios hora de energía de fuentes renovables faltantes para cumplir con la obligación.

4. La penalidad prevista en el Artículo 11 de la Ley N° 27.191 será calculada y determinada por la Autoridad de Aplicación con base en la reglamentación que expida oportunamente.

5. La Autoridad de Aplicación determinará al 31 de enero de cada año el valor correspondiente al promedio ponderado del año anterior, para ser aplicado para el cálculo de las penalidades del año en curso.

6. La Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento a seguir con carácter previo a la aplicación de la penalidad, resguardando debidamente el derecho de defensa del sujeto obligado.

7. El pago de la penalidad se efectivizará de acuerdo con el procedimiento y plazos que establezca la Autoridad de Aplicación.

8. El acto administrativo por el cual se aplica la penalidad goza de ejecutoriedad en los términos del Artículo 12 de la Ley N° 19.549.

9. Los sujetos obligados gozarán de una tolerancia del DIEZ POR CIENTO (10%) por año en el cumplimiento efectivo de la obligación correspondiente a cada etapa, que podrá ser compensado al año siguiente en que se produjere. Si en el año siguiente al del incumplimiento parcial no se lograre cumplir con el consumo mínimo establecido para ese año más la compensación del faltante del año anterior, se aplicará la penalidad correspondiente.

10. En todos los casos en que la Autoridad de Aplicación fiscalice un faltante superior al DIEZ POR CIENTO (10%) del consumo obligatorio de energía eléctrica de fuentes renovables en un año, sujetará al DIEZ POR CIENTO (10%) al mecanismo compensatorio establecido en el párrafo anterior y aplicará la penalidad correspondiente sobre el porcentaje que exceda el DIEZ POR CIENTO (10%) en el año inmediato siguiente al que se produjo el incumplimiento.

ARTÍCULO 12.- La Autoridad de Aplicación establecerá los plazos en que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, convocará a Licitación Pública con el objeto de celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables necesarios para abastecer a la demanda comprendida en el Artículo 12 de la Ley N° 27.191.

Los contratos celebrados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con los generadores en el marco de lo dispuesto en este artículo se sujetarán a los siguientes lineamientos:

1) El procedimiento de contratación será público, competitivo y expeditivo, con reglas de aplicación general aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia.

2) Los procedimientos competitivos podrán prever una asignación mínima o cupo por tecnología, buscando diversificar las fuentes renovables de aprovisionamiento entre las distintas tecnologías aptas técnicamente para un abastecimiento de escala comercial, procurando también la diversificación geográfica de los proyectos.

3) Dentro de cada tecnología, las adjudicaciones de los contratos deberán favorecer las ofertas con el precio menos oneroso y el plazo de instalación más breve.

4) El plazo de los contratos será establecido por la Autoridad de Aplicación.

5) El precio podrá ser establecido en Moneda Dólares Estadounidenses (U$S) siguiendo los lineamientos que dicte la Autoridad de Aplicación.

6) El precio de los contratos destinados a abastecer la demanda no comprendida en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191, será trasladado al precio de adquisición de la energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que abona dicha demanda. El precio de los contratos destinados a abastecer la

demanda que haya optado por el mecanismo de compra conjunta será trasladado a dicho universo de usuarios de acuerdo con lo establecido en el Artículo 9°, inciso 5) apartados (vi) y (vii), del presente Anexo.

7) Se podrá prever el arbitraje comercial como mecanismo de resolución de conflictos entre el vendedor y el comprador.

8) Podrán establecerse garantías al generador, otorgadas por el FODER.

Independientemente de la adquisición de energía eléctrica efectuada mediante los Contratos de Abastecimiento contemplados en este artículo, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación adquirirá hasta un máximo del DIEZ POR CIENTO (10%) de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables que los generadores beneficiarios del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES generen en exceso de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieren celebrado, cualquiera sea su contraparte. La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, abonará por la energía eléctrica adquirida el menor precio vigente en el mercado para la tecnología correspondiente, considerando la totalidad de los contratos de abastecimiento en ejecución en ese momento. La compra prevista en este párrafo se realizará siempre que el generador no opte por venderla a otro generador, a otro usuario, a un comercializador o al mercado spot. La energía eléctrica adquirida por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por el ente que designe la Autoridad de Aplicación en el marco de lo dispuesto en este párrafo será destinada al cumplimiento de los objetivos fijados en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191 por parte de toda la demanda de potencia menor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 12 de la ley citada, y su pago estará garantizado por el FODER en los mismos términos en que serán garantizados los contratos celebrados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por el ente que designe la Autoridad de Aplicación con los generadores en el marco de lo dispuesto en este artículo.

Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, los usuarios no incluidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191, estarán habilitados a cumplir en forma individual con los objetivos de consumo de energía eléctrica de fuente renovable mediante la modalidad de contratación en el mercado, por autogeneración y/o cogeneración en los términos y condiciones a ser establecidos por la Autoridad de Aplicación, los Entes Reguladores Nacionales y Provinciales del Servicio Eléctrico, los Prestadores del Servicio Público de Distribución y los Agentes Distribuidores, en la esfera de sus competencias.

A los efectos del cálculo de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables generada en el marco de los contratos de abastecimiento existentes a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 27.191 deberá considerarse toda la generación derivada de las fuentes enumeradas en el Artículo 4° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

La Autoridad de Aplicación establecerá las condiciones en que la energía eléctrica de fuentes renovables proveniente de los contratos de abastecimiento existentes a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 27.191, se asignará al cumplimiento del objetivo de incorporación de energías renovables por parte de la demanda de potencia menor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) en concordancia con lo establecido en los Artículos 8° y 12 de la citada ley.

Capítulo V:

Incrementos Fiscales.

ARTÍCULO 13.- Los beneficiarios del “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” y los sujetos alcanzados por el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 podrán negociar libremente el traslado, al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable celebrados entre ellos, de los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires producidos con posterioridad a la celebración de dichos contratos.

En el marco de los contratos celebrados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por el ente designado por la Autoridad de Aplicación, a los que se refiere el segundo párrafo del Artículo 13 de la Ley N° 27.191, se entenderá como incrementos fiscales cubiertos por esta última disposición a los que resulten de:

a) incremento de impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad existentes, por ampliación de base, modificación de exenciones y/o desgravaciones y/o incremento de alicuotas; y

b) creación de nuevos impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad.

Queda excluido de lo dispuesto en el Artículo 13, segundo párrafo de la Ley N° 27.191:

a) la eliminación de la exención de los tributos contemplados en el Artículo 14 de la citada ley, como consecuencia del vencimiento del plazo de vigencia del beneficio establecido en el Artículo 16 de la misma norma;

b) la creación de tributos específicos, cánones o regalías luego del vencimiento del plazo fijado en el Artículo 17, primer párrafo de la Ley N° 27.191, en las jurisdicciones que hubieren adherido a las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; y

c) la creación de tributos específicos, cánones o regalías, en cualquier momento, en las jurisdicciones que no hubieren adherido a las Leyes Nros. 26.190 y 27.191. Para los casos contemplados en el segundo párrafo del Artículo 13 de la Ley N° 27.191, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente designado por la Autoridad de Aplicación que sea parte en el contrato determinará el nuevo precio de la energía suministrada, teniendo en cuenta la información entregada por el beneficiario y los análisis realizados por los órganos competentes respecto del verdadero impacto que el incremento de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires produzca sobre la estructura de costos del beneficiario.

La solicitud del reconocimiento del nuevo precio deberá realizarse antes del último día hábil del segundo mes siguiente al que entró en vigencia la norma que produce el incremento que motiva dicha solicitud. El vencimiento del plazo indicado sin que se hubiere efectuado el pedido y acompañado la información y documentación correspondientes hará caducar automáticamente el derecho a solicitar la determinación de un nuevo precio por ese incremento.

Capítulo VI:

Régimen de Importaciones.

ARTÍCULO 14.- La exención del pago de los derechos de importación fijada por el Artículo 14 de la Ley N° 27.191 se aplicará para cada beneficiario desde la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, en el cual se deberá individualizar los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos determinados y certificados por la Autoridad de Aplicación que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad para cada caso. Este beneficio sólo es aplicable para los bienes importados en estado nuevo.

Previo a autorizar el libramiento a plaza de la mercadería, la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) a través de la DIRECCIÓN GENERAL DE ADUANAS exigirá la presentación del respectivo Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables emitido por la Autoridad de Aplicación, a fin de hacer efectiva la exención del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios y del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que grave las importaciones definitivas de los bienes.

La Autoridad de Aplicación y la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), por resolución conjunta, reglamentarán la forma de declarar por medios electrónicos el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.

Los bienes importados con las exenciones previstas por el Artículo 14 de la Ley N° 27.191 estarán sujetos a la respectiva comprobación de destino por todo el plazo del proyecto, incluida la operación, no pudiendo el desarrollador del proyecto disponer de ellos ni dar un destino distinto del indicado durante ese período. El cumplimiento de lo dispuesto en este párrafo será verificado por la Autoridad de Aplicación.

En caso de que el proyecto no comience su operación comercial en el plazo establecido al efecto en el acto de aprobación o en la prórroga que fundadamente se otorgue, el beneficiario deberá abonar los derechos, impuestos y gravámenes de los que fuera eximido por aplicación del Artículo 14 de la Ley N° 27.191. La Autoridad de Aplicación pondrá en conocimiento de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) el incumplimiento, a los efectos de que proceda a exigir el pago de los tributos oportunamente dispensados.

Previo a autorizar la importación de bienes con los beneficios otorgados por el Artículo 14 de la Ley N° 27.191, la Autoridad de Aplicación deberá constatar que no exista producción nacional de los bienes a

importar, de acuerdo con el procedimiento que se fije al efecto. A tales fines, se tendrá en cuenta lo establecido en el Artículo 9°, inciso 6) del Anexo I del presente decreto.

La exención prevista en el último párrafo del Artículo 14 de la Ley N° 27.191 sólo será aplicable cuando el importador sea el destinatario del bien a importar, con el fin de incorporarlo a su proceso industrial, sea como bien de capital o como parte o pieza de los bienes que produce y comercializa. El sujeto interesado en obtener el beneficio deberá presentar ante la Autoridad de Aplicación el detalle de los bienes que prevea importar con el beneficio mencionado, junto con la descripción del proyecto industrial al que se incorporarán dichos bienes. La Autoridad de Aplicación evaluará el proyecto y resolverá fundadamente sobre el otorgamiento del beneficio, detallando en el acto administrativo los bienes sobre los que se otorga el beneficio con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando su cantidad. Serán aplicables las disposiciones del presente artículo respecto de los requisitos para gozar del beneficio y su control, considerándose al acto administrativo que lo otorga como equivalente, a estos efectos, al Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.

La Autoridad de Aplicación celebrará los convenios de colaboración con el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, con otros organismos del Sector Público Nacional con competencia en la materia y con las cámaras empresariales del sector industrial de que se trate y que considere convenientes, para establecer los mecanismos de verificación y control necesarios para el cumplimiento de lo establecido en este artículo.

ARTÍCULO 15.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 16.- Sin reglamentar.

Capítulo VII:

Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía.

ARTÍCULO 17.- El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía incluidas en el Artículo 4° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, por parte de los proyectos que obtengan el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025, en las jurisdicciones que adhieran a las mencionadas leyes.

Los tributos específicos, cánones o regalías existentes a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 27.191 aplicables a proyectos no incluidos en el RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES mantendrán su vigencia, sin perjuicio de la atribución de las autoridades competentes respectivas para disponer su modificación o eliminación.

Capítulo VIII:

Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables Intermitentes.

ARTÍCULO 18.- El despacho de la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes se regirá por lo previsto por el Artículo 18 de la Ley N° 27.191, por los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, conforme la Resolución N° 61/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias, y por las estipulaciones específicas que determinen la Autoridad de Aplicación y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 19.- La Autoridad de Aplicación y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en las esferas de sus respectivas competencias, determinarán los niveles de reserva requeridos en función de las necesidades operativas y de despacho. La Autoridad de Aplicación podrá establecer la remuneración de las necesidades adicionales de reserva en los términos de los Anexos 23 y 36 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, conforme la Resolución N° 61/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias, o mediante las normas complementarias y modificatorias que se determinen. Todos los costos derivados del aseguramiento de la reserva de potencia asociada a la totalidad de los emprendimientos de generación renovable desarrollados en el marco del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES —incluyendo la remuneración aludida precedentemente— serán absorbidos por el sistema.

Capítulo IX:

Cláusulas Complementarias.

ARTÍCULO 20.- La Autoridad de Aplicación establecerá la modalidad a ser implementada a los efectos de que las ofertas de generación de energía eléctrica de fuente renovable tengan la mayor difusión posible.

ARTÍCULO 21.-Sin reglamentar.

DECRETO PEN N° 630/16

Publicación Boletín Oficial N° 33.369, del 02/05/2016

> Prorrogase hasta el 31 de diciembre de 2016 la vigencia del tratamiento dispuesto para el Biodiesel Combustible y el Biodiesel puro por el Artículo 4° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966 y sus modificaciones, con relación al impuesto creado por el artículo 1° del mismo capítulo. prorrogase hasta el 31 de diciembre de 2016 la excepción dispuesta por el artículo 1° de la Ley N° 26.028, y sus modificaciones, sobre el Biodiesel, que fuere empleado como Combustible Líquido en la Generación de Energía Eléctrica, con relación al Impuesto creado en el mismo artículo.

BUENOS AIRES, 29 DE ABRIL DE 2016

VISTO el Expediente S01:0133374/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, las Leyes Nros. 23.966, 26.028 y sus modificaciones, el Decreto N° 276 de fecha 29 de diciembre de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que a través del Artículo 7° del TÍTULO III de la Ley N° 23.966 se aprobó el Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, y por el Artículo 1° del CAPÍTULO I del aludido Título se estableció en todo el territorio de la Nación, de manera que incida en una sola de las etapas de su circulación, un impuesto sobre la transferencia a título oneroso o gratuito de los productos de origen nacional o importado que se detallan en el Artículo 4° del citado Capítulo.

Que por su parte el Artículo 1° de la Ley N° 26.028 estableció para todo el territorio de la Nación, con afectación específica al desarrollo de los proyectos de infraestructura vial y/o a la eliminación o reducción de los peajes existentes, a hacer efectivas las compensaciones tarifarias a las empresas de servicios públicos de transportes de pasajeros por automotor, a la asignación de fondos destinados a la mejora y profesionalización de servicios de transporte de carga por automotor y a los subsidios e inversiones para el sistema ferroviario de pasajeros o de carga, de manera que incida en una sola de las etapas de su circulación, un impuesto sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, o importación, de gasoil o cualquier otro combustible líquido que lo sustituya en el futuro, que regirá hasta el 31 de diciembre de 2024.

Que en el marco del papel trascendental que reviste para el país la incorporación de la energía renovable en la matriz energética nacional, el Artículo 1° de la Ley N° 26.942 sustituyó el Artículo 4° del CAPÍTULO I, del TÍTULO III de la Ley N° 23.966 determinando que con respecto al biodiesel combustible, el impuesto creado por dicha norma estaría totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente gasoil u otro componente gravado y que dicho tratamiento no podría modificarse hasta el 31 de diciembre de 2015. Respecto del biodiesel puro, dispuso que éste no podría ser gravado hasta la misma fecha, facultando al PODER EJECUTIVO NACIONAL a prorrogar el citado plazo en ambas situaciones.

Que el Artículo 2° de la Ley N° 26.942 sustituyó el Artículo 1° de la Ley N° 26.028 estableciendo que, con respecto a la aplicación del tributo creado por esta última, cuando el biodiesel fuera empleado como combustible líquido en la generación de energía eléctrica se encontraría exceptuado del mismo hasta el 31 de diciembre de 2015, y facultando al PODER EJECUTIVO NACIONAL a prorrogar el plazo referido.

Que a través del Decreto N° 276 de fecha 29 de diciembre de 2015 se prorrogó hasta el 30 de abril de 2016 tanto la vigencia del tratamiento dispuesto para el biodiesel combustible y el biodiesel puro por el Artículo 4° del CAPÍTULO I del TÍTULO III de la Ley N° 23.966 y sus modificaciones, con relación al impuesto creado por el Artículo 1° del mismo Capítulo, como también la excepción dispuesta por el Artículo 1° de la Ley N° 26.028 y sus modificaciones, sobre el biodiesel, que fuere empleado como combustible líquido en la generación de energía eléctrica, con relación al impuesto creado en el mismo artículo.

Que la incorporación de los biocombustibles a la matriz energética nacional continúa contribuyendo a cubrir las exigencias que plantea el incremento de la demanda de combustibles e impulsando el crecimiento del sector agropecuario y de las economías regionales con el agregado de valor a sus materias primas.

Que no habiendo variado las condiciones que propiciaron oportunamente el otorgamiento de un tratamiento diferenciado para el biodiesel a través de la mencionada Ley N° 26.942, resulta necesario volver a hacer uso de las facultades otorgadas por dicha norma al PODER EJECUTIVO NACIONAL en orden a extender la vigencia del marco legal impositivo descripto, a fin de seguir impulsando la competitividad del biodiesel destinado al abastecimiento del mercado interno para su mezcla con el gasoil a comercializarse en todo el territorio de la Nación, así como su utilización para la generación de energía eléctrica en los casos en que ello sea técnicamente posible.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 4° del CAPÍTULO I del TÍTULO III de la Ley N° 23.966 y sus modificaciones, y del Artículo 1° de la Ley N° 26.028 y sus modificaciones.

Por ello EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Prorrógase hasta el 31 de diciembre de 2016 la vigencia del tratamiento dispuesto para el biodiesel combustible y el biodiesel puro por el Artículo 4° del CAPÍTULO I del TÍTULO III de la Ley N° 23.966 y sus modificaciones, con relación al impuesto creado por el Artículo 1° del mismo Capítulo.

Art. 2° — Prorrógase hasta el 31 de diciembre de 2016 la excepción dispuesta por el Artículo 1° de la Ley N° 26.028, y sus modificaciones, sobre el biodiesel, que fuere empleado como combustible líquido en la generación de energía eléctrica, con relación al impuesto creado en el mismo artículo.

Art. 3° — Dése cuenta a la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

Art. 4° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Alfonso de Prat Gay. — Juan J. Aranguren.

DECRETO PEN N° 695/16

Publicación Boletín Oficial N° 33.382, del 18/05/2016

Ley N° 23.681. Déjase sin efecto recargo.

> Dejase sin efecto, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del presente decreto, el recargo del seis por mil (6%) establecido por el artículo 1° de la Ley n° 23.681, por el cumplimiento de las condiciones a las que se sujeto su vigencia.

BUENOS AIRES, 18 DE MAYO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0111105/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Ley N° 23.681, el Decreto Delegado N° 1.378 de fecha 1 de noviembre de 2001 y el CONVENIO COMPLEMENTARIO A LA SEGUNDA ADDENDA AL COMPROMISO FEDERAL POR EL CRECIMIENTO Y LA DISCIPLINA FISCAL, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 1° de la Ley N° 23.681 estableció un recargo sobre el precio de venta de la electricidad del SEIS POR MIL (6‰) de las tarifas vigentes en cada período y en cada zona del país aplicadas a los consumidores finales.

Que por el Artículo 6° de dicha Ley se dispuso que la Provincia de SANTA CRUZ sería beneficiada por el recargo del SEIS POR MIL (6‰) hasta su interconexión con el SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (S.I.N.).

Que a través del Decreto Delegado N° 1.378 de fecha 1 de noviembre de 2001, se estableció que el recargo previsto en el Artículo 1° de la Ley N° 23.681 se mantendría vigente luego de la efectiva interconexión de la Provincia de SANTA CRUZ, durante el plazo que resultase necesario para cubrir los costos de la obra de interconexión de esa Provincia con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (S.A.D.I.), agregando que el producto total de dicho recargo se destinaría a la constitución de un fondo fiduciario, cuya finalidad única y exclusiva sería la atención del costo de dicha obra de interconexión.

Que en el Artículo 7° del CONVENIO COMPLEMENTARIO A LA SEGUNDA ADDENDA AL COMPROMISO FEDERAL POR EL CRECIMIENTO Y LA DISCIPLINA FISCAL —suscripto entre el ESTADO NACIONAL y la Provincia de SANTA CRUZ con fecha 29 de noviembre de 2001— se estipuló que el plazo previsto en el Decreto Delegado N° 1.378/2001 comenzaría a regir cuando la obra de interconexión que vincule a la Provincia de SANTA CRUZ con el S.A.D.I. incluya a la Ciudad de RÍO GALLEGOS.

Que dentro del marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se han construido y puesto en operación comercial las Interconexiones CHOELE CHOEL - PUERTO MADRYN, PUERTO MADRYN - SANTA CRUZ NORTE y SANTA CRUZ NORTE - ESPERANZA, en ese nivel de tensión, y el enlace ESPERANZA - RÍO GALLEGOS en DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV), así como los enlaces complementarios desde dicha Estación Transformadora ESPERANZA y las Ciudades de EL CALAFATE y RÍO TURBIO.

Que en fecha 13 de septiembre de 2013 se procedió a la interconexión de la Estación Transformadora Río Gallegos con el S.A.D.I., lo que permitió que la Ciudad de RÍO GALLEGOS fuese abastecida desde allí, cumpliéndose así con la condición definida en el Artículo 7° del citado Convenio Complementario.

Que se ha cumplido también la condición establecida en el Decreto N° 1.378/2001, que determina que el recargo del SEIS POR MIL (6‰) se habría de mantener vigente luego de la efectiva interconexión de la Provincia de SANTA CRUZ durante el plazo que resultase necesario para cubrir los costos de la obra de interconexión de esa Provincia con el S.A.D.I.

Que el Artículo 80 de la Ley N° 26.784 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2013, incorporado como Artículo 92 a la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014), limitó hasta la suma de PESOS TREINTA Y CINCO MILLONES ($ 35.000.000.) el destino del producto total del recargo sobre el precio de venta de electricidad establecido por el Artículo 3° de la Ley N° 23.681, y determinó que el monto que superase dicho importe debía ser transferido al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL (F.F.T.E.F.).

Que teniendo en cuenta los aportes económicos realizados por la Provincia de SANTA CRUZ con destino a la construcción de las citadas interconexiones y las transferencias de fondos que oportunamente realizó el ESTADO NACIONAL en favor de dicha Provincia, en los términos del Artículo 92 de la Ley N° 11.672, con su debida ponderación mediante el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) que determina el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, se comprueba que se ha dado cumplimiento a la

condición establecida en el Decreto N° 1.378/2001 que supeditó la vigencia del recargo establecido por el Artículo 1° de la Ley N° 23.681 hasta la efectiva interconexión de la Provincia de SANTA CRUZ y durante el plazo que resultase necesario para cubrir los costos de la obra de interconexión de esa Provincia con el S.A.D.I.

Que, por lo tanto, corresponde dejar sin efecto el recargo del SEIS POR MIL (6‰) sobre el precio de venta de la energía eléctrica establecido por el Artículo 1° de la Ley N° 23.681.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las atribuciones conferidas por el Artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Déjase sin efecto, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del presente decreto, el recargo del SEIS POR MIL (6‰) establecido por el Artículo 1° de la Ley N° 23.681, por el cumplimiento de las condiciones a las que se sujetó su vigencia.

Art. 2° — El presente decreto comenzará a regir desde su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Juan J. Aranguren.

DECRETO PEN DNU N° 882/16

Publicación Boletín Oficial N° 33.424, del 22/07/2016

Establécese Cupo Fiscal para el Ejercicio 2016.

> Establecese para el Ejercicio 2016 un cupo fiscal de dólares estadounidenses un mil setecientos millones (U$S 1.700.000.000) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190 y su modificatoria N° 27.191 y en el Artículo 14 de la última Ley citada. la autoridad de aplicación de las Leyes mencionadas asignara el Cupo Fiscal de Acuerdo con el procedimiento establecido al efecto. Los beneficios promocionales se aplicaran en Pesos, conforme lo establecido por la Autoridad de Aplicación. en caso que el Cupo Fiscal previsto en el párrafo precedente no sea asignado en su totalidad en el ejercicio 2016, se transferirá automáticamente al ejercicio 2017.

BUENOS AIRES 21 DE JULIO DE 2016

VISTO el Expediente S01:0305428/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y lo dispuesto por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, establece como objetivo lograr un incremento en la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo anual nacional al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar el VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL tiene la firme convicción de que el cumplimiento de los objetivos fijados por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 importará enormes beneficios para nuestro país en diversos aspectos, entre los que se destacan el crecimiento y consolidación del sector energético —inmerso desde hace años en una profunda crisis— mediante la expansión de la potencia instalada en plazos cortos, la reducción de costos de generación de energía y la previsibilidad de precios a mediano y largo plazo, generando condiciones para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica.

Que también se producirá un significativo aporte en el cuidado del medio ambiente, contribuyendo a la mitigación del cambio climático; la reactivación económica a partir de la atracción de inversiones nacionales y extranjeras genuinas y la generación de fuentes de trabajo.

Que sin perjuicio de los beneficios que el cumplimiento de las metas fijadas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 implica por sí mismo, su trascendencia se incrementa en el contexto de emergencia en que se encuentra el sector eléctrico nacional, declarada por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, con las instrucciones allí impartidas al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, establece un Régimen de Fomento que incluye beneficios promocionales a ser asignados a quienes sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la Autoridad de Aplicación en el marco del citado Régimen, para cuyo otorgamiento resulta indispensable prever el cupo fiscal anual correspondiente, que opera como límite para la asignación de aquéllos, toda vez que no ha sido incluido en la Ley N° 27.198 de Presupuesto General para la Administración Nacional para el Ejercicio 2016.

Que toda vez que los beneficios promocionales a asignar se aplicarán en los próximos ejercicios fiscales, en el marco de contratos de larga duración, resulta necesario prever el cupo fiscal correspondiente y su asignación a los beneficiarios en DÓLARES ESTADOUNIDENSES, con el fin de asegurar su estabilidad en el tiempo y el consiguiente cumplimiento de la finalidad perseguida por el legislador al instaurar el Régimen de Fomento aludido.

Que también es necesario prever que en caso de que el cupo fiscal establecido no se asigne en su totalidad en el ejercicio 2016, el remanente se traslade automáticamente al ejercicio 2017.

Que para el cumplimiento de los objetivos fijados por la Ley N° 27.191 por parte de todos los usuarios de energía eléctrica se prevén distintos mecanismos que comprenden, para los grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las grandes demandas que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), la autogeneración o la contratación de la compra de energía

eléctrica proveniente de fuentes renovables, directamente del generador, de un comercializador o de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) o de la entidad que designe la Autoridad de Aplicación, de acuerdo con lo que esta última establezca.

Que para toda la demanda de potencia menor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), se establece que la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas conducentes para la incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en la Ley N° 27.191.

Que en ese marco se determina que la Autoridad de Aplicación instruirá a CAMMESA o a la entidad que considere pertinente a diversificar la matriz de energías renovables con el fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías y la distribución geográfica de los emprendimientos y aprovechar el extraordinario potencial del país en la materia.

Que en dicho marco, mediante la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se dio inicio al proceso de convocatoria abierta para la contratación de energía eléctrica de fuentes de generación renovables, denominado “Programa RenovAr —Ronda 1—”, mediante un esquema que fomenta la transparencia y calidad del proceso de la convocatoria, sometiendo a consulta pública una versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones a aplicar.

Que la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional tiene por objeto la provisión de energía eléctrica a los agentes distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a partir de fuentes renovables, a través de la contratación con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) que actuará en su representación.

Que con el objeto de profundizar el Régimen de Fomento resulta ineludible dotar al ESTADO NACIONAL y al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) creado por la Ley N° 27.191, de las herramientas jurídicas necesarias para brindar la mayor certeza y seguridad jurídica a los inversores nacionales y extranjeros que decidan invertir capitales a largo plazo en el sector de las energías renovables, demostrando su confianza en nuestro país.

Que las inversiones necesarias para desarrollar las centrales de generación a partir de fuentes renovables se caracterizan por ser de capital intensivo, con importantes erogaciones al comienzo del desarrollo de los proyectos que requieren largos plazos para recuperar la inversión y obtener una rentabilidad razonable.

Que en atención a estas características resulta necesario que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que se celebraren sean de larga duración.

Que, por otra parte, el acceso al financiamiento por parte de los inversores, a tasas y plazos razonables, es un aspecto clave y determinante para viabilizar estas inversiones; tan es así que la casi absoluta imposibilidad de acceder al financiamiento para los proyectos de inversión a desarrollarse en nuestro país en los últimos años, ha sido la principal causa del fracaso de las políticas destinadas a impulsar el crecimiento de las energías renovables, pese a la abundancia y diversidad de recursos naturales renovables con que cuenta nuestro territorio.

Que en los extensos plazos de vigencia que requieren los contratos aludidos en el párrafo anterior, los proyectos de inversión quedan expuestos a diversos riesgos que tienen por efecto el incremento del costo del financiamiento, costo que inexorablemente se traslada a los precios de la energía eléctrica que abonan los usuarios del servicio eléctrico.

Que, por esa razón, resulta necesario que el ESTADO NACIONAL —o, en su caso, el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), como pieza clave del Régimen de Fomento— puedan reducir los eventuales riesgos a los que podrían quedar expuestos los contratos de abastecimiento mencionados, en todo cuanto resulte posible y conveniente para el interés público involucrado, otorgándole expresamente las facultades de asumir obligaciones de pago y/o garantía con el fin de realizar un equitativo y eficiente reparto de riesgos entre aquellos y el titular del proyecto de inversión, asignándolos a la parte que se encuentre en mejores condiciones de prevenirlos, asumirlos o mitigarlos, para minimizar el riesgo del proyecto y facilitar las condiciones de su financiamiento, con el consiguiente beneficio de reducción de los precios a abonar por los usuarios.

Que en dicha inteligencia es conveniente prever la utilización de mecanismos similares a los que ya han sido empleados en el derecho comparado para contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, que arrojaron resultados muy positivos, permitiendo el desarrollo de estas fuentes de generación a precios sumamente competitivos frente a otras tecnologías.

Que en esa línea, con el objeto de asegurar la continuidad del contrato de abastecimiento para alcanzar el cumplimiento de los objetivos fijados por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, resulta apropiado facultar al ESTADO NACIONAL —en su caso, al FODER— a comprometerse a adquirir la central de generación o sus

activos, en caso de que el titular del proyecto de inversión ejerza una opción de venta ante determinados eventos vinculados con los riesgos asumidos por aquel, así como, en contrapartida, la posibilidad de que pueda ejercer una opción de compra ante ciertos incumplimientos graves del generador que motiven la rescisión del contrato por su culpa, según la evaluación que realice oportunamente el ESTADO NACIONAL, a través de sus órganos competentes; fijando en ambos casos los parámetros para la determinación del precio.

Que atento que los contratos que se celebren de acuerdo con lo indicado precedentemente son complementarios o accesorios de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuente renovable, corresponde que, como estos últimos, estén sometidos al derecho privado argentino.

Que para el evento de que el ESTADO NACIONAL o el FODER adquieran centrales de generación como consecuencia del ejercicio de las opciones de compra o venta aludidas, corresponde contemplar la posibilidad de transferir la propiedad o explotación a particulares interesados, previo procedimiento de licitación pública que garantice los principios de transparencia, concurrencia, igualdad de tratamiento y publicidad.

Que en otro orden, siempre con el objetivo de brindar seguridad jurídica, reducir los riesgos y facilitar el acceso al financiamiento de los proyectos, con el convencimiento de que ello repercute directamente en la reducción del precio final de la energía eléctrica generada que abonan los usuarios, es conveniente prever que los contratos de abastecimiento respectivos y los contratos suscriptos por el ESTADO NACIONAL —por sí y/o a través del FODER— en los términos del presente decreto, puedan establecer mecanismos de avenimiento y/o arbitraje con sede en la REPÚBLICA ARGENTINA o en el exterior para todas las controversias que pudiesen surgir con motivo de su ejecución y/o interpretación, adoptando así un sistema de solución de conflictos habitual en los contratos de estas características celebrados en distintos países.

Que la previsión mencionada en el párrafo precedente se corresponde con lo establecido en el Artículo 53 de la Ley N° 11.672, Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Que atento que el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 modificó la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 del 12 de marzo de 1992), y sus modificatorias, y creó el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA con el objetivo de priorizar y jerarquizar la planificación, desarrollo e implementación de las políticas energéticas y mineras, corresponde adecuar la actuación del ESTADO NACIONAL, a través de dicho Ministerio, como fiduciante y fideicomisario del FODER, por ser el órgano competente en la materia y, como tal, Autoridad de Aplicación del Régimen de Fomento designada por el Decreto N° 531/16.

Que para lograr una mayor eficiencia y eficacia en el desempeño del FODER, considerando especialmente su objeto y las disposiciones del presente en cuanto a las opciones de compra y venta de centrales de generación que el ESTADO NACIONAL puede realizar a través de aquel, es necesario dotarlo de la flexibilidad y las herramientas necesarias para cumplir adecuadamente con sus funciones, resguardando los derechos de todos los sujetos involucrados en su operatoria.

Que en este orden corresponde facultar a las partes del Contrato de Fideicomiso correspondiente a estructurarlo, en cualquier momento durante la vigencia del FODER, mediante distintos fideicomisos, integrados con los bienes fideicomitidos previstos en el inciso 4 del Artículo 7° de la Ley N° 27.191, con destino específico y exclusivo, asegurando que los bienes fideicomitidos que integren dichos fideicomisos no podrán aplicarse al pago de obligaciones distintas a las previstas en cada uno de ellos, garantizando la separación de los patrimonios para resguardar la correcta actuación del FODER en cumplimiento de sus fines.

Que en línea con lo dispuesto en el Artículo 7°, inciso 6, de la Ley N° 27.191, corresponde eximir a los débitos y/o créditos correspondientes a las cuentas utilizadas por los fondos fiduciarios públicos que se estructuren en el marco del FODER y al fiduciario en sus operaciones relativas a dichas cuentas, del impuesto establecido en la Ley N° 25.413, en ejercicio de la atribución expresamente conferida al PODER EJECUTIVO NACIONAL por el Artículo 2°, último párrafo, de la ley citada en último término, con el fin de disminuir los costos de la operatoria de dichos fondos, toda vez que se trata de un fondo fiduciario público, cuyos bienes fideicomitidos son recursos públicos.

Que por otra parte corresponde contemplar la posibilidad de que en los contratos de fideicomiso que se celebren en el marco del FODER y/o en acuerdos de adhesión al fideicomiso u otros contratos complementarios puedan incorporarse cláusulas de indemnidad a favor del fiduciario y de sus funcionarios, directores, empleados, agentes y/o sus vinculadas, en términos usuales en este tipo de operatorias.

Que ante el inicio de la Ronda 1 del Programa RenovAr es indispensable tomar las medidas necesarias para que el MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS emita y entregue títulos públicos en garantía al FODER, por cuenta y orden del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, por el monto total de

los proyectos a garantizar en la aludida Ronda, a los efectos de ser utilizados como garantía de pago del precio de venta de la central de generación.

Que las metas fijadas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 son sumamente ambiciosas, en especial aquella por la que se impone un incremento en la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo anual nacional al 31 de diciembre del año 2017.

Que actualmente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética nacional no supera el DOS POR CIENTO (2%), motivo por el cual resulta de imperiosa necesidad adoptar con carácter urgente todas las medidas que resulten necesarias para alcanzar la meta señalada.

Que teniendo en cuenta los plazos que deben cumplirse hasta alcanzar la habilitación comercial de las centrales de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, es indispensable adoptar sin demora alguna las medidas necesarias para complementar el marco jurídico establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, principalmente ante la inminencia de la Ronda 1, de modo que los potenciales inversores tengan certeza jurídica sobre el régimen aplicable en forma inmediata y puedan desarrollar sus proyectos y ejecutarlos a la mayor brevedad posible.

Que también es esencial acelerar los tiempos de instalación de las centrales antedichas en atención a la contribución fundamental que significarán para superar la emergencia del sector eléctrico nacional, declarada por el Decreto N° 134/15, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Que ante este escenario resulta de imperiosa necesidad adoptar con urgencia las medidas contempladas en el presente, configurándose una circunstancia excepcional que hace imposible seguir los trámites ordinarios previstos por la CONSTITUCIÓN NACIONAL para la sanción de las leyes.

Que aguardar el tiempo que inevitablemente insume el trámite legislativo irrogaría un importante retraso que impediría actuar en tiempo oportuno y obstaría al cumplimiento efectivo de los objetivos de la presente medida y del Régimen de Fomento en el que se inserta, y es entonces del caso recurrir al remedio constitucional establecido en el inciso 3 del Artículo 99 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, en el marco del uso de las facultades regladas en la Ley N° 26.122.

Que la Ley N° 26.122, regula el trámite y los alcances de la intervención del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN respecto de los Decretos de Necesidad y Urgencia dictados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, en virtud de lo dispuesto por el artículo 99 inciso 3 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que la citada ley determina que la Comisión Bicameral Permanente tiene competencia para pronunciarse respecto de la validez o invalidez de los decretos de necesidad y urgencia, así como elevar el dictamen al plenario de cada Cámara para su expreso tratamiento, en el plazo de DIEZ (10) días hábiles.

Que el Artículo 22 de la Ley N° 26.122 dispone que las Cámaras se pronuncien mediante sendas resoluciones, y que el rechazo o aprobación de los decretos deberá ser expreso conforme lo establecido en el Artículo 82 de la Carta Magna.

Que los servicios permanentes de asesoramiento jurídico correspondientes han tomado la intervención que les compete.

Que el presente decreto se dicta en ejercicio de las atribuciones otorgadas por el Artículo 99 incisos 1 y 3, de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, el Artículo 53 de la Ley N° 11.672, Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014), el Artículo 2° de la Ley N° 25.413 y por la Ley N° 26.122.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA:

ARTÍCULO 1° — Establécese para el ejercicio 2016 un cupo fiscal de DÓLARES ESTADOUNIDENSES UN MIL SETECIENTOS MILLONES (U$S 1.700.000.000) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190 y su modificatoria N° 27.191 y en el Artículo 14 de la última ley citada. La Autoridad de Aplicación de las leyes mencionadas asignará el cupo fiscal de acuerdo con el procedimiento establecido al efecto.

Los beneficios promocionales se aplicarán en pesos, conforme lo establecido por la Autoridad de Aplicación.

En caso que el cupo fiscal previsto en el párrafo precedente no sea asignado en su totalidad en el ejercicio 2016, se transferirá automáticamente al ejercicio 2017.

ARTÍCULO 2° — Los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables así como los que se celebren en los términos del Artículo 3° del presente decreto, tendrán un plazo máximo de TREINTA (30) años.

ARTÍCULO 3° — El ESTADO NACIONAL podrá celebrar contratos con los beneficiarios del "Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica" (el "Régimen de Fomento de las Energías Renovables") que hayan suscripto un contrato de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o con la entidad que designe la Autoridad de Aplicación en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en los que se podrá prever: (a) derechos de opción de compra de la central de generación o de sus activos a favor del ESTADO NACIONAL ante incumplimientos graves del contratista que constituyan una causal de rescisión del contrato; y (b) derechos de opción de venta de la central de generación o de sus activos por parte de su titular ante la ocurrencia de alguna de las causales de venta previstas en el artículo 4° del presente.

El ejercicio de la opción de compra o de la opción de venta se realizará respetando la continuidad de la actividad de la central de generación, conforme los términos del contrato de abastecimiento suscripto por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por la entidad que designe la Autoridad de Aplicación.

La opción de compra de la central de generación a favor del ESTADO NACIONAL deberá establecerse por un precio inferior a la inversión no amortizada al momento en que se ejerza la opción.

La opción de venta de la central de generación a favor de su titular deberá establecerse por un precio que en ningún caso podrá ser superior a la inversión no amortizada al momento en que se ejerza la opción.

Los contratos mencionados en este artículo también podrán ser celebrados por el Fondo Fiduciario Público denominado Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) en cumplimiento de su objeto y de lo dispuesto en el presente decreto.

Los contratos que se celebren de acuerdo con lo previsto en el presente artículo están sometidos al derecho privado argentino.

ARTÍCULO 4° — Podrán considerarse causales de venta:

1) La falta de pago en tiempo y forma, total o parcial, de liquidaciones de venta emitidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o documentación comercial equivalente, en una cantidad a determinar en el contrato respectivo pero que no podrá ser inferior a CUATRO (4) liquidaciones de venta consecutivas o a SEIS (6) liquidaciones de venta no consecutivas.

2) La imposibilidad para el beneficiario titular de la central de generación de adquirir DÓLARES ESTADOUNIDENSES o de convertir PESOS a DÓLARES ESTADOUNIDENSES en la REPÚBLICA ARGENTINA, en cada caso, por un monto a determinar en el contrato respectivo pero que no podrá ser inferior a la facturación de la central de generación percibida durante los SEIS (6) meses posteriores a la ocurrencia del evento que produce la imposibilidad o por un monto necesario para realizar cualquier pago de interés a los sujetos otorgantes de financiamiento para el desarrollo del proyecto, el que sea mayor; en ambos casos en la medida en que no exista otro procedimiento o instrumento para adquirir DÓLARES ESTADOUNIDENSES o convertir PESOS a DÓLARES ESTADOUNIDENSES en cualquier mercado.

3) La imposibilidad para el beneficiario titular de la central de generación de realizar pagos o transferencias en DÓLARES ESTADOUNIDENSES a personas o cuentas bancarias situadas fuera de la REPÚBLICA ARGENTINA, en cada caso por un monto a determinar en el contrato respectivo pero que no podrá ser inferior a la facturación de la central de generación percibida durante los SEIS (6) meses posteriores a la ocurrencia del evento que produce la imposibilidad o por un monto necesario para realizar cualquier pago de interés a los sujetos otorgantes de financiamiento para el desarrollo del proyecto, el que sea mayor; en ambos casos en la medida en que no exista otro procedimiento o instrumento para transferir DÓLARES ESTADOUNIDENSES a personas o cuentas bancarias situadas fuera de la REPÚBLICA ARGENTINA.

4) La extinción de las garantías otorgadas por el ESTADO NACIONAL y/o el FODER, exclusivamente por causas imputables a cualquiera de ellos, antes de la finalización del plazo de vigencia del contrato de abastecimiento, en los términos que se establezcan en el contrato respectivo.

5) La falta de cumplimiento por parte de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por la entidad que designe la Autoridad de Aplicación, de cualquier sentencia judicial o laudo arbitral firme, producto de una controversia suscitada con motivo de la ejecución del contrato de abastecimiento.

Cuando lo justifiquen razones de interés público debidamente fundadas por la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, con la finalidad de minimizar el riesgo del proyecto y facilitar las condiciones de su financiamiento, se podrá incluir en los contratos mencionados en el artículo 3° del presente causales de venta distintas a las previstas en el presente artículo, derivadas de riesgos asumidos por el ESTADO NACIONAL y/o el FODER en virtud de un reparto equitativo y eficiente entre estos y el titular de la central de generación, incluyendo, entre otras, las consecuencias derivadas del hecho del príncipe, el caso fortuito o la fuerza mayor.

ARTÍCULO 5° — El ESTADO NACIONAL o el FODER, según corresponda, podrán transferir la propiedad o explotación de las centrales de generación que adquieran como consecuencia del ejercicio de las opciones de compra o venta, previo procedimiento de licitación pública que garantice los principios de transparencia, concurrencia, igualdad de tratamiento y publicidad, conforme lo determine la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

ARTÍCULO 6° — Para todas las controversias que pudiesen surgir con motivo de la ejecución y/o interpretación de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables suscriptos por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o por la entidad que designe la Autoridad de Aplicación en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y/o de los contratos que se suscriban en los términos del Artículo 3° del presente, las partes podrán establecer mecanismos de avenimiento y/o arbitraje con sede en la REPÚBLICA ARGENTINA o en el exterior.

ARTÍCULO 7° — Sustitúyese el inciso 2. del Artículo 7° de la Ley N° 27.191 por el siguiente texto:

“2. Desígnase al ESTADO NACIONAL, a través del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, como fiduciante y fideicomisario del Fondo y al Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario. El fiduciario podrá ser sustituido por decisión del fiduciante.

Serán beneficiarias las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el Artículo 8° de la Ley N° 26.190 que haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación.”.

ARTÍCULO 8° — Sustitúyese el inciso 3. del Artículo 7° de la Ley N° 27.191 por el siguiente texto:

“3. Constitúyese el Comité Ejecutivo del “Fondo”, el cual estará integrado por el Secretario de Energía Eléctrica, dependiente del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA; el Secretario de Finanzas, dependiente del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS; y el Presidente del BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR o de la entidad que lo reemplace en el futuro como fiduciario, quienes podrán designar un miembro suplente con rango no menor a subsecretario o director, según sea el caso.”.

ARTÍCULO 9° — Sustitúyese el inciso 8. del Artículo 7° de la Ley N° 27.191 por el siguiente texto:

“8. Facúltase al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a aprobar el Contrato de Fideicomiso, dentro de los treinta (30) días de la publicación de la presente ley en el Boletín Oficial.”.

ARTÍCULO 10. — Sustitúyese el inciso 9. del Artículo 7° de la Ley N° 27.191 por el siguiente texto:

“9. Facúltase al titular del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA o a quien este designe en su reemplazo, a suscribir el Contrato de Fideicomiso con el fiduciario.”.

ARTÍCULO 11. — En cualquier momento durante la vigencia del FODER, las partes del Contrato de Fideicomiso podrán estructurarlo mediante distintos fideicomisos públicos, integrados con los bienes fideicomitidos previstos en el inciso 4. del Artículo 7° de la Ley N° 27.191, con el siguiente destino específico y exclusivo: a) garantizar el pago por energía, b) financiar los instrumentos establecidos en la Ley N° 27.191 y garantizar el cobro de los mismos, c) garantizar y realizar el pago del precio de compra y/o venta de las centrales de generación, y d) emitir valores representativos de deuda. Los bienes fideicomitidos que integren dichos fideicomisos no podrán aplicarse al pago de obligaciones distintas a las previstas en cada uno de ellos.

ARTÍCULO 12. — Los débitos y/o créditos correspondientes a las cuentas utilizadas por los fondos fiduciarios públicos que se estructuren en el marco del FODER y el fiduciario en sus operaciones relativas a dichas cuentas, estarán exentos del impuesto establecido en la Ley N° 25.413.

ARTÍCULO 13. — En los contratos de fideicomiso que se celebren en el marco del FODER y/o en acuerdos de adhesión al fideicomiso u otros contratos complementarios podrán incorporarse cláusulas de indemnidad a favor del fiduciario y de sus funcionarios, directores, empleados, agentes y/o sus vinculadas por cualquier daño y/o reclamo relacionado con el ejercicio de sus derechos, funciones y tareas conforme al o los contratos de fideicomiso que se celebren y/o con los actos, procedimientos y/u operaciones contemplados y/o relacionados con el o los citados contratos, salvo dolo o culpa de su parte y/o de sus funcionarios,

directores, empleados, agentes y/o sus vinculadas, calificadas como tales por una sentencia judicial firme dictada por un tribunal competente.

La obligación de indemnidad se hará efectiva con cargo a las partidas presupuestarias del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA; no podrán utilizarse a ese fin los bienes fideicomitidos.

ARTÍCULO 14. — Facúltase al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS, a través del Órgano Responsable de la Coordinación de los Sistemas de Administración Financiera, a la emisión y entrega de Letras del Tesoro en garantía al FODER, por cuenta y orden del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, hasta alcanzar un importe máximo de valor nominal de DÓLARES TRES MIL MILLONES (U$S 3.000.000.000), o su equivalente en otras monedas conforme lo determine dicho órgano coordinador, contra la emisión de certificados de participación por montos equivalentes a las letras cedidas a favor del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los Artículos 3° y 4° del presente decreto.

Las letras podrán ser emitidas en la moneda que requiera la constitución de las citadas garantías conforme lo determine el órgano coordinador y se emitirán por el monto total de los proyectos a garantizar, siendo los vencimientos anuales determinados en función de los años de vigencia de los respectivos contratos de abastecimiento.

El ejercicio de la opción de venta de la central de generación por parte de su titular según lo dispuesto en el contrato respectivo determinará la obligación del fiduciante de transferir al FODER los recursos necesarios para efectivizar el pago correspondiente, contra la entrega de las letras por el monto equivalente.

Anualmente el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA realizará las gestiones necesarias para tener comprometida la partida presupuestaria asignada a cancelar las obligaciones de pago derivadas del ejercicio de la opción de venta de las centrales, de acuerdo con lo establecido en el párrafo anterior. Sin perjuicio de ello, facúltase al JEFE DE GABINETE DE MINISTROS para efectuar la reasignación de partidas presupuestarias que resulte necesaria para realizar los gastos mencionados.

En caso que el fiduciante, a través del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, no transfiera al FODER los recursos necesarios para efectivizar el pago en el plazo previsto en el contrato respectivo, las letras por los montos adeudados se considerarán vencidas y exigibles, debiendo ser abonadas en ese caso por el MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS al FODER, contra la entrega de las letras canceladas.

Abonadas las letras, el Órgano Responsable de la Coordinación de los Sistemas de Administración Financiera del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS queda facultado para disponer la aplicación de partidas presupuestarias del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a favor del TESORO NACIONAL por los montos de las letras canceladas, y asimismo, a dictar las normas aclaratorias, complementarias y de procedimiento relacionadas con las facultades otorgadas en el presente.

Anualmente y de no producirse el ejercicio de la opción de venta de la central de generación, las letras entregadas en garantía vencidas se devolverán al fiduciante, quien instruirá al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS a cancelar y dar de baja las letras de los registros de la deuda pública y el fiduciante devolverá al fiduciario los certificados de participación por montos equivalentes a las letras canceladas. La cancelación de las letras no implicará que el fiduciante deba hacer aportes de capital por el monto de letras cancelado.

ARTÍCULO 15. — Facúltase a la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a dictar las normas aclaratorias y complementarias de lo dispuesto en el presente decreto.

ARTÍCULO 16. — Las disposiciones del presente decreto entrarán en vigencia a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 17. — Comuníquese a la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

ARTÍCULO 18. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Julio C. Martínez. — Patricia Bullrich. — Carolina Stanley. — Alejandro P. Avelluto. — Francisco A. Cabrera. — Ricardo Buryaile. — Javier Dietrich. — Sergio A. Bergman. — Andrés H. Ibarra. — Juan J. Aranguren. — Oscar R. Aguad. — Jorge D. Lem

DECRETO PEN N° 339/17

Publicación Boletín Oficial N° 33.626, del 17/05/2017

> Modificación. Decreto N° 1738/1992. Incorporase al Inciso (1) del Artículo 3° del Anexo I del Decreto N° 1.738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y sus modificatorias

BUENOS AIRES 16 DE MAYO DE 2017

En uso de las facultades conferidas por el artículo 78 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, promúlgase la Ley Nº 27.351 (IF-2017-08805677-APN-MEM), sancionada por el HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN en su sesión del día 26 de abril de 2017.

Dése para su publicación a la Dirección Nacional del Registro Oficial, gírese copia al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN y comuníquese a los Ministerios de ENERGÍA Y MINERÍA y de SALUD. Cumplido, archívese. — E/E MICHETTI. — Marcos Peña. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N° 471/17

Publicación Boletín Oficial N° 33.657, del 03/05/2017

Decreto 531/2016 - Modificación

BUENOS AIRES 30 DE JUNIO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2016-03913099-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 882 de fecha 21 de julio de 2016, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 se aprobó la reglamentación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, que establecen el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que por el artículo 7° del Anexo II del Decreto N° 531/16 se reglamentó el artículo 7° de la Ley N° 27.191 referido a la creación del Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER).

Que por el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016 se facultó al ESTADO NACIONAL y al FODER a reducir los eventuales riesgos a los que podrían quedar expuestos los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables suscriptos entre los titulares de proyectos de inversión y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o la entidad que designe la Autoridad de Aplicación en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en todo cuanto resulte posible y conveniente para el interés público involucrado.

Que a tales fines se facultó expresamente al ESTADO NACIONAL y al FODER para asumir obligaciones de pago y/o garantía con el fin de realizar un equitativo y eficiente reparto de riesgos entre aquéllos y el titular del proyecto de inversión, asignándolos a la parte que se encuentre en mejores condiciones de prevenirlos, asumirlos o mitigarlos.

Que las medidas adoptadas persiguen el objetivo de brindar seguridad jurídica, minimizar el riesgo de los proyectos y facilitar las condiciones de su financiamiento, con el convencimiento de que ello repercute directamente en la reducción del precio final de la energía eléctrica generada que abonan los usuarios.

Que con la finalidad indicada y para lograr una mayor eficiencia y eficacia en el desempeño del FODER, considerando especialmente su objeto y las disposiciones del citado Decreto N° 882/16, por esta última norma se facultó a las partes del Contrato de Fideicomiso correspondiente a estructurar el FODER, en cualquier momento durante su vigencia, mediante distintos fideicomisos integrados con los bienes fideicomitidos previstos en el artículo 7°, inciso 4 de la Ley N° 27.191, con los destinos específicos y exclusivos dispuestos en el artículo 11 del citado decreto, asegurando que los bienes fideicomitidos que los integren no puedan aplicarse al pago de obligaciones distintas a las previstas en cada uno de ellos, garantizando la separación de los patrimonios para resguardar la correcta actuación del FODER en cumplimiento de sus fines.

Que a la luz de lo dispuesto en las normas precedentemente citadas, resulta conveniente modificar lo dispuesto en el artículo 7° del Anexo II del Decreto N° 531/16, en particular en lo referido a la aplicación de los recursos del Tesoro Nacional destinados al FODER, de modo de asegurar el cumplimiento del objeto del citado fondo y de lo dispuesto en el Decreto N° 882/16.

Que es necesario compatibilizar adecuadamente la utilización de recursos del Tesoro Nacional con destino al FODER, con los que provengan de la futura aplicación de cargos específicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7°, inciso 4, apartado b) de la Ley N° 27.191.

Que asimismo, resulta conveniente facultar a la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 para modificar el plazo mínimo de garantía aplicable a los contratos que se celebren por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores bajo la Ley N° 27.191 en el marco de los procedimientos de contratación que en lo sucesivo se convoquen, siempre que así lo establezca en las bases de la convocatoria respectiva y sin que ello implique, en consecuencia, modificar en modo alguno las garantías otorgadas en respaldo de los contratos ya celebrados o adjudicados con anterioridad.

Que por otra parte, respecto de la emisión de Letras del Tesoro prevista en el artículo 14 del Decreto N° 882/16 y en el artículo 45 de la Ley N° 27.341 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2017, con el fin de ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los artículos 3° y 4° del citado decreto, resulta necesario determinar las condiciones de su emisión, de manera de asegurar el efectivo cumplimiento de la finalidad asignada al citado instrumento.

Que los servicios permanentes de asesoramiento jurídico han tomado la intervención de su competencia.

Que el presente decreto se dicta en uso de las facultades conferidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL por el artículo 99, incisos 1 y 2 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1°.- Sustitúyese el apartado a) del inciso 4 del artículo 7° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 por el siguiente:

“a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional destinados al FODER que determine la Autoridad de Aplicación según se establece en este artículo, se depositarán, según lo determine la Autoridad de Aplicación conforme los objetivos a cumplir, en una cuenta fiduciaria del FODER destinada a financiamiento (la “Cuenta de Financiamiento”) cuyo objetivo específico será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER según se establecen en el inciso 5), apartados a), b) y c) del artículo 7° de la Ley N° 27.191 y su reglamentación en este Anexo y/o en una cuenta fiduciaria del FODER destinada a garantía (la “Cuenta de Garantía”), cuyo objetivo específico será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER según se establecen en el inciso 5), apartado d) del artículo 7° de la Ley N° 27.191 y su reglamentación en este Anexo, sin perjuicio de lo previsto en el apartado b) del presente inciso 4 y/o en otra cuenta del FODER con el fin de cumplir con el objeto de dicho fondo y con los compromisos asumidos por el mismo, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 27.191 y en el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016.

Si el FODER fuera estructurado conforme lo establecido en el artículo 11 del Decreto N° 882/16, los recursos provenientes del Tesoro Nacional podrán ser depositados o transferidos a las cuentas de tales diferentes fideicomisos.

La Autoridad de Aplicación determinará las condiciones para el otorgamiento de financiamiento por parte del FODER, respetando el criterio de asignación prioritaria de fondos en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso 5), último párrafo del artículo 7° de la Ley N° 27.191.

Los recursos del Tesoro Nacional a ser destinados al FODER, ya sea a la Cuenta de Garantía y/o a la Cuenta de Financiamiento y/o a otra cuenta del FODER y/o de los fideicomisos que se constituyan de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Decreto N° 882/16 con el fin de cumplimentar los destinos específicos de dicho Fondo y los compromisos asumidos por el mismo, se regirán por las normas de este Anexo y las que determine la Autoridad de Aplicación:

(i) La Autoridad de Aplicación deberá comunicar al MINISTERIO DE HACIENDA y al MINISTERIO DE FINANZAS, con anterioridad al 30 de junio de cada año, los recursos del Tesoro Nacional requeridos para el año siguiente, a los efectos de su inclusión en la Ley de Presupuesto correspondiente a dicho año.

(ii) Los recursos a ser transferidos por el Tesoro Nacional serán calculados por la Autoridad de Aplicación en función del requerimiento de fondos para dar cumplimiento a las metas anuales de participación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables establecidas por el artículo 8° de la Ley N° 27.191. En ningún caso, el monto anual de dichos recursos será inferior al CINCUENTA POR CIENTO (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables obtenido el año previo, el que será calculado por la Autoridad de Aplicación.

(iii) A tal fin, se considerará la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables existentes y en servicio al finalizar el año anterior, salvo que sea inferior al porcentaje mínimo establecido en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 para cada etapa, en cuyo caso se realizará el cálculo sobre la base de dicho valor mínimo.

(iv) La Autoridad de Aplicación establecerá los parámetros y criterios para calcular y documentar el ahorro en combustibles fósiles obtenido por la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables incorporada en cada año.

(v) Todos los recursos a ser destinados anualmente por el Tesoro Nacional serán integrados al FODER como aporte del ESTADO NACIONAL en carácter de fiduciante y constituyéndose en consecuencia como fideicomisario del FODER.

(vi) El contrato de fideicomiso y la Autoridad de Aplicación establecerán las normas complementarias para la constitución, transferencia e incremento, en cuanto sea necesario, de los fondos para cubrir los gastos del FODER, así como su aplicación y desembolso, directamente a la cuenta de gastos de dicho fondo”.

ARTÍCULO 2°.- Sustitúyese el apartado b) del inciso 4 del artículo 7° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 por el siguiente:

“b) Un cargo específico de garantía que se regirá por su norma de creación, las normas contenidas en la presente reglamentación que se enumeran a continuación y las que oportunamente determine la Autoridad de Aplicación:

(i) El cargo será aplicado a los usuarios de energía eléctrica, con excepción de aquellos grandes usuarios comprendidos en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 que cumplan con la obligación allí prevista mediante la celebración de contratos directamente con el generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o con un comercializador, o bien, con la realización de proyectos de autogeneración o cogeneración.

(ii) El cargo será destinado exclusivamente a la Cuenta de Garantía del FODER, con el objeto exclusivo de garantizar las obligaciones contractuales asumidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica que celebre en los términos de la Ley N° 27.191, según lo previsto por el inciso 5), apartado d) del artículo 7° de la Ley N° 27.191.

(iii) Los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución o CAMMESA, según corresponda, incluirán el cargo en la facturación que efectúen a los usuarios y lo percibirán, de acuerdo con lo que establezca la Autoridad de Aplicación, en todos los casos por cuenta y orden del FODER.

(iv) Las sumas recaudadas en concepto del cargo, conjuntamente con los recursos del Tesoro Nacional destinados a la Cuenta de Garantía, deberán ser depositadas y permanecer en la citada Cuenta y tendrán como único fin servir de garantía efectiva de pago a los contratos suscriptos por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores o comercializadores en el marco de la Ley N° 27.191. Las rentas y frutos, netos de gastos, servicios, tasas e impuestos, que generen los fondos de la Cuenta de Garantía serán también destinados a dicha cuenta.

(v) El contrato de fideicomiso y la Autoridad de Aplicación establecerán las condiciones en las cuales los fondos existentes en la Cuenta de Garantía y sus subcuentas serán desembolsados y aplicados.

(vi) El cargo será calculado y fijado por la Autoridad de Aplicación en una suma en PESOS POR MEGAVATIO HORA ($/MWh) con un valor mínimo que permita recaudar y tener en disponibilidad una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de DOCE (12) meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores bajo la Ley N° 27.191. La Autoridad de Aplicación determinará si los recursos del Tesoro Nacional destinados a la Cuenta de Garantía, conforme con lo previsto en el apartado a) de este inciso, serán considerados sustitutivos o complementarios de los recursos provenientes de la aplicación del cargo para alcanzar la suma aludida precedentemente.

(vii) Sin perjuicio de lo indicado en el apartado anterior, la Autoridad de Aplicación podrá modificar el plazo de garantía siempre que así lo establezca en las bases de la convocatoria del procedimiento de contratación respectivo. En caso contrario, regirá la garantía del plazo de DOCE (12) meses prevista en el apartado anterior.

Las modificaciones no afectarán la garantía de pago otorgada a contratos suscriptos o adjudicados con anterioridad, la que se mantendrá inalterable.

(viii) La Autoridad de Aplicación determinará el monto de aportes del Tesoro Nacional y/o el valor del cargo a ser aplicado al universo de usuarios individualizados en el numeral (i) del presente apartado. A partir de la celebración de los contratos por parte de CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, dicha Autoridad periódicamente determinará el monto de recursos del Tesoro Nacional y/o recalculará el valor del cargo para lograr el monto total objetivo de la Cuenta de Garantía en base a las obligaciones de pago contraídas por obligaciones contractuales de CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados en el marco de la Ley N° 27.191, con el alcance establecido en los apartados (vi) y (vii) precedentes”.

ARTÍCULO 3°.- En las condiciones de emisión de las Letras del Tesoro a ser entregadas al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme lo previsto en los artículos 3° y 4° del Decreto N° 882 del 21 de julio de 2016, deberá estipularse que el vencimiento de dichas letras se suspenderá a partir del inicio del procedimiento tendiente al ejercicio de la opción de venta de la central de generación, mediante la notificación fehaciente de la causal de venta cursada por el beneficiario del proyecto garantizado.

La suspensión operará por el monto que corresponda a la central de generación en cuestión, determinado inicialmente por el beneficiario, sin perjuicio de su posterior revisión de acuerdo con las reglas de valuación establecidas contractualmente.

Las letras cuyo vencimiento hubiere sido suspendido conforme el párrafo anterior, vencerán y serán devueltas al fiduciante a los efectos indicados en el último párrafo del artículo 14 del Decreto N° 882/16, en el momento en que por acuerdo de partes y/o por resolución final y firme de la disputa relacionada con la causal de venta, su ocurrencia y/o la subsanación de la causal de venta se hubiere determinado la invalidez de la notificación de causal de venta y/o la no ocurrencia de la causal de venta y/o la subsanación de la misma.

Anualmente, conforme el cronograma de vencimientos y siempre que no se hubiere suspendido el vencimiento de las letras de acuerdo con lo previsto en los párrafos anteriores, o bien, de no haberse ejercido la opción de venta de la central de generación una vez concluido el procedimiento tendiente a su ejercicio conforme lo previsto en el contrato celebrado, se producirá el vencimiento de las letras entregadas en garantía, las que se devolverán al fiduciante, a los efectos indicados en el último párrafo del artículo 14 del Decreto N° 882/16.

ARTÍCULO 4°.- El presente decreto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — MACRI. — Marcos Peña. — Juan José Aranguren.

DECRETO PEN N° 854/17

Publicación Boletín Oficial N° 33.738, del 26/10/2017

Créase el Consejo Federal de la Energía.

BUENOS AIRES 25 DE OCTUBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-14336486-APN-DDYME#MEM y el Acuerdo Federal Energético suscripto en fecha 20 de abril de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que la energía es esencial para el desarrollo económico y social del país, por lo que resulta necesario generar una política de Estado ordenada al bien común, que permita lograr el abastecimiento seguro de energía a todos los habitantes de la Nación.

Que la producción de energía es un poderoso impulsor de las economías regionales y por ello debe tenerse en cuenta, en la planificación estratégica, el impacto positivo que tiene sobre la generación de empleo, el valor agregado en la transformación de las energías primarias y las obras de infraestructura relacionadas.

Que el proceso de definición de la política energética del país requiere un serio compromiso por parte de los distintos actores del ámbito político y un acompañamiento de los sectores económicos, técnicos y académicos y de la sociedad en su conjunto.

Que el GOBIERNO NACIONAL convocó a todas las PROVINCIAS y a la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES a fin de consensuar un acuerdo en el que se contemplaran los objetivos enunciados, con el propósito de aunar esfuerzos para su cumplimiento en base a los preceptos de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, las constituciones provinciales y la legislación aplicable.

Que coincidiendo en la necesidad de concebir la política energética como política de Estado y a fin de consolidar los objetivos y principios de dicha política, el GOBIERNO NACIONAL, la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, las PROVINCIAS de BUENOS AIRES, CATAMARCA, CHACO, CHUBUT, CÓRDOBA, CORRIENTES, ENTRE RÍOS, FORMOSA, JUJUY, LA RIOJA, MENDOZA, NEUQUÉN, RÍO NEGRO, SALTA, SAN JUAN, SANTA CRUZ, SANTA FE, TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR, y MISIONES, suscribieron el Acuerdo Federal Energético con fecha 20 de abril de 2017.

Que el citado Acuerdo dispone que el GOBIERNO NACIONAL creará, en el ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA como órgano consultivo sobre temas referidos al desarrollo energético del país.

Que atento lo estipulado en el Acuerdo, el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA estará presidido por el Ministro de Energía y Minería de la Nación e integrado por un representante de cada una de las PROVINCIAS firmantes y de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, y los Presidentes y Vicepresidentes de las Comisiones de Energía de ambas Cámaras del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

Que el mencionado Acuerdo, también estipula que el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA tendrá como objeto considerar la planificación y el desarrollo del sector energético a mediano y largo plazo; aconsejar sobre las modificaciones que requiera la legislación en materia de energía, incluyendo los marcos regulatorios de cada servicio público; actuar como Consejo Asesor del PODER EJECUTIVO NACIONAL y de las PROVINCIAS que lo requieran en todo lo concerniente al sector energético, incluyendo el desarrollo de programas específicos para impulsar energías alternativas y la eficiencia energética, armonización tarifaria, proyectos de inversión de interés nacional o de alguna Provincia, entre otros.

Que la presente medida no implica erogación alguna para el ESTADO NACIONAL.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Créase en el ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA con las funciones, la composición y el objeto establecidos en el Acuerdo Federal Energético, suscripto con fecha 20 de abril de 2017 que, como Anexo (IF-2017-16438370-APN-SECPEE#MEM) , forma parte integrante del presente.

ARTÍCULO 2º.- La Presidencia del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA será ejercida por el Ministro de Energía y Minería y, como suplente, por el Secretario de Planeamiento Energético Estratégico del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, con carácter “ad-honorem”.

ARTÍCULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — MACRI. — Juan José Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Decreto se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 26/10/2017 N° 82237/17 v. 26/10/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

DECRETO PEN N° 986/18

Publicación Boletín Oficial N° 33.988, del 02/11/2018

DECTO-2018-986-APN-PTE - Ley N° 27.424. Reglamentación.

BUENOS AIRES, 01/11/2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-30325009-APN-DGDO#MEM y la Ley N° 27.424 y su modificatoria, y

CONSIDERANDO:

Que por la Ley N° 27.424 y su modificatoria se establece el RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA.

Que la Ley N° 27.424 y su modificatoria tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Que por el artículo 2° de la citada ley se declaró de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

Que de acuerdo con el planeamiento energético estratégico, es necesaria una mayor diversificación de la matriz energética nacional y la mejora de las condiciones para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica para la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que las mencionadas necesidades, sumadas a la promoción del uso eficiente de la energía eléctrica, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la reducción de los costos de generación de energía para el sistema en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso a los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad, resultan el objetivo central del régimen instaurado por la Ley N° 27.424 y su modificatoria.

Que a los efectos de procurar la adecuada satisfacción de dicho objetivo, es preciso dictar reglamentaciones generales y técnicas que contemplen entre sus previsiones, exigencias que aseguren el adecuado funcionamiento de la red eléctrica nacional, sin que la implementación de los sistemas de generación distribuida causen alteraciones en los distintos niveles en los que el sector eléctrico se encuentra segmentado, como así también aquellas vinculadas a las distintas herramientas de fomento diseñadas para alcanzar los referidos fines.

Que la Ley N° 27.424 y su modificatoria contempla políticas de promoción y fortalecimiento de la industria nacional de sistemas, equipos e insumos para generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

Que, por las razones expuestas anteriormente, la expansión del uso de las fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica constituye una cuestión de máxima prioridad para el PODER EJECUTIVO NACIONAL y una política de Estado de largo plazo con aptitud para asegurar los beneficios de energías limpias para el país y para todos sus habitantes.

Que los Servicios Jurídicos competentes han tomado la intervención que les compete.

Que el presente decreto se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 99, incisos 1 y 2 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1°. - Apruébase la reglamentación de la Ley N° 27.424 y su modificatoria sobre el RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA, que como Anexo I (IF-2018-50479260-APN-SSLMEN#MHA) forma parte integrante del presente decreto.

ARTÍCULO 2°. - Desígnase como Autoridad de Aplicación de la Ley N° 27.424 y su modificatoria a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA con dependencia del MINISTERIO DE HACIENDA quedando

facultada para dictar las normas aclaratorias y complementarias de la reglamentación aprobada por el artículo 1° de la presente medida.

ARTÍCULO 3°.- El presente decreto comenzará a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. MACRI - Marcos Peña - Nicolas Dujovne - Dante Sica

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Decreto se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 02/11/2018 N° 83386/18 v. 02/11/2018

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

ANEXO I

REGLAMENTACIÓN DE LA LEY N° 27.424 SOBRE RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED

ELÉCTRICA PÚBLICA

CAPÍTULO I - DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1°. - El PODER EJECUTIVO NACIONAL, por medio de la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, implementará las políticas y determinará las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, así como la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

La Autoridad de Aplicación coordinará con los organismos dependientes de la administración centralizada y descentralizada las acciones que correspondan a sus respectivas competencias para hacer efectivas las políticas que se establecen en la Ley N° 27.424 y su modificatoria y en esta reglamentación.

A los efectos de facilitar la inyección de excedentes a la red, los prestadores del servicio público de distribución deberán cumplir con aquellas obligaciones que se establecen en la Ley N° 27.424 y su modificatoria, el presente decreto y las normas complementarias que se dicten, tendientes a asegurar el cumplimiento de los objetivos del citado marco normativo, la integridad de la red, la obligación de compra de la energía inyectada por los Usuarios-Generadores por parte de los Distribuidores, y la adecuada calidad de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 2°.- El PODER EJECUTIVO NACIONAL, por medio de la Autoridad de Aplicación, impulsará la generación distribuida con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, de acuerdo con el planeamiento energético estratégico.

Las medidas a implementar en el marco del Régimen de Fomento establecido por la Ley N° 27.424 y su modificatoria, se orientarán a alcanzar la instalación de un total de MIL (1.000) megavatios de potencia de generación distribuida de fuentes renovables dentro del plazo de DOCE (12) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente reglamentación.

ARTÍCULO 3°.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 4°.- El derecho a instalar y conectar equipamiento para la generación distribuida deberá ejercerse de acuerdo con lo que establece la presente reglamentación y la normativa que dicte la Autoridad de Aplicación de forma de asegurar que su operación en paralelo a la red no comprometa el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico nacional, la seguridad de las personas, ni las instalaciones de los usuarios.

Los usuarios deberán solicitar aumento de la potencia contratada al Distribuidor únicamente en los casos en que deseen conectar Equipos de Generación Distribuida por una potencia mayor a la que éstos ya tengan contratada. El incremento de potencia contratada será efectivo al momento de la autorización de entrada en operación del Equipo de Generación Distribuida.

En los casos en que, según el régimen tarifario aplicable, los usuarios no posean una potencia contratada definida, se considerará como potencia contratada la potencia límite máxima de la categoría a la que pertenezcan.

ARTÍCULO 5°.- La Autoridad de Aplicación establecerá los requisitos técnicos que deberán cumplir los Usuarios-Generadores para generar energía eléctrica para autoconsumo e inyectar los excedentes a la red de distribución.

ARTÍCULO 6°.- La Autoridad de Aplicación definirá las categorías de Usuario-Generador que considere pertinentes teniendo en cuenta los parámetros técnicos, el tipo de usuario y la potencia que cada uno de estos tenga contratada.

ARTÍCULO 7°.- Sin reglamentar.

CAPÍTULO II - AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN

ARTÍCULO 8°.- Para la obtención de la autorización de conexión, el usuario interesado en instalar un Equipo de Generación Distribuida conectado a la red de distribución deberá seguir los procedimientos y cumplir con los requisitos que la Autoridad de Aplicación establezca para tal fin.

A tales efectos, dicho procedimiento contemplará:

1) Análisis de viabilidad de conexión en función de la red de distribución y las características de los Equipos de Generación Distribuida que se deseen instalar.

2) Verificación de la instalación realizada.

3) Celebración del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, instalación de Equipo de Medición bidireccional y conexión a la red de distribución.

A los efectos del artículo 8° de la Ley 27.424 y su modificatoria, se entenderá por Equipos Certificados, aquellos Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados que cumplan con los requisitos establecidos por la Autoridad de Aplicación, homologándolos para su instalación y funcionamiento bajo la modalidad distribuida, de acuerdo con los procedimientos que establezca con ese fin.

ARTÍCULO 9°.- La Autoridad de Aplicación establecerá los requisitos relativos a la evaluación técnica y de seguridad que el Distribuidor deberá realizar sobre la red de distribución, Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados que deban ser instalados, con carácter previo al otorgamiento de la autorización de conexión.

Los trabajos de instalación de los Equipos de Generación Distribuida se harán bajo responsabilidad del usuario y deberán ser llevados a cabo por instaladores calificados que reúnan los requisitos que la Autoridad de Aplicación determine necesarios a tal efecto.

ARTÍCULO 10.- Se entenderá por Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, al acuerdo de voluntades que vincula a los Distribuidores con los Usuarios-Generadores bajo el régimen establecido en la Ley N° 27.424 y su modificatoria y sus complementarias.

La Autoridad de Aplicación definirá los términos y condiciones generales del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida a suscribir entre el Usuario-Generador y el Distribuidor y establecerá el plazo máximo a partir de la aprobación técnica en el que deba celebrarse.

En los casos que el Usuario-Generador sea beneficiario de cualquier bonificación no contemplada en el régimen de la Ley N° 27.424 y su modificatoria y complementarias, el contrato deberá consignar esta situación. Dichas bonificaciones en ningún caso podrán ser solventadas con los fondos previstos para los distintos beneficios promocionales que se regulan en la Ley N° 27.424 y su modificatoria.

ARTÍCULO 11.- Celebrado el Contrato de Generación Eléctrica Distribuida y habilitada la conexión, la Autoridad de Aplicación emitirá el correspondiente Certificado de Usuario- Generador a los efectos de documentar el cumplimiento de los requerimientos establecidos para la Autorización de Conexión y la fecha de conexión del medidor bidireccional.

CAPÍTULO III - ESQUEMA DE FACTURACIÓN

ARTÍCULO 12.- El cálculo de compensación y la administración de la remuneración por la energía inyectada, a cargo de cada Distribuidor bajo el modelo de balance neto de facturación se ajustará a los lineamientos determinados en el artículo 12 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, de acuerdo con lo establecido a continuación:

a) El Distribuidor comprará, reconocerá y, en caso de corresponder, abonará al Usuario-Generador toda la energía que éste inyecte a la red de distribución generada a partir de fuentes renovables, en el marco del presente régimen. El Distribuidor realizará conjuntamente con la lectura de demanda de energía correspondiente, la lectura de inyección para su posterior reconocimiento en la factura conforme lo establecido en el presente artículo.

El cálculo de la compensación se efectuará conforme se establece en el inciso c) del presente artículo, reconociendo como Tarifa de Inyección al precio de compra de la energía eléctrica, incluida la tarifa de transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por parte del Distribuidor.

Para aquellos Usuarios-Generadores cuyo servicio contratado con el Distribuidor discrimine el precio de la energía dentro de su esquema tarifario en segmentos horarios, la inyección de energía eléctrica referida en el párrafo precedente les será reconocida y abonada de la forma y por los mecanismos establecidos en el inciso c) del presente artículo, liquidada al precio de cada banda horaria según corresponda.

b) Sin reglamentar.

c) La compensación conforme al inciso a) del presente artículo, que será valorizada en PESOS ($), deberá realizarse en la factura correspondiente al período en el cual se realizó la inyección. Los valores de demanda eléctrica e inyección de excedentes, relevados en la lectura realizada por el Distribuidor, deberán ser expresados y desglosados en la misma factura, reflejando, según corresponda, el precio de cada banda horaria tanto para la inyección como para la demanda.

De existir diferencias en la facturación de la energía inyectada, el Usuario-Generador podrá realizar el correspondiente reclamo ante el Distribuidor, otorgándosele a dicho reclamo idéntico tratamiento administrativo al establecido para los casos de reclamos por diferencias en la facturación de la demanda.

d) Si por la compensación descripta en el inciso c) del presente artículo resultare un crédito o saldo monetario a favor del Usuario-Generador en un determinado período de facturación, será automáticamente imputado en la facturación del período siguiente.

De persistir el crédito a favor del Usuario-Generador, ocurrida la reimputación de créditos antes referida, éste podrá solicitar la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en su cuenta de usuario. La oportunidad, forma y modalidad de pago de dichos créditos serán determinadas por la Autoridad de Aplicación, debiendo establecer que dichos pagos podrán efectuarse a través de medios electrónicos, y que, en el caso que el Usuario-Generador haya optado por la retribución de saldo favorable acumulado, el Distribuidor deberá liquidarlo y pagarlo en, al menos, dos instancias anuales fijas.

Si el Usuario-Generador no expresara su voluntad de cobrar la retribución de créditos, ni cederlo en los términos del inciso f) del presente artículo, los saldos favorables quedarán acumulados en su cuenta y serán imputados de la forma prescripta en el presente inciso, sin fecha de caducidad.

e) Sin reglamentar.

f) El Usuario-Generador podrá solicitar la transferencia de los créditos a favor que pudiera haber acumulado en su cuenta por la inyección de energía, conforme los procedimientos que la Autoridad de Aplicación establezca.

ARTÍCULO 12 BIS. - Las exenciones en el impuesto a las ganancias y en el impuesto al valor agregado, previstas en el artículo 12 BIS de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, con las limitaciones en él establecidas, resultarán de aplicación respecto de aquellas operaciones de inyección de energía eléctrica de generación distribuida, realizadas por el beneficiario a partir de la fecha de conexión del medidor bidireccional. La ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (en adelante, AFIP) será la encargada de dictar las normas que estime pertinentes a los fines de cumplimentar lo dispuesto.

CAPÍTULO IV - AUTORIDAD DE APLICACIÓN

ARTÍCULO 13.- La Autoridad de Aplicación podrá delegar el ejercicio de sus competencias en el marco de la Ley N° 27.424 y su modificatoria en una dependencia de rango no inferior a Subsecretaría.

ARTÍCULO 14.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 15 - El SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL y el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA no podrán ser alterados por las disposiciones jurisdiccionales, de conformidad con lo establecido en la Ley N° 24.065 y sus modificatorias.

CAPÍTULO V - FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LA GENERACIÓN

DISTRIBUIDA

ARTÍCULO 16.- El Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables, en adelante, el FODIS, se rige por las disposiciones de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, la presente reglamentación, y la normativa de implementación que dicte la Autoridad de Aplicación, por el contrato de fideicomiso respectivo y por la legislación aplicable.

La Autoridad de Aplicación podrá establecer, por el plazo que estime oportuno, mecanismos de reserva de asignación de fondos para los usuarios de las jurisdicciones que hayan adherido a la Ley N° 27.424 y su

modificatoria, tomando como base los siguientes criterios: tecnología, potencia, cantidad de usuarios del sistema eléctrico en cada jurisdicción o cualquier otro criterio que oportunamente considere pertinente.

ARTÍCULO 17.- El FODIS cumplirá con su objeto y finalidad, mediante la aplicación de los bienes fideicomitidos a:

i) el otorgamiento de incentivos no tributarios a la generación distribuida de energía renovable incluidos, a título enunciativo, la instrumentación de un precio adicional de incentivo a la energía inyectada o generada por el Beneficiario FODIS, según lo establecido por los artículos 21 y 27 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria y en el apartado c) del artículo 21 de la presente reglamentación, u otros incentivos que determine el Fiduciante y/o la Autoridad de Aplicación conforme el marco del contrato respectivo;

ii) beneficios a ser otorgados directa o indirectamente al Beneficiario FODIS, conforme se lo define en el artículo siguiente, ya sea para que pueda disponer de Equipos de Generación Distribuida incluidos, a título enunciativo, bonificación sobre el costo de capital para la adquisición actual o futura y por cualquier medio legal disponible o para la obtención de los sistemas de generación distribuida de fuente renovable, según lo establecido por el artículo 26 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria y en el apartado c) del artículo 21 de la presente reglamentación, u otros beneficios que determine el Fiduciante y/o la Autoridad de Aplicación conforme se establezca en el contrato respectivo;

iii) el otorgamiento de garantías o avales a favor de Beneficiarios FODIS o terceros tales como proveedores de equipamiento, proveedores de servicios, empresas de instalación de equipamiento de generación de energía de fuente renovable o proveedores de capital o financiamiento incluidas, a título enunciativo, entidades financieras o de crédito, que directa o indirectamente signifique un beneficio o una facilidad para el Usuario-Generador y favorezca la implementación de sistemas de generación distribuida. El otorgamiento de garantías o avales también podrá ser realizado mediante la contratación de seguros con la misma finalidad;

iv) la realización de aportes de capital o contribuciones a los Beneficiarios FODIS, para promover directa o indirectamente el desarrollo e implementación de generación distribuida;

v) el otorgamiento de préstamos, el financiamiento de cualquier modo permitido por la legislación aplicable incluidos, a título enunciativo, la adquisición de títulos, bonos, obligaciones negociables, certificados de deuda o participación en fideicomisos o cualquier otro mecanismo que directa o indirectamente implique otorgar financiamiento para la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables, según lo establecido en el apartado a) del artículo 21 de la presente reglamentación.

ARTÍCULO 18.- El objeto y finalidad del FODIS podrán ser cumplidos mediante la suscripción de los contratos y acuerdos específicamente contemplados en el artículo 17 de la presente reglamentación, mediante la suscripción de acuerdos de adhesión al FODIS o mediante cualquier otro instrumento que el ordenamiento legal permita.

Serán Beneficiarios FODIS quienes presenten proyectos de generación de energía en el punto de consumo a partir de fuentes renovables en línea con los objetivos establecidos en el artículo 2° de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, que resulten aprobados por las Autoridades del Fondo de acuerdo con lo que se establezca en el Contrato de Fideicomiso. Las características específicas del Beneficiario FODIS serán definidas en el Contrato de Fideicomiso que oportunamente se suscriba.

Los beneficiarios accederán a los beneficios promocionales siempre y cuando se verifiquen las condiciones técnicas, de seguridad y de certificación de equipos que establezca la Autoridad de Aplicación para cada tipo de beneficio, y no se presenten las situaciones previstas en el artículo 31 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria.

ARTÍCULO 19.- Los bienes fideicomitidos se rigen por las siguientes disposiciones:

a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional destinados al FODIS se depositarán según lo establezca la Autoridad de Aplicación, conforme los objetivos a cumplir, en una o más cuentas fiduciarias del FODIS destinadas a facilitar, financiar o instrumentar los beneficios promocionales establecidos en la Ley N° 27.424 y su modificatoria y la aplicación de los bienes fideicomitidos a los destinos establecidos en la misma y en la presente reglamentación. El FODIS podrá prever cuentas diferenciadas y/o fideicomisos diferenciados conforme lo previsto en el artículo 20 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, según los beneficios, propósitos o instrumentos a ser implementados.

Todos los recursos a ser destinados anualmente por el Tesoro Nacional serán integrados al FODIS como aporte del ESTADO NACIONAL en carácter de fiduciante.

El contrato de fideicomiso y la Autoridad de Aplicación establecerán las normas complementarias para la constitución, transferencia e incremento, en cuanto sea necesario, de los fondos para cubrir los gastos del

FODIS, así como su aplicación y desembolso a una cuenta del FODIS que contemple los gastos de dicho fondo.

b) Los montos que el FODIS cobre en concepto de intereses, multas, cargos, costos, gastos administrativos, mayores costos impositivos y cualquier otro que tenga derecho a cobrar en virtud de las financiaciones otorgadas, y/o instrumentos otorgados para cumplir con las finalidades del FODIS serán considerados bienes fideicomitidos.

c) Los derechos, garantías o seguros que el FODIS obtenga de los beneficiarios o terceros , relacionados directa o indirectamente con los beneficios promocionales otorgados o cualquier otro mecanismo o contrato en virtud del cual se aplicaren los bienes fideicomitidos del FODIS, también serán considerados bienes fideicomitidos.

d) El Fondo también podrá solicitar, de conformidad con la normativa vigente, contra garantías de entidades multilaterales, bancos internacionales, bancos de inversión o cualquier otra entidad.

e) El Fondo podrá solicitar, sujeto a las aprobaciones y procedimientos de conformidad con la normativa vigente, avales del ESTADO NACIONAL para contra-garantizar las fianzas o avales otorgados por el FODIS.

La Autoridad de Aplicación deberá comunicar al MINISTERIO DE HACIENDA, con anterioridad al 30 de junio de cada año, los recursos del Tesoro Nacional a destinar al FODIS estimados para el año siguiente en el marco de lo establecido en la Ley N° 27.424 y su modificatoria, a los efectos de su consideración en la Ley de Presupuesto correspondiente a dicho año.

A tal fin, la Autoridad de Aplicación utilizará la información de la incorporación de generación distribuida y su correspondiente ahorro en combustibles fósiles.

ARTÍCULO 20.- El FODIS podrá tener una o más cuentas fiduciarias para cumplir con diferentes destinos específicos o globales, pudiendo asimismo estructurar diferentes fideicomisos en el marco del programa global del FODIS para implementar los destinos específicos previstos en el artículo 20 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria.

Tales fideicomisos públicos también tendrán al ESTADO NACIONAL, a través de la Autoridad de Aplicación, como fiduciante y fideicomisario y al banco público seleccionado por el fiduciante como fiduciario. Dichos fideicomisos se regirán por lo establecido en la Ley N° 27.424 y su modificatoria, este decreto reglamentario, el respectivo contrato de fideicomiso y la legislación aplicable.

El FODIS y/o cualquiera de los Fideicomisos que se constituya en el marco del citado artículo 20 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, podrá conformar un Consejo u órgano consultivo con fines específicos o suscribir acuerdos de cooperación o asesoramiento para fines determinados para un mejor desempeño del FODIS y el cumplimiento de su objeto.

ARTÍCULO 21.- Los instrumentos previstos en el artículo 21 de la Ley N° 27.424 y su modificatoria se rigen por las siguientes disposiciones:

a) El otorgamiento de préstamos o cualquier mecanismo que directa o indirectamente implique otorgar financiamiento para la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables, según los parámetros que determine el FODIS, en línea con lo previsto en el apartado v) del artículo 17 de la presente reglamentación.

b) Las bonificaciones o subsidios de tasa de interés de créditos podrán realizarse directamente a los Beneficiarios FODIS o indirectamente a través de acuerdos con entidades financieras u otros proveedores de financiamiento, con quienes se acuerde un procedimiento de otorgamiento de créditos y subsidios o bonificaciones de tasa de interés, según los parámetros que determine el FODIS.

c) Tanto los incentivos a la inyección de energía como las bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida serán definidos teniendo en cuenta las distintas categorías previstas en el artículo 6° de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, las consideraciones técnicas y la normativa que dicte la Autoridad de Aplicación, conforme lo previsto en los apartados i) y ii) del artículo 17 de la presente reglamentación.

d) Los bienes fideicomitidos del FODIS podrán ser aplicados a financiar, llevar adelante y promocionar la difusión, investigación y desarrollo de tecnologías de todo tipo para implementar generación distribuida de fuente renovable.

ARTÍCULO 22.- Sin reglamentar.

ARTÍCULO 23.- El Contrato de Fideicomiso que instrumente el FODIS y los contratos que instrumenten los fondos fiduciarios públicos que se estructuren en el marco del FODIS, establecerán los procesos de

renuncia, reemplazo y remoción del Fiduciario, teniendo en cuenta principalmente el resguardo de los bienes fideicomitidos y el cumplimiento del objeto de tales fideicomisos.

ARTÍCULO 24 - Facúltase a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA a suscribir el Contrato de Fideicomiso con el banco público seleccionado, como así también a suscribir los contratos de fideicomisos públicos que se estructuren en el marco del artículo 20 de la Ley N° 27.424, eligiendo al fiduciario en cada caso.

CAPÍTULO VI - BENEFICIOS PROMOCIONALES

ARTÍCULO 25.- El otorgamiento de beneficios promocionales estará disponible para los Usuarios Generadores de las jurisdicciones que hubieran adherido íntegramente al régimen de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, siempre y cuando dichos interesados den cumplimiento a todos los requisitos generales, técnicos y de seguridad allí establecidos.

ARTÍCULO 26.- La Autoridad de Aplicación establecerá las condiciones y los procedimientos que deberán cumplirse para el otorgamiento de dichos beneficios promocionales en función de la categoría del Usuario-Generador y/o la tecnología utilizada, entre otros criterios que considere convenientes.

Los beneficios promocionales que se establezcan mediante bonificaciones sobre el costo de capital para la adquisición de Equipos de Generación Distribuida podrán otorgarse directamente a los Usuarios-Generadores, o bien instrumentarse indirectamente mediante acuerdos con entidades financieras o a través de acuerdos con proveedores de tales equipamientos para reducir su costo de adquisición.

Dichos beneficios podrán ser otorgados en forma anual, plurianual, consolidado o, de otro modo, según lo establezca la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 27.- La instrumentación de precios adicionales de incentivo podrá ser otorgada de forma anual, plurianual o consolidada y deberá seguir las pautas temporales, condiciones y valores que la Autoridad de Aplicación establezca.

ARTÍCULO 28.- La Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento por el cual los beneficiarios podrán solicitar el Certificado de Crédito Fiscal.

La Autoridad de Aplicación y la AFIP, cada una en el marco de sus respectivas competencias, regularán las formas y condiciones de emisión, utilización y los efectos derivados de su cancelación cuando hubiere sido utilizado para el pago de impuestos.

No podrá utilizarse el Certificado de Crédito Fiscal para cancelar obligaciones derivadas de la responsabilidad sustitutiva o solidaria de los contribuyentes por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención o percepción. Tampoco será aplicable el referido instrumento para cancelar gravámenes con destino exclusivo al financiamiento de fondos con afectación específica, deudas correspondientes al Sistema de Seguridad Social, ni deudas anteriores a su fecha de emisión y, en ningún caso, podrán generar saldos a su favor que den lugar a reintegros o devoluciones por parte del ESTADO NACIONAL.

La Autoridad de Aplicación podrá estimar el cálculo del monto del Certificado de Crédito Fiscal según la tecnología de energía renovable, la potencia instalada, el desplazamiento de combustible fósil, la vida útil del sistema de generación distribuida y cualquier otro criterio pertinente. El monto total del Certificado de Crédito Fiscal podrá ser susceptible de fraccionamiento, en los términos y en las condiciones que al efecto determine la Autoridad de Aplicación, en aquellos casos en que las circunstancias imperantes así lo justifiquen.

El beneficio procederá en relación con los montos facturados al Usuario-Generador por la adquisición de un sistema de generación distribuida. En ningún caso podrá aplicarse sobre montos que hubieran sido objeto de algún tipo de beneficio, bonificación o subsidio, en los términos de la Ley N° 27.424 y su modificatoria.

ARTÍCULO 29.- A los efectos de definir los requisitos de integración de valor agregado nacional, como así también determinar el listado y registro de equipos y partes homologados que cumplan con dichos requisitos, la Autoridad de Aplicación estará facultada para dictar conjuntamente las normas que resulten necesarias y/o celebrar convenios de colaboración con el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO, con otros organismos del sector público nacional con competencia en la materia y con las cámaras empresariales del sector industrial que considere conveniente, según corresponda.

Los beneficios diferenciales prioritarios que la Autoridad de Aplicación establezca se materializarán por medio de los incentivos y beneficios previstos en la Ley N° 27.424 y su modificatoria, la presente reglamentación y demás instrumentos que prevea el Contrato de Fideicomiso, y serán otorgados de la forma y bajo las condiciones que a esos efectos defina la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 30.- Los créditos y otros beneficios promocionales de la Ley N° 27.424 y sumodificatoria y sus normas complementarias podrán otorgarse durante el plazo de vigencia del régimen de promoción previsto en el artículo 30 de la citada ley.

ARTÍCULO 31.- Quienes soliciten acogerse al régimen de promoción e incentivo de la Ley N° 27.424 y su modificatoria deberán declarar bajo juramento que no se encuentran incluidos en alguna de las situaciones previstas en el artículo 31 de dicha ley, de conformidad con los requisitos establecidos en cada proceso de solicitud que establezca la Autoridad de Aplicación. La referida Autoridad de Aplicación podrá, según el procedimiento establecido en cada caso, suspender o revocar los beneficios, instrumentos e incentivos otorgados, como también solicitar la restitución de los mismos cuando el beneficiario incurra en alguna de las situaciones previstas en el artículo 31, sin perjuicio de otras causales de suspensión o revocación que procedan por incumplimiento de los requerimientos previstos en el régimen.

CAPÍTULO VII - RÉGIMEN DE FOMENTO DE LA INDUSTRIA NACIONAL

ARTÍCULO 32- El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO establecerá los requisitos, formalidades y reglamentaciones técnicas relativos al Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables, en adelante FANSIGED, creado por la Ley N° 27.424.

ARTÍCULO 33.- Se considerarán actividades de investigación, diseño y desarrollo en el marco del FANSIGED, a la asistencia técnica para la investigación y el desarrollo de nuevos prototipos o la incorporación de mejoras en el diseño del producto.

Se entenderá por actividad de certificación, también, a la realización de ensayos de normas técnicas.

Los bienes de capital a que hace referencia el artículo 33 de la Ley N° 27.424 deberán tratarse de inversiones en equipamiento en estado nuevo.

El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO establecerá los criterios de elegibilidad de las actividades comprendidas en el FANSIGED.

ARTÍCULO 34- El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO establecerá los requisitos y procedimientos que los interesados deberán cumplimentar para acogerse a los distintos instrumentos, incentivos y beneficios.

a) Certificado de Crédito Fiscal. El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO establecerá el procedimiento por el cual los beneficiarios podrán solicitar el Certificado de Crédito Fiscal. El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO y la AFIP, en el ámbito de sus respectivas competencias, regularán el valor del Certificado de Crédito Fiscal, las formas y condiciones de emisión, utilización y los efectos derivados de su cancelación cuando hubiere sido utilizado para el pago de impuestos.

b) Amortización acelerada del impuesto a las ganancias. El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO y el MINISTERIO DE HACIENDA, en el ámbito de sus respectivas competencias, determinarán los criterios de aplicación y demás condiciones para acceder al beneficio.

c) Devolución anticipada del impuesto al valor agregado. El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO y el MINISTERIO DE HACIENDA, en el ámbito de sus respectivas competencias, determinarán los criterios de aplicación y demás condiciones para acceder al beneficio.

d) Acceso a financiamiento de la inversión con tasas preferenciales. El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO dictará las normas complementarias que resulten necesarias.

e) Acceso al Programa de Desarrollo de Proveedores. El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO dictará las normas complementarias que resulten necesarias.

ARTÍCULO 35.- Las Micro, Pequeñas y Medianas empresas que cumplan con los requisitos previstos en la Ley N° 27.424 y su modificatoria y deseen adherir al FANSIGED deberán contar con el Certificado PyMe obtenido de acuerdo con los procedimientos previstos por la autoridad competente, y presentar la documentación correspondiente que acredite la facturación y la composición accionaria de la empresa.

ARTÍCULO 36- El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO establecerá los requisitos y procedimientos para la asignación del cupo fiscal y el beneficio del certificado de crédito fiscal correspondiente al FANSIGED.

ARTÍCULO 37.- El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO determinará los requerimientos de seguridad y calidad para el otorgamiento de los beneficios establecidos en el presente régimen.

CAPÍTULO VIII - RÉGIMEN SANCIONATORIO

ARTÍCULO 38.- Las penalidades a por el Ente Regulador Jurisdiccional.

CAPÍTULO IX - DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

ARTÍCULO 39. — Sin reglamentar.

ARTÍCULO 40. — Sin reglamentar.

DECRETO PEN N° 332/19

Publicación Boletín Oficial N° 34.107, del 06/05/2019

DECTO-2019-332-APN-PTE - Tasa de estadística.

BUENOS AIRES, 03/05/2019

VISTO el Expediente N° EX-2019-21903288-APN-DGD#MHA, la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, los Decretos Nros. 389 del 22 de marzo de 1995, 37 del 9 de enero de 1998, 108 del 11 de febrero de 1999 y 690 del 26 de abril de 2002 y la Resolución N° 270 del 28 de febrero de 1997 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 762 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones se estableció que la importación o la exportación, fuere definitiva o suspensiva, podrá estar gravada con una tasa ad valorem, por tal concepto denominada tasa de estadística.

Que mediante el artículo 1º de la Ley N° 23.664, modificatoria de la Ley N° 22.415, se dispuso que las mercaderías que se importasen o se exportasen bajo los regímenes de destinación definitiva de importación o exportación para consumo, estuviesen o no gravadas con derechos y las que se importasen o se exportasen temporariamente, abonarían en concepto de servicio de estadística una tasa del TRES POR CIENTO (3%), siendo de aplicación las disposiciones de los artículos 762 al 766 de la citada Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones.

Que a través del artículo 71 del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 2284 del 31 de octubre de 1991 se suprimió la tasa de estadística para las exportaciones establecida por el artículo 1° de la Ley N° 23.664 y su modificatoria.

Que mediante el Decreto N° 37 del 9 de enero de 1998 se redujo la tasa de estadística para las destinaciones alcanzadas por el tributo al CERO COMA CINCUENTA POR CIENTO (0,50 %).

Que a través del Decreto N° 108 del 11 de febrero de 1999 se establecieron montos máximos a abonar en concepto de la citada tasa.

Que han pasado más de VEINTE (20) años desde la reducción de la alícuota de la tasa de estadística y del establecimiento de su tope, mediante los decretos mencionados.

Que en estas DOS (2) décadas se han producido cambios tecnológicos, organizacionales y geopolíticos que modificaron sustancialmente el desarrollo de las tareas estadísticas sobre las importaciones.

Que las operaciones de comercio exterior requieren de actividades específicas del ESTADO NACIONAL, las cuales comprenden registraciones, cómputos, sistematizaciones, fiscalizaciones, habilitaciones y certificaciones, entre otras tareas.

Que, asimismo, los cambios regulatorios ocurridos en la REPÚBLICA ARGENTINA y en el comercio internacional en general obligaron a otros organismos del ESTADO NACIONAL, además de la DIRECCIÓN GENERAL DE ADUANAS de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA, a intervenir más activamente en las importaciones de mercaderías.

Que se exige la intervención del INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA AGROPECUARIA (INTA), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE AGROINDUSTRIA del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO, en toda importación que afecte áreas de su competencia, lo que se manifiesta en los controles fitosanitarios que se hacen a las mercaderías importadas.

Que también intervienen en las importaciones otros organismos tales como el SERVICIO NACIONAL DE SANIDAD Y CALIDAD AGROALIMENTARIA (SENASA), la ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE MEDICAMENTOS, ALIMENTOS Y TECNOLOGÍA MÉDICA (ANMAT) y el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (INTI).

Que los Organismos aludidos colaboran en la construcción de estadísticas cada vez más sofisticadas e interrelacionadas.

Que, en este sentido, en el año 2007 el HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN previó que se asignase el producido de la tasa de estadística, creada por la Ley N° 23.664 y sus modificaciones, al INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA AGROPECUARIA (INTA), al MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES Y CULTO y al Tesoro Nacional (cf., Ley 26.337, arts. 28 y 101; Ley N° 11.672 –t.o. 2014-, art. 105).

Que países como la REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY aplican, a sus importaciones, tasas con alícuotas superiores a las establecidas en la Ley N° 23.664 y sus modificaciones.

Que, en este sentido, en octubre de 2017 el Congreso de ese país estableció la cuantía de la tasa consular aplicable a sus importaciones en un TRES POR CIENTO (3%) intrazona (Mercosur) y en un CINCO POR CIENTO (5%) extrazona (cf., Ley N° 19.535, art. 265).

Que razones de equidad y política fiscal fundamentan que el sostenimiento de actividades concretas y determinadas realizadas por el Estado sea afrontado sustancialmente por quienes efectúan las operaciones que las motivan y no por la comunidad en su conjunto a través de rentas generales de la Nación.

Que, asimismo, el Gobierno Nacional se ha propuesto equilibrar las cuentas públicas y eliminar el déficit primario a partir del año 2019.

Que, en ese contexto, es necesario incrementar transitoriamente la alícuota de la tasa de estadística.

Que, además, es preciso eliminar diferenciaciones entre quienes tienen que soportar esos costos y atender a la magnitud de las tareas a desarrollar por parte del Estado y a la capacidad que tienen quienes realizan esas operaciones para contribuir a su financiamiento (cf., Fallos: 201:545, 234:663).

Que todo ello justifica la revisión transitoria tanto de la reducción de la alícuota aplicable como de sus montos máximos establecidos en la tabla anexa al Decreto N° 108 del 11 de febrero de 1999.

Que ha tomado intervención el Servicio Jurídico competente del MINISTERIO DE HACIENDA.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y por el artículo 764 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Establécese, hasta el 31 de diciembre de 2019, en un DOS COMA CINCO POR CIENTO (2,5%), la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, la cual resultará aplicable a las destinaciones definitivas de importación para consumo y a las destinaciones suspensivas de importación temporaria. El importe de la tasa de estadística no podrá superar los montos máximos establecidos en el Anexo (IF-2019-40361837-APN-SSPT#MHA) que forma parte integrante de este decreto.

ARTÍCULO 2°.- Las disposiciones establecidas en el artículo 2° del Decreto N° 389 del 22 de marzo de 1995, los Decretos Nros. 37 del 9 de enero de 1998 y 108 del 11 de febrero de 1999, los artículos 26 y 27 del Decreto N° 690 del 26 de abril de 2002 y la excepción al pago de la tasa de estadística dispuesta por el artículo 4° del Decreto N° 1330 del 30 de septiembre de 2004, quedan sin efecto hasta el 31 de diciembre de 2019.

ARTÍCULO 3°. - La presente medida comenzará a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 4°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. MACRI - Marcos Peña - Nicolas Dujovne

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Decreto se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 06/05/2019 N° 30335/19 v. 06/05/2019

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial).

Anexo

Operaciones de Importación – Base imponible	Monto máximo a percibir en concepto de tasa de estadística
menor a USD 10.000	USD 150
entre USD 10.000 y USD 100.000	USD 2.500
entre USD 100.000 y USD 1.000.000	USD 25.000
entre USD 1.000.000 y USD 5.000.000	USD 125.000
mayor a USD 5.000.000	USD 125.000

IF-2019-40361837-APN-SSPT#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número: IF-2019-40361837-APN-SSPT#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 2 de Mayo de 2019

Referencia: EX-2019-21903288-APN-DGD#MHA - Anexo

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 1 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.05.02 10:09:36 -03'00'

Juan Emilio Mariscal
Subsecretario
Subsecretaría de Política Tributaria
Ministerio de Hacienda

DECRETO PEN N° 476/19

Publicación Boletín Oficial N° 34.151, del 11/07/2019

DECTO-2019-476-APN-PTE - Decreto N° 531/2016. Modificación.

BUENOS AIRES, 10/07/2019

VISTO el Expediente Nº EX-2019-48600490-APN-DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los Decretos Nros. 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y 882 del 21 de julio de 2016, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, aprobado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente progresivamente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean éstas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que por medio del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 se reglamentaron las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que a través del Decreto N° 801 del 5 de septiembre de 2018 se efectuó un reordenamiento estratégico de los ministerios que integran la Administración Nacional y se asignó al MINISTERIO DE HACIENDA la competencia para supervisar la elaboración y ejecución de la política energética nacional, régimen de combustibles, estructuras arancelarias e investigación y desarrollo tecnológico en la materia.

Que el Decreto N° 958 del 25 de octubre de 2018 establece que la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA dependiente del MINISTERIO DE HACIENDA tiene como objetivo, entre otros, ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética, entre las que se encuentran la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

Que en atención a las modificaciones de la estructura organizativa mencionadas y con el fin de capitalizar la experiencia acumulada desde el dictado del Decreto N° 531/2016, es conveniente introducir modificaciones tendientes a simplificar el procedimiento a seguir por los titulares de proyectos de inversión en generación eléctrica de fuentes renovables para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y los beneficios promocionales correspondientes.

Que corresponde a la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191 evaluar y aprobar los proyectos de inversión y otorgar los beneficios promocionales correspondientes, respetando el cupo fiscal establecido al efecto en la ley de presupuesto de cada ejercicio fiscal.

Que en otro orden, es conveniente contemplar la posibilidad, excepcional, de que se celebren Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con sociedades estatales -sean del Estado Nacional, Provincial o de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES- o con sociedades vehículo de exclusiva propiedad de aquéllas, únicamente y siempre que sean titulares de los proyectos de inversión; las que por ser integrantes del sector público accedan a financiamiento bajo ciertas condiciones, con intervención del ESTADO NACIONAL, por operaciones crediticias negociadas directamente por las provincias o por la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, y se trate de proyectos de inversión con significativo impacto en el desarrollo local.

Que esta previsión tiene por fin aprovechar esas fuentes de financiamiento para la ejecución de proyectos que coadyuven al cumplimiento de los objetivos de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y contribuir al crecimiento socioeconómico de las zonas en las que se instalen.

Que, para esos casos, debe impedirse la cesión, tercerización o subcontratación del objeto del contrato, en todo o en parte a un tercero, con el fin de evitar que por su intermedio se desvirtúe el principio general establecido en el inciso 1) del artículo 12 del Anexo II al Decreto N° 531/2016, consistente en la realización de procedimientos de contratación públicos, competitivos y expeditivos, con reglas de aplicación general aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia, tal como se han desarrollado con notable éxito en el “Programa RenovAr”, implementado a partir de 2016 en cumplimiento de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191.

Que también corresponde establecer que, en los aludidos Contratos de Abastecimiento a ser suscriptos con sujetos del sector público en los términos mencionados precedentemente, los precios se establecerán en función de los precios resultantes de los procedimientos competitivos convocados con anterioridad por la Autoridad de Aplicación y las características del proyecto de que se trate, con el fin de asimilarlos a los precios de mercado.

Que los órganos competentes del MINISTERIO DE HACIENDA han tomado la intervención que les compete.

Que el servicio jurídico permanente de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente decreto se dicta en uso de las facultades conferidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL por los incisos 1 y 2 del artículo 99 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1°.- Sustitúyese el artículo 5° del Anexo I del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, por el siguiente:

“ARTÍCULO 5°.- Será Autoridad de Aplicación de la Ley N° 26.190, modificada por Ley N° 27.191, la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA, conforme lo establece el Decreto N° 958 del 25 de octubre de 2018, quien podrá delegar el ejercicio de sus competencias en una dependencia de rango no inferior a Subsecretaría.”

ARTÍCULO 2°.- Sustitúyese el artículo 8° del Anexo I del Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios, por el siguiente:

“ARTÍCULO 8°.- Beneficiarios y Procedimiento.

8.1. Beneficiarios. Podrán acceder al “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” establecido en el artículo 7° y siguientes de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, las personas humanas domiciliadas en la REPÚBLICA ARGENTINA y las personas jurídicas constituidas en la REPÚBLICA ARGENTINA que sean titulares de proyectos de inversión incluidos los proyectos de autogeneración y cogeneración y/o concesionarios de obras nuevas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables siempre que: (i) no hayan celebrado contratos bajo las Resoluciones Nros. 220 del 18 de enero de 2007, 712 del 9 de octubre de 2009 y 108 del 29 de marzo de 2011, todas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS para el mismo proyecto presentado para acceder al citado “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”, pudiendo, en cambio, acceder en el caso de que dicho proyecto no haya comenzado a ser construido y el contrato celebrado bajo las resoluciones mencionadas sea dejado sin efecto en las condiciones establecidas por la Autoridad de Aplicación; y (ii) hayan sido aprobados por la Autoridad de Aplicación y obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.

Los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 que desarrollen proyectos de inversión de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con el fin de cumplir con la obligación impuesta en la citada norma también podrán ser beneficiarios del “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” de acuerdo con las condiciones establecidas por la Autoridad de Aplicación.

Los titulares de proyectos de inversión respecto de los cuales se hayan celebrado contratos bajo las resoluciones citadas precedentemente, que hayan comenzado la Etapa de construcción, podrán ser beneficiarios del “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” siempre que acepten las modificaciones a los contratos celebrados que resulten necesarias para adaptarlos a los términos de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, del presente decreto y de las normas complementarias que en consecuencia se dicten, de acuerdo con lo que establezca la Autoridad de Aplicación.

8.2. Procedimiento. Para obtener el Certificado de Inclusión en el “RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES” y la asignación de los beneficios promocionales, los interesados deberán presentar ante la Autoridad de Aplicación la documentación que ésta determine.

La Autoridad de Aplicación podrá intercambiar información con la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA, y otros órganos y entes competentes en las materias involucradas, a los efectos de verificar el cumplimiento de los requisitos exigidos.

En los casos de los proyectos cuya fuente renovable de generación sean residuos, independientemente de la tecnología empleada, la Autoridad de Aplicación dará intervención a la Autoridad Nacional de Aplicación en materia ambiental, a los fines de que emita opinión sobre la elegibilidad del proyecto, en lo relativo a las materias propias de su competencia.

La Autoridad de Aplicación realizará la evaluación y aprobación de los proyectos de generación presentados y determinará la asignación de los beneficios promocionales para cada proyecto, consignando el monto del cupo fiscal total asignado a cada uno.

Los beneficios promocionales asignados a cada proyecto aprobado se detallarán en un Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, que será extendido por la Autoridad de Aplicación.

La Autoridad de Aplicación establecerá los requisitos y formalidades relativas a la presentación de las solicitudes y dictará las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias para el cumplimiento del régimen instituido por la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

La presentación de la solicitud para ser incluido en el "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES" implicará de parte del solicitante el pleno conocimiento y aceptación de las normas que integran el citado régimen."

ARTÍCULO 3°.- Sustitúyese el artículo 17 del Anexo I del Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios, por el siguiente:

"ARTÍCULO 17.- Reglamentario del artículo 6° de la Ley N° 27.191. A los efectos de la implementación de los beneficios correspondientes a la Segunda Etapa del "RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES", es aplicable lo dispuesto en los artículos 1° a 15 del presente Anexo, en lo que resulte pertinente, con las respectivas adaptaciones a los plazos, cuotas y porcentajes establecidos en el artículo 6° de la Ley N° 27.191.

El MINISTERIO DE HACIENDA determinará el cupo anual máximo a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar beneficios promocionales, sobre la base de la estimación que anualmente realice la Autoridad de Aplicación, en función de los proyectos de inversión a desarrollar para alcanzar los objetivos fijados en el artículo 8° de la Ley N° 27.191. Asimismo, previsionará el cupo anual de beneficios promocionales y gestionará su inclusión en la Ley de Presupuesto del año fiscal siguiente, de acuerdo con lo establecido precedentemente.

En caso de que el cupo correspondiente a cada período no sea utilizado en su totalidad, la Autoridad de Aplicación adoptará las medidas necesarias para que el excedente se traslade como saldo adicional al período siguiente."

ARTÍCULO 4°.- Sustitúyese el inciso 1) del artículo 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios, por el siguiente:

"1) El procedimiento de contratación será público, competitivo y expeditivo, con reglas de aplicación general aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia. Excepcionalmente, la Autoridad de Aplicación podrá instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), o al ente que designe, a celebrar Contratos de Abastecimiento con sociedades del Estado -sean del Estado Nacional, provincial o de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES- o con sociedades vehículo de exclusiva propiedad de aquéllas, únicamente, siempre que: a) sean titulares de los proyectos de inversión; b) por integrar el sector público, accedan a financiamiento otorgado por organismos multilaterales o regionales de crédito, por otros estados o por sus instituciones financieras, cuyo costo financiero sea inferior al que la REPÚBLICA ARGENTINA podría obtener en el mercado, con intervención del Estado Nacional como tomador del préstamo o garante por operaciones crediticias negociadas directamente por las provincias o la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, y c) se trate de proyectos de inversión con significativo impacto en el desarrollo local. En los Contratos de Abastecimiento celebrados con los sujetos del sector público mencionados, en las condiciones establecidas precedentemente, queda expresamente prohibida la cesión, tercerización o subcontratación del objeto del Contrato, en todo o en parte, a un tercero."

ARTÍCULO 5°.- Sustitúyese el inciso 3) del artículo 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios, por el siguiente:

"3) En los procedimientos de contratación públicos y competitivos que se desarrollen, en cada tecnología, las adjudicaciones de los contratos deberán favorecer las ofertas con el precio menos oneroso y el plazo de instalación más breve. En los Contratos de Abastecimiento a suscribir con sujetos del sector público, en los términos previstos en el inciso 1) de este artículo, los precios se establecerán en función de los precios

resultantes de los procedimientos públicos y competitivos convocados con anterioridad por la Autoridad de Aplicación y las características del proyecto de que se trate.”

ARTÍCULO 6°.- Establécese que todas las atribuciones asignadas por el Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios al ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA serán ejercidas por la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 7°.- El presente decreto entrará en vigencia a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 8°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. MACRI - Marcos Peña - Nicolas Dujovne

DECRETO PEN N° 548/19

Publicación Boletín Oficial N° 34.171, del 08/08/2019

DECTO-2019-548-APN-PTE - Decreto N° 332/2019. Modificación.

BUENOS AIRES, 07/08/2019

VISTO el Expediente N° EX-2019-67215404-APN-DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, 26.190 y 27.191 y el Decreto N° 332 del 3 de mayo de 2019, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, instituido por la Ley N° 26.190, modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica nacional hasta alcanzar el VEINTE POR CIENTO (20%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el Territorio Nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que con el fin de cumplir con los objetivos mencionados, la Autoridad de Aplicación de esas leyes implementó, a partir de 2016, el Programa RenovAr.

Que en el marco del Programa RenovAr se desarrollaron las Rondas 1, 1.5 y 2, en las cuales se han celebrado CIENTO CUARENTA Y TRES (143) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, por un total de CUATRO MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y TRES MEGAVATIOS (4.443 MW).

Que a través de la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Autoridad de Aplicación habilitó un régimen de excepción para la suscripción de nuevos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable respecto de proyectos comprometidos en contratos celebrados bajo regímenes anteriores, ajustando sus condiciones a las establecidas para la Ronda 1 del Programa RenovAr, con el fin de contribuir con el cumplimiento de los objetivos de las leyes citadas.

Que en los términos de la citada resolución se celebraron otros DIEZ (10) contratos por un total de QUINIENTOS MEGAVATIOS (500 MW).

Que mediante el Decreto N° 332/19 se estableció hasta el 31 de diciembre de 2019 en un DOS COMA CINCO POR CIENTO (2,5%), la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, cuyo importe no podrá superar los montos máximos establecidos en el Anexo al citado decreto, la cual resultará aplicable a las destinaciones definitivas de importación para consumo y a las destinaciones suspensivas de importación temporaria.

Que a fin de coadyuvar al desarrollo y concreción de los proyectos de generación eléctrica de fuente renovable mencionados, se estima adecuado establecer un monto máximo de QUINIENTOS DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD 500) a abonar en concepto de tasa de estadística cuando se trate de bienes de capital que se importen exclusivamente para ser utilizados en la construcción de los proyectos referidos.

Que han tomado intervención los Servicios Jurídicos competentes del MINISTERIO DE HACIENDA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y el artículo 764 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1°. - Incorpórase como segundo párrafo del artículo 1° del Decreto N° 332/19, el siguiente:

“Cuando se trate de bienes de capital que se importen exclusivamente para ser utilizados en la construcción de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable comprometidos en contratos de abastecimiento celebrados en el marco de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y de la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el monto máximo a

abonar no podrá superar la suma de DÓLARES ESTADOUNIDENSES QUINIENTOS (USD 500). La Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, o aquella que esta designe, informará a la DIRECCIÓN GENERAL DE ADUANAS dependiente de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA, la nómina de los sujetos que han celebrado esos contratos y determinará el modo en que se comprobará la afectación mencionada, sin perjuicio de las competencias de esta última.”

ARTÍCULO 2°. - La presente medida comenzará a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 3°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. MACRI - Marcos Peña - Nicolas Dujovne - Dante Sica

DECRETO PEN N° 554/19

Publicación Boletín Oficial N° 34.173, del 12/08/2019

DECTO-2019-554-APN-PTE - Licitación Pública Nacional e Internacional. Prórroga de jurisdicción.

BUENOS AIRES, 12/08/2019

VISTO el Expediente N° EX-2019-37822503-APN-DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 27.328 y su modificatoria y 27.431 y su modificatoria, los Decretos Nros. 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios, y 153 del 23 de febrero de 2018 y su modificatorio, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley N° 27.328 y su modificatoria, reglamentada mediante el Decreto N° 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios, se estableció el régimen relativo a los contratos de participación público-privada, definiéndolos en su artículo 1° como aquellos celebrados entre los órganos y entes que integran el Sector Público Nacional con el alcance previsto en el artículo 8º de la Ley N° 24.156 y sus modificatorias (contratante) y sujetos privados o públicos en los términos que establece la citada Ley N° 27.328 (contratistas), con el objeto de desarrollar proyectos en los campos de infraestructura, vivienda, actividades y servicios, inversión productiva, investigación aplicada y/o innovación tecnológica.

Que en el inciso x) del artículo 9° de la Ley N° 27.328 y su modificatoria se dispone que en caso de optarse por la vía del arbitraje para solucionar las controversias que excedan cuestiones de índole técnica, interpretativa o patrimonial, deberá incluirse la respectiva cláusula arbitral de conformidad con lo establecido en esa ley y que el PODER EJECUTIVO NACIONAL deberá informar inmediatamente al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN, en caso de que se optase por el arbitraje con prórroga de jurisdicción.

Que asimismo, en el artículo 25 de la mencionada ley se establece que para todas las controversias que eventualmente pudiesen surgir con motivo de la ejecución, aplicación y/o interpretación de los contratos, los pliegos de bases y condiciones y la documentación contractual correspondiente se podrá determinar la posibilidad de establecer mecanismos de avenimiento y/o arbitraje.

Que el inciso 4 del artículo 25 del Anexo I al Decreto N° 118/17 y sus modificatorios, establece que, en caso de optarse por arbitraje que tenga sede fuera del territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA por tratarse de contratistas de proyectos de participación púbico-privada que tengan accionistas extranjeros, la respectiva cláusula arbitral o el contrato de arbitraje deberán ser aprobados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, debiendo esa aprobación ser comunicada por el Jefe de Gabinete de Ministros al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

Que por el artículo 60 de la Ley N° 27.431 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2018 y su modificatoria se creó el Fideicomiso de Participación Público-Privada (Fideicomiso PPP), y se dispuso que podrá constituirse mediante un único fideicomiso y/o a través de distintos fideicomisos individuales denominados “Fideicomisos Individuales PPP”, estableciéndose asimismo que, a todos los efectos de la Ley Nº 27.328 y su modificatoria, el contrato de Fideicomiso PPP y/o de los Fideicomisos Individuales PPP, los acuerdos de adhesión al Fideicomiso PPP y/o a los Fideicomisos Individuales PPP u otros contratos complementarios podrán integrar la documentación contractual de los contratos de participación público-privada que se celebren en el marco de la citada Ley N° 27.328 y normas concordantes.

Que mediante el Decreto N° 153 del 23 de febrero de 2018 y su modificatorio se reglamentó el Fideicomiso PPP, disponiéndose en su artículo 6° que cualquier controversia que pudiese surgir con motivo de la ejecución, aplicación y/o interpretación del contrato de Fideicomiso PPP, de los contratos de Fideicomisos Individuales PPP, del convenio de adhesión al fideicomiso, de los certificados, valores negociables, títulos valores, actas, instrumentos o títulos de reconocimiento de inversión que sean emitidos por estos últimos, en tanto integrantes de la documentación contractual de cada proyecto a ser desarrollado mediante el contrato de participación público-privada celebrado de conformidad con lo establecido por la Ley N° 27.328 y lo previsto en el artículo 60 de la Ley N° 27.431, podrá ser resuelta mediante arbitraje.

Que conforme con el citado artículo 6°, en caso de optarse por un arbitraje que tenga sede fuera del territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA -por tratarse de un beneficiario residente en el exterior-, la respectiva cláusula arbitral o el contrato de arbitraje deberán ser aprobados en forma expresa e indelegable por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que por medio de la Resolución N° 81 del 7 de marzo de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía del MINISTERIO DE HACIENDA, entre otros extremos, se aprobó el Pliego de Bases y Condiciones, el modelo de Contrato de Participación Público-Privada y sus Anexos y se convocó a la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Proyecto de Participación Público-Privada denominado “Líneas de Transmisión –

Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV".

Que en el modelo de Contrato de Participación Público-Privada aprobado por la mencionada resolución se prevé que frente a determinadas controversias resultantes de ese contrato, sus anexos y restante documentación, podrá optarse por el arbitraje con prórroga de jurisdicción.

Que por lo expuesto corresponde aprobar, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional convocada por la citada Resolución N° 81/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía del MINISTERIO DE HACIENDA, la cláusula que prevé al arbitraje con prórroga de jurisdicción como mecanismo de solución de controversias en los modelos de: (i) Contrato de Participación Público-Privada que se suscribirá entre el Ente Contratante y quien resulte adjudicatario, (ii) Acuerdo y Reglamento del Fideicomiso Marco PPP -Ley N° 27.431 y su modificatoria-, (iii) Contrato de Fideicomiso PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, (iv) Convenio de Adhesión al Fideicomiso PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, y (v) en los Títulos de Pago por Inversión (TPI) que emitirá el Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, de acuerdo a lo previsto en las leyes y decretos antes mencionados.

Que la prórroga de jurisdicción a favor de tribunales arbitrales extranjeros con sede en un Estado que sea parte en la Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras (Nueva York, 1958), no implicará renuncia a la inmunidad de ejecución por la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del MINISTERIO DE HACIENDA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta de conformidad con lo establecido en el artículo 99, inciso 1 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, y en el artículo 25, segundo párrafo, de la Ley N° 27.328.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional convocada por la Resolución N° 81 del 7 de marzo de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía del MINISTERIO DE HACIENDA, la inclusión en el Contrato de Participación Público-Privada que se suscribirá entre el Ente Contratante y quien resulte adjudicatario, en el Acuerdo y Reglamento del Fideicomiso Marco PPP -Ley N° 27.431 y su modificatoria-, en el Contrato de Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, en el Convenio de Adhesión al Contrato de Fideicomiso PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, y en los Títulos de Pago por Inversión (TPI) que emitirá el Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I, de cláusulas que establezcan la prórroga de jurisdicción a favor de tribunales arbitrales extranjeros con sede en un Estado que sea parte en la Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras (Nueva York, 1958), en los casos en que los contratistas del proyecto de participación púbico-privada tengan accionistas extranjeros, que posean el porcentaje societario mínimo establecido en el pliego, o en los casos en que el o los beneficiarios del Fideicomiso Individual PPP Transmisión Eléctrica Etapa I sean residentes en el exterior.

ARTÍCULO 2°. - Establécese que la prórroga de jurisdicción que se aprueba por el artículo 1° no implicará renuncia alguna de la REPÚBLICA ARGENTINA, con relación a la ejecución de los bienes que se detallan a continuación:

a) Cualquier reserva del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA.

b) Cualquier bien perteneciente al dominio público localizado en el territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA, incluyendo los comprendidos por los artículos 234 y 235 del Código Civil y Comercial de la Nación.

c) Cualquier bien localizado dentro o fuera del territorio argentino que preste un servicio público esencial.

d) Cualquier bien (sea en la forma de efectivo, depósitos bancarios, valores, obligaciones de terceros o cualquier otro medio de pago) de la REPÚBLICA ARGENTINA, sus agencias gubernamentales y otras entidades gubernamentales relacionadas con la ejecución del presupuesto, dentro del alcance de los artículos 165 a 170 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

e) Cualquier bien alcanzado por los privilegios e inmunidades de la Convención de Viena sobre Relaciones Diplomáticas de 1961 y la Convención de Viena sobre Relaciones Consulares de 1963, incluyendo, pero no limitándose a bienes, establecimientos y cuentas de las misiones argentinas.

f) Cualquier bien utilizado por una misión diplomática, gubernamental o consular de la REPÚBLICA ARGENTINA.

g) Impuestos y/o regalías adeudadas a la REPÚBLICA ARGENTINA y los derechos de la REPÚBLICA ARGENTINA para recaudar impuestos y/o regalías.

h) Cualquier bien de carácter militar o bajo el control de una autoridad militar o agencia de defensa de la REPÚBLICA ARGENTINA.

i) Cualquier bien que forme parte de la herencia cultural de la REPÚBLICA ARGENTINA.

j) Los bienes protegidos por cualquier ley de inmunidad soberana que resulte aplicable.

ARTÍCULO 3°.- Comuníquese al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. MACRI - Marcos Peña - Nicolas Dujovne

e. 12/08/2019 N° 58796/19 v. 12/08/2019

DECRETO PEN N° 99/19

Publicación Boletín Oficial N° 34.272, del 28/12/2019

DCTO-2019-99-APN-PTE - Ley N° 27.541. Reglamentación.

BUENOS AIRES, 27/12/2019

VISTO el Expediente N° EX-2019-113286170-APN-DGD#MHA, la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, el Título VI de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, de Impuesto sobre los Bienes Personales, el Título VI de la Ley N° 27.430, los Capítulos 3, 5, 6 y 9 del Título IV y el Título V, de la Ley N° 27.541 y los Decretos Nros. 389 del 22 de marzo de 1995, 37 del 9 de enero de 1998, 108 del 11 de febrero de 1999, 690 del 26 de abril de 2002, 759 del 16 de agosto de 2018, 1.201 del 28 de diciembre de 2018 y 361 del 17 de mayo de 2019, y

CONSIDERANDO:

Que por medio del Título VI de la Ley N° 27.430 se introdujeron ciertas modificaciones en materia de recursos de la seguridad social y, en particular, a lo previsto en los Decretos Nros. 814 del 20 de junio de 2001 y sus modificatorios y 1.009 del 13 de agosto de 2001.

Que a través del Decreto N° 759 del 16 de agosto de 2018 se reglamentaron tales disposiciones.

Que mediante el artículo 26 de la Ley N° 27.541 se derogaron los decretos mencionados en el primer Considerando, así como también se establecieron nuevas regulaciones sobre la misma materia.

Que, por tal motivo, se torna necesario adecuar las disposiciones reglamentarias al nuevo régimen legal aplicable.

Que por otra parte, el Capítulo 5 del Título IV de la Ley N° 27.541 también efectuó cambios en el Título VI de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, de Impuesto sobre los Bienes Personales.

Que en ese sentido, modificó el nexo de vinculación “domicilio” del sujeto del tributo por el de “residencia” reglado de conformidad a lo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Que, asimismo, se incorporó la posibilidad de fijar alícuotas diferenciales para gravar los bienes situados en el exterior pudiendo disminuirlas cuando se verifique su repatriación.

Que por estas razones, cabe establecer las pautas que deben seguirse a los fines de definir el alcance de la condición de “residencia” y el concepto de “repatriación”, como así también, fijar las referidas alícuotas diferenciales.

Que en lo que respecta al Capítulo 6 del Título IV de la Ley N° 27.541, este incorporó el denominado “Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)”.

Que corresponde en esta instancia brindar precisiones con relación a las operaciones alcanzadas por el tributo a las que hace referencia su artículo 35, además de suspender, en esta oportunidad, de su pago, a la adquisición de servicios de transporte terrestre, de pasajeros, con destino a países limítrofes a fin de no afectar el poder adquisitivo de los sectores más vulnerables para facilitar su desplazamiento.

Que debido a que determinados servicios digitales indicados en el inciso m), apartado 21, inciso e) del artículo 3°, de la Ley de Impuesto al Valor Agregado, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, se encuentran gravados por este tributo, es necesario fijar una alícuota reducida.

Que en lo que hace a la tasa de estadística, el artículo 49 de la Ley N° 27.541, establece su alícuota, hasta el 31 de diciembre de 2020, en un TRES POR CIENTO (3%), la que resultará aplicable a las destinaciones definitivas de importación para consumo, con excepción de aquellas destinaciones registradas en el marco de Acuerdos Preferenciales suscriptos por la REPÚBLICA ARGENTINA que específicamente contemplen una exención o aquellas que incluyan mercaderías originarias de los Estados Partes del MERCOSUR.

Que el mencionado artículo, asimismo, faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a disponer, por razones justificadas, exenciones para el pago de dicha tasa cuando se trate de una actividad específica que tenga como objeto, entre otras, finalidades de ciencia, tecnología e innovación, la promoción de desarrollo económico o la generación de empleo.

Que, por otra parte, como resultado del procedimiento que oportunamente se llevó a cabo ante la ORGANIZACIÓN MUNDIAL DEL COMERCIO -OMC- a fin de que nuestro país ajustara su legislación sobre tasa de estadística a lo dispuesto en el Artículo VIII del ACUERDO GENERAL SOBRE ARANCELES ADUANEROS Y COMERCIO -GATT- de 1994, para que el porcentaje ad valorem de esta se limite al costo

aproximado del servicio estadístico prestado respecto de las importaciones, se asumió el compromiso de establecer un límite en valor absoluto a las sumas de dinero cobradas por tal concepto, por lo que deviene necesario fijar montos máximos para el pago de dicho tributo.

Que el Decreto N° 361 de fecha 17 de mayo de 2019 estableció hasta el 31 de diciembre de 2019 en un CERO POR CIENTO (0%) la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, aplicable a ciertos bienes de capital y a las destinaciones suspensivas de importación temporaria.

Que, dadas las particularidades de ciertos sectores de la economía y de las características de las mercaderías, sus finalidades y/o procesos a los cuales son afectadas, corresponde mantener las excepciones al pago de dicha tasa otorgadas por normas especiales y, asimismo, prorrogar la vigencia del citado Decreto N° 361/19.

Que el artículo 52 de la Ley N° 27.541 estableció que los derechos de exportación aplicables a las exportaciones de las prestaciones de servicios no podrán superar el CINCO POR CIENTO (5%).

Que, por ese motivo, deben efectuarse adecuaciones en el texto del Decreto N° 1.201 del 28 de diciembre de 2018 que fijó ese derecho en un DOCE POR CIENTO (12%) con un límite de PESOS CUATRO ($ 4) por cada dólar estadounidense determinado de conformidad con lo previsto en el segundo párrafo del artículo 735 y concordantes de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones.

Que los Servicios jurídicos competentes han tomado la intervención que les corresponde.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las atribuciones conferidas por el artículo 99 incisos 1 y 2 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL y por los artículos 10, 755, 764 y 765 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, 25 del Título VI de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones y 41, 49 y 52 de la Ley N° 27.541.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

TÍTULO I

SEGURIDAD SOCIAL

CONTRIBUCIONES PATRONALES

ARTÍCULO 1°.- A efectos de evaluar el límite para la categorización como empresa mediana tramo 2 a que hace referencia el inciso a) del artículo 19 de la Ley N° 27.541 los empleadores pertenecientes al sector privado cuya actividad principal, de acuerdo con lo allí dispuesto, encuadre en el sector “Servicios” o en el sector “Comercio” -con excepción de los comprendidos en las Leyes Nros. 23.551, 23.660 y 23.661 y sus correspondientes modificatorias- deberán considerar, en todos los casos, el tope de ventas totales anuales que, para el sector en el que estén encuadrados, se encuentre fijado en el Anexo IV de la Resolución de la entonces SECRETARÍA DE EMPRENDEDORES Y DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA N° 220 del 12 de abril del 2019 y su modificatoria o la que en el futuro la reemplace.

De no superarse los referidos topes, tales empleadores quedarán comprendidos en el inciso b) del artículo 19 de la mencionada ley, debiendo acreditar dicha condición con el certificado que emita la SECRETARÍA DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA Y LOS EMPRENDEDORES del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO. La ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA, podrá excluir a determinadas actividades de la obligación de contar con el referido certificado o admitir otras modalidades de acreditación, cuando las características particulares impidan acreditar de tal modo la mencionada condición.

A estos fines, las ventas totales anuales serán calculadas en función de lo previsto en el artículo 5° de la resolución mencionada en el primer párrafo de este artículo o la que en el futuro la reemplace.

ARTÍCULO 2º.- Las alícuotas adicionales previstas en regímenes previsionales diferenciales o especiales deberán aplicarse sobre la base imponible que corresponda sin considerar las detracciones reguladas en los artículos 22 y 23 de la Ley N° 27.541.

Lo dispuesto en el párrafo anterior también resultará de aplicación para el cálculo de los conceptos adicionales a los previstos en el artículo 19 de esa misma ley, por los que los empleadores del Régimen legal de trabajo para el personal de la Industria de la Construcción establecido por la Ley N° 22.250, su modificatoria y complementaria, deben contribuir conforme a las normas específicas que regulan la actividad.

ARTÍCULO 3º.- La ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA dispondrá el modo de practicar la detracción regulada en el artículo 22 de la Ley N° 27.541.

En aquellos casos en que, por cualquier motivo, corresponda aplicar la referida detracción en función de los días trabajados, se considerará que el mes es de TREINTA (30) días.

Cuando se trate de contratos de trabajo a tiempo parcial a los que les resulte aplicable el artículo 92 ter de la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744, t.o. 1976, y sus modificatorias, el monto de la citada detracción será proporcional al tiempo trabajado no pudiendo superar el equivalente a las DOS TERCERAS (2/3) partes del importe que corresponda a un trabajador de jornada completa en la actividad.

ARTÍCULO 4º.- La detracción indicada en el artículo 23 de la Ley N° 27.541 se practicará sobre la base imponible que corresponda por la totalidad de los trabajadores comprendidos en el artículo 22 de esa misma ley, luego de la detracción a la que se refiere este último artículo, hasta su agotamiento, sin que el excedente pueda trasladarse a períodos futuros.

La ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA fijará el modo en que se determinará la magnitud de la detracción del artículo 23 para las situaciones que ameriten una consideración especial.

ARTÍCULO 5º.- Las disposiciones del Capítulo 3 del Título IV de la Ley N° 27.541 se aplicarán a los empleadores comprendidos, o que en un futuro se incorporen, en el régimen de sustitución de aportes y contribuciones emergentes de Convenios de Corresponsabilidad Gremial suscriptos en el marco de la Ley N° 26.377.

La SECRETARÍA DE SEGURIDAD SOCIAL del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL, en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley N° 26.377, dictará las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias para contemplar tales disposiciones en la determinación o adecuación de la tarifa sustitutiva de las cotizaciones sociales a incluir en los Convenios de Corresponsabilidad Gremial.

ARTÍCULO 6º.- La opción a que se hace referencia en el último párrafo del artículo 169 de la Ley N° 27.430 se entenderá referida a las disposiciones del artículo 22 de la Ley N° 27.541 y de ejercerse para la totalidad de los trabajadores comprendidos en este último artículo, implicará también el acceso a la detracción prevista en el artículo 23 de la última ley mencionada.

La ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA establecerá los requisitos, plazos y demás condiciones vinculados con el ejercicio de la referida opción.

El ejercicio de la opción, respecto de cada una de las relaciones laborales vigentes con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la Ley N° 27.430, será definitivo, no pudiendo volver a incluirse la relación laboral de que se trate en las disposiciones de la Ley N° 26.940.

ARTÍCULO 7°.- Derógase el Decreto N° 759 del 16 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 8°.- Las presentes disposiciones surtirán efecto para las obligaciones de determinación e ingreso de las contribuciones patronales con destino al Sistema Único de la Seguridad Social cuyo vencimiento opere a partir del día de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541.

TÍTULO II

IMPUESTO SOBRE LOS BIENES PERSONALES

ARTÍCULO 9°.- Los sujetos indicados en el inciso a) del artículo 17 del Título VI de la Ley N° 23.966, t.o. en 1997 y sus modificatorias, de Impuesto sobre los Bienes Personales, deberán calcular el gravamen a ingresar dispuesto en el segundo párrafo del artículo 25, conforme la siguiente tabla:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de $	a $	
0	3.000.000, inclusive	0,70
3.000.000	6.500.000, inclusive	1,20
6.500.000	18.000.000, inclusive	1,80
18.000.000	En adelante	2,25

ARTÍCULO 10.- Se entenderá por repatriación, a los fines del segundo párrafo del artículo 25 de la ley referida en el artículo precedente, al ingreso al país, hasta el 31 de marzo de cada año, inclusive, de: (i) las tenencias de moneda extranjera en el exterior y, (ii) los importes generados como resultado de la realización de los activos financieros pertenecientes a las personas humanas domiciliadas en el país y las sucesiones indivisas radicadas en el mismo.

ARTÍCULO 11.- Quedan exceptuados del pago del gravamen al que hace referencia el artículo 9° de este decreto, los sujetos que hubieren repatriado activos financieros a la fecha señalada en el artículo anterior, que representen, por lo menos un CINCO POR CIENTO (5%) del total del valor de los bienes situados en el exterior.

El beneficio se mantendrá en la medida que esos fondos permanezcan depositados hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se hubiera verificado la repatriación, en entidades comprendidas en el régimen de la Ley N° 21.526 y sus modificatorias, a nombre de su titular.

En aquellos casos en que no corresponda el ingreso del importe de la alícuota diferencial a que hace referencia el segundo párrafo del artículo 25 de la ley, el gravamen a ingresar en los términos de su primer párrafo deberá incluir el valor total de los bienes sujetos al impuesto, excepto los comprendidos en el artículo sin número incorporado a continuación de aquel.

En caso de corresponder la devolución, ésta procederá hasta un monto equivalente al que exceda al incremento de la obligación que hubiera correspondido ingresar de haber tributado los activos del exterior a la escala progresiva comprendida en el primer párrafo del artículo 25 del Título VI de la Ley N° 23.966, t.o. en 1997 y sus modificatorias, de Impuesto sobre los Bienes Personales.

ARTÍCULO 12.- Facúltase a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA, para establecer la forma, el plazo y las condiciones para el ingreso y/o devolución del impuesto mencionado en el presente decreto, como así también para disponer el decaimiento de los beneficios establecidos en el artículo 11 cuando en uso de sus facultades detecte el incumplimiento de las condiciones establecidas en la presente norma.

El mencionado organismo también será el encargado de dictar las normas operativas que resulten necesarias en virtud de las disposiciones previstas en el artículo 30 de la Ley N° 27.541.

ARTÍCULO 13.- Toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al impuesto sobre los bienes personales, debe entenderse referida a “residencia” de conformidad a lo previsto en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

TÍTULO III

IMPUESTO PARA UNA ARGENTINA INCLUSIVA Y SOLIDARIA (PAÍS)

ARTÍCULO 14.- Las operaciones comprendidas en los incisos b) y c) del artículo 35 de la Ley N° 27.541 están alcanzadas por el impuesto allí previsto, cualquiera sea el medio de pago con el que sean canceladas.

ARTÍCULO 15.- Quedan comprendidas en los términos del inciso d) del artículo 35 de la Ley N° 27.541, las adquisiciones de servicios en el exterior contratadas a través de agencias de viajes y turismo -mayoristas y/o minoristas- del país cuando fueran canceladas en efectivo y no estén alcanzadas por los incisos b) y c) de ese artículo, en la medida en que para su cancelación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes.

ARTÍCULO 16.- Quedan comprendidas en los términos del inciso e) del artículo 35 de la Ley N° 27.541, las adquisiciones de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática, de pasajeros con destino fuera del país, contratados a través de empresas del país, cuando fueran canceladas en efectivo y no estén alcanzadas por los incisos b) y c) de ese artículo, en la medida en que para su cancelación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes.

ARTÍCULO 17.- Establécese que cuando las operaciones comprendidas en el artículo 35 de la Ley N° 27.541 constituyan servicios incluidos en el inciso m) del apartado 21 del inciso e) del artículo 3° de la Ley de Impuesto al Valor Agregado, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, la alícuota prevista en el primer párrafo del artículo 39 de la norma legal indicada en primer término, será del OCHO POR CIENTO (8%).

ARTÍCULO 18.- Suspéndase el pago del impuesto previsto en el artículo 35 de la Ley N° 27.541 para la adquisición de servicios de transporte terrestre, de pasajeros, con destino a países limítrofes.

ARTÍCULO 19.- El impuesto previsto en el Capítulo 6 del Título IV de la Ley N° 27.541 resultará de aplicación a partir de la entrada en vigencia de esa Ley, de conformidad con lo previsto en el artículo 87 de esa norma legal.

TÍTULO IV

TASA DE ESTADÍSTICA

ARTÍCULO 20.- Establécese que, hasta el 31 de diciembre de 2020, el importe de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones, aplicable, de conformidad con el artículo 49 de la Ley N° 27.541, a las destinaciones definitivas de importación para consumo, no podrá superar los siguientes montos máximos:

BASE IMPONIBLE	MONTO MÁXIMO A PERCIBIR EN CONCEPTO DE TASA DE ESTADÍSTICA
Menor a U$D 10.000, inclusive	U$D 180
Entre U$D 10.000 y U$D 100.000 inclusive	U$D 3.000
Entre U$D 100.000 y U$D 1.000.000 inclusive	U$D 30.000
Mayor a U$D 1.000.000	U$D 150.000

ARTÍCULO 21.- Mantiénense las excepciones al pago de la tasa de estadística para todas las operaciones que, en virtud de normas especiales, se encuentren alcanzadas por dicho beneficio, incluyendo las contempladas en el artículo 2° del Decreto N° 389 del 22 de marzo de 1995 y sus modificatorios y los artículos 26 y 27 del Decreto N° 690 del 26 de abril de 2002 y sus modificatorios.

ARTÍCULO 22.- Prorrógase, hasta el 31 de diciembre de 2020, la vigencia de los incisos a) y b) del artículo 1° del Decreto N° 361 del 17 de mayo de 2019.

ARTÍCULO 23.- Suspéndese, hasta el 31 de diciembre de 2020, la vigencia de los Decretos Nros. 37 del 9 de enero de 1998 y 108 del 11 de febrero de 1999.

TÍTULO V

DERECHOS DE EXPORTACIÓN

ARTÍCULO 24.- Sustitúyese el artículo 1° del Decreto N° 1.201 del 28 de diciembre de 2018, por el siguiente:

“ARTÍCULO 1°.- Fíjase, hasta el 31 de diciembre de 2021, un derecho de exportación del CINCO POR CIENTO (5%) a la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones.”

ARTÍCULO 25.- Derógase el artículo 2° del Decreto N° 1.201 del 28 de diciembre de 2018.

TÍTULO VI

DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 26.- Las disposiciones del presente decreto entrarán en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial, con excepción del Título I, que comenzará a regir de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 8°, del Título III, que lo hará de acuerdo a lo señalado en el artículo 19 y de los Títulos IV y V que comenzarán a regir el 1º de enero de 2020.

ARTÍCULO 27.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. FERNÁNDEZ - Santiago Andrés Cafiero - Martín Guzmán - Matías Sebastián Kulfas - Claudio Omar Moroni

Normativa del Año 1992

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA 61/92

Organización del Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista. Agentes Reconocidos. Organización. Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sanciones por Falta de Pago. Disposiciones Transitorias. Ámbito de aplicación y vigencia.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 53/92

Modifica Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 137/92

Modifica Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 163/92

Modifica Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 164/92

Incorpora el Anexo 24: Sistema de Medición Comercial del MEM (SMEC) a Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA 61/92

Organización del Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista. Agentes Reconocidos. Organización. Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sanciones por Falta de Pago. Disposiciones Transitorias. Ámbito de aplicación y vigencia.

Bs. As., 29/4/92

VISTO la Ley Nº 24.065 del 16 de enero de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que conforme a los dispuesto en el Artículo Nº 36 de la Ley Nº 24.065, se encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que el Artículo Nº 35 de la misma Ley establece que esta Secretaría determinará las normas a las que se ajustará el Organismo Encargado de Despacho para cumplir sus funciones.

Que desde la puesta en vigencia de la Resolución Ex-Subsecretaría de Energía Eléctrica Nº 38/91, el 1º de agosto de 1991, el despacho de cargas y el Organismo Encargado del Despacho se desenvuelven de acuerdo a idénticos principios que los expresados en los Artículos Nº 35 y 36 de la Ley 24.065.

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de la Resolución Ex Sub Secretaría de Energía Eléctrica Nº 38/91 aconseja perfeccionar y profundizar los procedimientos en aplicación.

Que como consecuencia de lo antedicho resultó necesario elaborar nuevos procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que estos procedimientos deberán ser aplicados a todas las transacciones por compraventa de energía en bloque en el ámbito del Sistema Argentino de Interconexión.

Que la Secretaría de Energía Eléctrica está facultada para el dictado del presente acto por el artículo Nº 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

CAPITULO I

ORGANIZACIÓN DEL SISTEMA FÍSICO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Artículo 1º - A los efectos de reglamentar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico.

Art. 2º - Defínese como Instalaciones de Generación, al conjunto de equipos destinados a la producción, transformación y maniobra de energía eléctrica, a espaldas del último interruptor de vinculación a la red de transporte o a la red de distribución.

Art. 3º - Caracterízase como Red de Transporte, al conjunto de instalaciones de transmisión, compensación, transformación y maniobra, que se especifican en el ANEXO I de este acto, del que forma parte integrante, más las que se incorporen en fecha posterior por expansión de la citada red.

Art. 4º - Considéranse como instalaciones afectadas a la actividad de distribución, al solo efecto de su actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista, las que no son consideradas como propias de la actividad de generación ni de la red de transporte.

Art. 5º - Caracterízase como puntos físicos de intercambio con el Mercado Eléctrico Mayorista a las interconexiones:

a) de las instalaciones de generación con la red de transporte y las de distribución;

b) de la red de transporte con las redes de distribución, y las instalaciones de generación;

c) entre distintas redes de distribución;

d) con los sistemas eléctricos de países interconectados.

Art. 6º - De acuerdo a lo que establece el Anexo I de la presente, el SOD se integrará con:

- un sistema de operación en tiempo real (SOTR),

- un sistema de medición comercial (SMEC),

- un sistema de comunicaciones (SCOM).

El Organismo Encargado del Despacho coordinará un proyecto único denominado PROYECTO SOD, y minimizando las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

Antes del 1/9/92 el Organismo Encargado del Despacho elevará la propuesta definitiva para aprobación de la Secretaría de Energía.

- Se prorrogó el plazo del SOD hasta el 1/4/93 por RESOLUCION SE 137/92 del 30/11/92.-

CAPITULO II

AGENTES RECONOCIDOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Art. 7º - Son agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista, en el marco de los Artículos 4º y 34º de la Ley 24.065;

a) los que participan del Mercado Eléctrico Mayorista al 30/4/92, operando en el marco de la Resolución Nº 38/91;

b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la Ley 24.065;

c) los generadores y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista con posterioridad al 30/4/92, incluyendo Autogeneradores;

d) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista con posterioridad al 30/4/92;

e) las empresas de países interconectados autorizadas a operar en el Mercado Eléctrico Mayorista por la Secretaría de Energía Eléctrica.

Art. 8º - Los agentes reconocidos tendrán puntos de entrada/salida al Mercado Eléctrico Mayorista definidos de acuerdo a los procedimientos a que se refiere el Capítulo IV. Los precios con que opera cada agente en el Mercado SPOT serán los característicos de dichos puntos. Los puntos de entrada/salida del Mercado Eléctrico Mayorista son:

a) los nodos de la Red de Transporte a los que el agente del Mercado Eléctrico Mayorista esté conectado físicamente;

b) nodo de Generación o Distribución fuera del ámbito de la red de Transporte que defina esta Secretaría de Energía Eléctrica cuando estuvieran afectados por el sistema de distribución troncal de modo tal que el precio de esos nodos difiera sensiblemente respecto del precio de los nodos vinculados de la red de Transporte.

CAPITULO III

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Art. 9º - El Mercado Eléctrico Mayorista se compone de:

a) Un Mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.

b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema.

c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

Art. 10.- La coordinación de la operación técnica y administración comercial del Mercado Eléctrico Mayorista estará a cargo de un Organismo Encargado del Despacho. Hasta el momento la toma de posesión de sus funciones por la sociedad que ordena constituir el Artículo Nº 35 de la Ley 24.065, la Gerencia Despacho

Nacional de Cargas de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO actuará como el Organismo Encargado del Despacho.

Art. 11.- Los Agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista, así como cualquier otro actor que participe de funcionamiento deben acatar obligatoriamente las instrucciones del Organismo Encargado del Despacho en la operación de tiempo real. La falta de cumplimiento injustificado de las instrucciones de operación que imparta el Organismo Encargado del Despacho, dará lugar a la aplicación de multas cuyo monto será equivalente al perjuicio económico que ocasione al Sistema Interconectado.

Lo percibido en tal concepto, se destinará al Fondo Unificado que establece el Artículo Nº 37 de la Ley 24.065.

Art. 12.- Las solicitudes de conexión de instalaciones nuevas al sistema físico y/o de incorporación de nuevos agentes al Mercado Eléctrico Mayorista serán presentadas ante esa Secretaría de Energía Eléctrica, que las hará públicas y contará con 60 días corridos para aprobarlas o rechazarlas. En ausencia de dictamen explícito en el plazo indicado, dichas solicitudes quedarán automáticamente aprobadas. Eventuales oposiciones de terceros podrán presentarse ante esta Secretaría o ante el Ente Nacional Regulador a partir de su constitución.

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS

Art. 13.- El Organismo Encargado del Despacho, así como los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista, sujetarán su accionar al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas, y el Cálculo de Precios que se adjunta como ANEXO I, que forma parte integrante del presente acto.

Todos los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista quedan obligados a operar de acuerdo con dichas normas y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para el funcionamiento del sistema.

Art. 14.- Apruébanse los procedimientos para la Programación Estacional y la metodología de Cálculo de Precios Estacionales descripta en el Capítulo 2 del Anexo 1 de la presente.

Art. 15.- Apruébanse Los Procedimientos de Despacho Semanal y Diario y la metodología de sanción de precios horarios descriptos en el Capítulo 3 del Anexo 1 de la presente. Otórgase a la sociedad que cumpla funciones de OED un plazo máximo de 12 meses para que adapte las herramientas en uso o incorpore nuevas, a los efectos de que los programas de despacho diario y semanal se adecuen a los lineamientos establecidos en el Capítulo Nº 3 del Anexo i de la presente Resolución.

Otórgase asimismo al Organismo Encargado del Despacho un plazo de 6 meses a contar del 1/5/92 para:

a) poner en funcionamiento un modelo de proyección de demandas;

b) completar y poner en funcionamiento el régimen de remuneración del servicio de regulación de frecuencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En ambos casos, en acuerdo con los lineamientos establecidos en el mismo Capítulo citado en el párrafo anterior.

Art. 16.- Apruébase la metodología de remuneración de la actividad de transporte en bloque contenida en el Anexo 1 de esta Resolución, para el equipamiento existente al 30/4/92; cuya enumeración se incluye en dicho Anexo.

La metodología y modelos utilizados para la determinación de factores nodales, así como el completamiento del sistema de precios para la actividad de transporte serán ajustados durante el estudio encarado en el marco de la Resolución Nº 402/92 del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, y quedarán firmes a partir del 1/11/92.

Art. 17.- Los Distribuidores permitirán el libre acceso a las instalaciones de su red troncal por parte de otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista en tanto cuenten con capacidad remanente para aceptarlos.

La remuneración y las condiciones de uso de las instalaciones de las Redes de Distribución Troncal que presten servicios de transporte en bloque a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, serán las que convengan las partes.

En caso de no llegar a un acuerdo podrán recurrir ante esta Secretaría a fin de que ésta las determine.

En tales casos, el Distribuidor cobrará por el uso de su red troncal de distribución una remuneración basada en las mismas consideraciones que se aplican a la Red de Transporte.

Art. 18.- Apruébase la organización del Mercado de Contratos descripto en el Capítulo 4 del Anexo 1 de la presente Resolución.

Art. 19.- Apruébanse los procedimientos de Facturación, Cobranza y Liquidaciones contenidas en el Capítulo 5 del Anexo 1 que forma parte de la presente Resolución.

El Organismo Encargado del Despacho será responsable de producir toda la información necesaria a dichos procedimientos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista la documentación comercial conforme se explicita en el citado Anexo 1.

Asimismo, el Organismo Encargado del Despacho administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado.

El Organismo Encargado del Despacho no reconocerá pagos, compensaciones o cancelaciones realizadas por fuera del sistema establecido en dicho Anexo 1.

Art. 20.- Apruébase el mecanismo de recuperación de gastos e inversiones del Organismo Encargado del Despacho contenido en el Anexo 1 de la presente. Limítase al 0,65% del importe de las Ventas totales en el Mercado Eléctrico Mayorista por período estacional la recaudación por este concepto.

Art. 21.- Intrúyese al Organismo Encargado del Despacho a aplicar la recaudación obtenida por aplicación del Artículo Nº 70 de la Ley Nº 24.065 a la cuenta habilitada al efecto por el consejo Federal de la Energía Eléctrica, en el Banco de la Nación Argentina.

Art. 22.- A los efectos de la aplicación de lo establecido en el Artículo Nº 37 de la Ley Nº 24.065, de las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional presentarán a aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica antes del 1/6/92 la información de costos operativos y de mantenimiento totales por unidad de producción, así como los conceptos metodológicos que fundamenten.

CAPITULO V

SANCIONES POR FALTA DE PAGO

Art. 23.- La falta de pago íntegro y en término de los montos adeudados a partir la vigencia de la presente Resolución, será sancionada por el Organismo Encargado del Despacho con un interés equivalente a la tasa fijada por el BANCO NACIÓN ARGENTINA (BNA) para sus operaciones de descuentos de documentos a 30 días de plazo.

Art. 24.- Párrafo reemplazado por Res. SE 53/92 del 08/10/92.

1- Cortes programados de UNA (1) hora cada CUARENTA Y OCHO (48) horas a partir del día DIECISÉIS (16) de la mora.

2- Cortes programados de DOS (2) horas cada VEINTICUATRO (24) horas a partir del día VEINTIUNO (21) de la mora.

3- Cortes programados de TRES (3) horas cada VEINTICUATRO (24) horas a partir del día VEINTISÉIS (26) de la mora.

4- Interrupción del suministro y desconexión a partir del día TREINTA Y UNO (31) de la mora.

El programa de cortes y las causas de su implementación serán ampliamente difundidos desde los TRES (3) días previos a su efectivización.

Art. 25.- Si el deudor moroso fuera un generador con contratos en el Mercado a Término, de la compra de faltantes, el Organismo Encargado del Despacho transferirá a los Distribuidores y Grandes Usuarios que constituyeran la contraparte las sanciones previstas en el Artículo precedente. Los Distribuidores y Grandes Usuarios afectados podrán aplicar en consecuencia al generador las penalidades previstas contractualmente por falta de suministro. El Organismo Encargado del Despacho está autorizado a venderles el equivalente en energía de la sanción a los precios del Mercado Spot, de contar éste con excedentes.

CAPITULO VI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Art. 26.- En cumplimiento de lo establecido en el Artículo Nº 8 inciso b), dispónese incorporar como nodos de Entrada/Salida del Mercado Eléctrico Mayorista a los siguientes: Arroyito 132 kV, Güemes 132 kV, Necochea 132 kV y San Luis 132 kV.

Art. 27.- Provisoriamente, con vigencia hasta el 31/10/92, serán reconocidos como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista solamente Grandes Usuarios de potencia convenida o contratada superior a 5 MW.

Art. 28.- Instrúyese al Organismo Encargado del Despacho a calcular los factores de Nodo y adaptación de los puntos de Entrada/Salida del Mercado Eléctrico Mayorista, en relación al nodo EZEIZA 500 kV que se considerará Centro de Carga del Sistema.

Art. 29.- Autorízase al Organismo Encargado del Despacho a utilizar para la Programación Estacional y Cálculo de Precios correspondiente al período trimestral por comenzar el 1/5/92, y hasta tanto no esté en aplicación el cálculo de precios "de referencia", los siguientes, que se tomarán coincidentes con los precios "tope";

Artículo reemplazado por Res. SEE 137/92 del 31/07/92.

Estos precios serán afectados por los factores de zona y/o plantas abastecedoras y porcentajes de fletes que correspondan a cada central.

- Antes del 1/7/92 la Secretaría de Energía Eléctrica definirá la metodología que el Organismo Encargado del Despacho utilizará a partir del 1/8/92 para el cálculo y actualización de los Precios de Referencia de Combustibles.

Art. 30.- Apruébase los siguientes Precios de Referencia Estacionales para el período 1/5/92 al 31/7/92:

- Artículo reemplazado por Res. SEE 83/92 del 29/05/92.-

Art. 31.- Se establecen con vigencia hasta el 31/10/92, los siguientes precios para la Remuneración de la Red de Transporte cuyas instalaciones se especifican en el Anexo I, y redes troncales de distribución en los términos del Artículo Nº 17 de esta Resolución:

a) cargo por conexión:

N500 = 8$/h por cada salida de 500 kV.

N200 = 5$/h por cada salida de 220 kV.

N132 = 1$/h por cada salida de 132 kV.

PTRA = 0.036 $/h por MVA de transformación.

b) Cargo por hora de capacidad de transporte por cada 100 km de línea de Alta Tensión (LAT):

Para interconexiones de 500 kV 50 $/100 km LAT.

Para interconexiones de 220 kV 30 $/100 km LAT.

Para interconexiones de 132 kV 15 $/100 km LAT.

Art. 32.- Para las transacciones de reactivo o pagos por apartamientos no tolerados, los precios vigentes a partir de 1/5/92 para las instalaciones existentes serán:

Precios derogados y reemplazados a partir del 01/02/93 por Res. SE 137 de 30/11/92.

Art. 33.- Se establece en 5 $ (cinco pesos) el valor máximo por MEGAVATIO por hora fuera del valle (hfv) los días hábiles para la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición hasta el 31/10/92:

Art. 34.- Se establece en 0,75 $ (setenta y cinco centavos) por KILOVATIO-HORA no suministrado el Costo de la Energía no Suministrada hasta el 31/10/92.

Art. 35.- Los períodos mencionados en el Anexo 1 como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" corresponden a los siguientes horarios estacionales:

	Pico	18 a 24 hs
01-05 al 31-10	Valle	24 a 6 hs
	Horas Res.	6 a 18 hs
	Pico	20 a 24 hs
01-11 al 30-04	Valle	24 a 6 hs
	Horas Res.	6 a 20 hs

- Períodos reemplazados a partir del 07/03/93 por Res. SE 55/93 del 05/03/93.

CAPITULO VII

ÁMBITO DE APLICACIÓN Y VIGENCIA

Art. 36.- Las empresas que al 30/4/92 estuvieran vinculadas al Sistema Argentino de Interconexión, y cuyas Transacciones Económicas se ejecutarán en la fecha según Los Procedimientos establecidos por la Resolución Ex-Subsecretaría de Energía Eléctrica Nº 38/91 y sus modificatorias, se encuadrarán, a partir de la fecha de la presente resolución, en el régimen de comercialización establecido en esta norma.

Art. 37.- Derógase la Resolución Ex-Subsecretaría de Energía Eléctrica Nº 38 del 19 de julio de 1991:

Art. 38.- El presente régimen se aplicará a la Comercialización Mayorista de energía eléctrica que se efectúe a partir de 1º de mayo de 1992.

Art. 39.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese. - Carlos M. Bastos.

ANEXO I

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN,

EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CÁLCULO DE PRECIOS

(S/art. 36: Ley 24.065)

1.- EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

1.1. SISTEMA ELÉCTRICO

A los efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico.

1.2. INTEGRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de:

a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;

b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;

c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) se realizará a través del Organismo Encargado del Despacho (OED).

Los puntos de intercambio físico del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la Red de Transporte, de Distribución; de la Red de Transporte con las Redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las Interconexiones Internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

Cada agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) tendrá:

- uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico;

- uno o más puntos de entrada o salida del Mercado donde se definirá su precio de compra / venta.

Los puntos de entrada / salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) son:

a) los nodos definidos en el ámbito de la Red de Transporte a la que el agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) está conectado físicamente:

b) los nodos de Generación o Distribución fuera del ámbito definido de la Red de Transporte con una potencia efectiva o convenida superior a 50 MW, cuyo intercambio con la red estuviera afectado por el

sistema de transmisión de modo tal que el precio en ese nodo difiera sensiblemente respecto del precio de su nodo vinculación con la red de Transporte. Estos puntos serán identificados por la SEE.

Todos los propietarios de Centros de Generación y/o instalaciones de Transporte o Distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) adquieren el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por estas normas, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema.

Son agentes reconocidos del MEM:

a) los que participan del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) al 30-04-92, tal como aparecen en la Información Necesaria para la Facturación correspondiente a ese mes que editará el OED;

b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la ley N° 24.065;

c) los generadores y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad al 30-04-92, incluyendo Autogeneradores;

d) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad al 30-04-92.

e) empresas de países interconectados autorizados a operar en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Ante solicitudes de incorporación al Sistema Eléctrico por parte de Generadores o Grandes Usuarios (nuevos proyectos industriales), la Secretaría de Energía Eléctrica informará los antecedentes presentados a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), quienes podrán solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto. La Secretaría de Energía Eléctrica contará con 60 días corridos para aprobar o rechazar el pedido. De no emitir su dictamen en este plazo, se considerará aprobado el proyecto. En caso de oponerse a la solicitud, el trámite pasará al Ente Nacional Regulador (ENR) para su resolución.

Los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) entregarán al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la información requerida para la Base de Datos del Sistema (Anexo 1). Cada vez que se produzca un cambio en alguno de estos datos, la empresa deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), quién tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones será puesta a disposición de todos los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

1.3. ÁMBITO DE TRANSPORTE

El ámbito de la red de Transporte incluirá:

a) las instalaciones que se transfieran a el o los Concesionarios en el momento de establecerse las concesiones del Transporte y privatizar su gestión;

b) las instalaciones futuras que se incorporen en el marco y términos de esas concesiones;

c) las instalaciones que el concesionario reciba de terceros por haber sido construidas fuera del ámbito de su concesión.

La regulación del Transporte, incluyendo el sistema de precios definido, es de aplicación:

* en el ámbito de las concesiones del Transporte;

* en todos los casos que un agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de más de 50MW de potencia convenida requiera de instalaciones de fuera del ámbito de las concesiones del Transporte para acceder al Mercado.

Todo vendedor y/o comprador que actúe como agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) tendrá definido uno o más puntos de acceso al Mercado a través de los cuales participará en la remuneración del ingreso variable del Transporte. En caso de ser más de uno, se reducirá a un nodo equivalente en proporción a la potencia típica estimada para cada estado característico previsto para la red.

Cuando un agente no esté conectado directamente nodos reconocido de la red de Transporte, se le asignará un nodo de referencia, o equivalente según corresponda, para la definición de su precio nodal y participación en la remuneración del Transporte.

1.4. SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD)

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas.

Las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, serán cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho será del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de actores que intervienen en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) está facultado para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

1.4.1. CONSTITUCIÓN

El SOD abarcará específicamente lo siguiente:

* un sistema de operación en tiempo real (SOTR), que brindará los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico.

* un sistema de medición comercial (SMEC), destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

* un sistema de comunicaciones (SCOM) afectado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, télex, etc.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) coordinará con participación de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) un proyecto único denominado PROYECTO SOD, minimizando las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

El proyecto será presentado antes del 1/8/92 a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para que informen sus observaciones. A partir de ellas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elaborará un proyecto final, incluyendo las propuestas y/o correcciones que considere adecuadas. Antes del 01/09/92 el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará la propuesta definitiva para aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica.

1.4.2. LINEAMIENTOS DEL PROYECTO SOD

1.4.2.1. SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR)

Este Sistema incluirá las funciones necesarias para llevar a cabo la operación del sistema físico y la administración del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en tiempo real que realizará el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) desde su Centro de Control. Será responsabilidad de las empresas hacer llegar los datos requeridos al Centro de Control del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) o bien adónde se determine, conforme las normas que aprobará la S.E.E.

Las empresas concesionarias del servicio de transporte deberán contar con el soporte de telecontrol necesario para abastecer sus propias necesidades y suministrar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en su Centro de Control la información requerida para la coordinación de la operación de la Red de transporte.

Los generadores, cuyo régimen de funcionamiento será acordado con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), serán responsables de colocar la información requerida en el Centro de Control del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Aquellas instalaciones que no formen parte de la Red de transporte pero que vinculen puntos de intercambio de terceros con el Mercado, deberán contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y para enviar la información necesaria al Centro de Control del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

1.4.2.2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizarán con instrumental propio de las empresas que participan en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Dichos medidores deberán cumplir las normas que se establezcan para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), propuestas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y aprobadas por la SEE. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con un registro oficial de estos medidores donde figurarán todas sus características y los ensayos efectuados.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con un sistema de registro y transmisión de datos con el que se recolectará toda la información procedente de los mencionados medidores. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) acordará con los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) el modo cómo se realizará el acceso hasta este sistema de registro y transmisión.

Atendiendo a las necesidades inmediatas y de mediano plazo de reemplazo de medidores, relocalización de equipamiento, etc., el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) coordinará una etapa de transición entre el actual sistema de mediciones y su conformación final.

1.4.2.3. SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM)

Los medios de comunicación que se empleen para cubrir las necesidades de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en relación con el SOTR y el SMEC, constituirán el SCOM del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Antes del 01/08/92, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) pondrá a disposición de las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y elevará a la Secretaría de Energía Eléctrica un inventario de recursos existentes y modos de utilizarlos para las comunicaciones con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Asimismo elaborará y elevará a la Secretaría de Energía Eléctrica pautas a incluir en el régimen regulatorio que regirá para el uso de instalaciones de comunicaciones de terceros, pertenecientes al sector eléctrico, requeridas por el SOD, incluyendo el régimen remuneratorio a aplicar ante la ausencia de acuerdo entre las partes.

Aquellas empresas que no dispongan de medios de comunicación propios para suministrar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la información requerida por el SOD, pondrán establecer acuerdos con terceros para la prestación de los servicios de comunicaciones necesarios, bajo condiciones contractuales a fijar por las partes.

2.- PRECIOS ESTACIONALES A DISTRIBUIDORES.

Los precios a Distribuidores se determinarán para períodos estacionales de seis meses a partir del 1 de mayo y del 1 de noviembre de cada año. El precio se fijará según una tarifa binómica, con un precio de la energía por período tarifario, en función del costo marginal promedio del Sistema, y con un cargo fijo por potencia. Para ello el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la programación semestral del Sistema según pautas y criterios aprobados por la Secretaría de Energía Eléctrica, utilizando la Base de Datos del Sistema y la Base de Datos Estacional correspondiente al período, convalidada por los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

El precio se mantendrá fijo por los primeros tres meses. Transcurrida la mitad del semestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará una actualización de la programación de los tres meses restantes, cuyos datos y resultados se acordarán con las empresas integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Si la Secretaría de Energía Eléctrica considera que el apartamiento resultante es significativo respecto a la previsión original, podrá disponer modificar mediante Resolución los precios a Distribuidores para el resto del período.

2.1. BASE DE DATOS PARA LA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL

2.1.1. DATOS ESTACIONALES

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto las empresas deberán suministrar los datos requeridos para el período estacional y una estimación para los próximos 3 años (ver Anexo 2).

De no contarse con toda la información dentro de este plazo, será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definir los datos faltantes manteniendo el valor utilizado para el mismo período estacional anterior y/o modificando los que sean necesarios de acuerdo a hipótesis que informará a las empresas correspondientes. Para las curvas típicas de demanda, de no suministrarse nueva información se utilizarán las registradas doce meses antes para definir la forma de las mismas. Con respecto a los datos de energía y potencia, de faltar información se utilizarán los datos registrados doce meses antes más una tasa de crecimiento anual que estimará el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en función de las previsiones y datos existentes. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la empresa correspondiente la tasa considerada.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respetar los datos suministrados por las empresas e incorporarlos a la Base de Datos Estacional. Sin embargo, en vista de que con ellos se calculará el precio estacional a Distribuidores, de detectar incoherencias en el conjunto o con respecto a valores reales registrados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar modificaciones. De no llegarse a un acuerdo entre las partes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá trabajar con el valor declarado por la empresa pero dejando constancia de la observación realizada. En particular, para las previsiones de demandas de energía suministradas por los Distribuidores, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará su coherencia con la potencia máxima declarada.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará durante el período estacional el seguimiento de los datos observados. De verificar para algún mes que el dato real se aparta en más del 10% respecto del valor informado por la empresa y que dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) quedará automáticamente habilitado para el resto del período estacional a ajustar el dato de la empresa de acuerdo al criterio indicado en la observación (o sea, si un dato fue objetado como muy alto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) estará habilitado para disminuir el valor informado pero no para aumentarlo). En este caso, deberá informar a la empresa la modificación realizada.

A lo largo del período las empresas deberán informar cualquier modificación que surja en su previsión de datos estacionales para mantener la información estacional actualizada y poder realizar revisiones y estudios posteriores que se requieran.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será el responsable de mantener actualizada la base de datos y al finalizar cada mes suministrará a los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) las modificaciones notificadas.

EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) conformará adicionalmente un registro de Autogeneradores y cogeneradores autorizados a operar en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Deberán tener acceso contratado o conexión aprobada al Sistema de Transporte y contar con una adecuada vía de comunicación e intercambio de datos con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Estos generadores podrán comprar y vender en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) al precio del Mercado en la medida que entreguen la información requerida dentro de los plazos indicados. De lo contrario sus operaciones serán tratadas como las de empresas no reconocidas (ver 3.8).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará los requerimientos de importación / exportación para el período por parte de países interconectados, los que deberán intercambiarse dentro de los mismos plazos indicados para ser incorporados a la Base de Datos Estacional. Estas operaciones de compra / venta de empresas de países interconectados en el Mercado Spot serán aceptadas o rechazadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo a los resultados de la programación prevista, no requiriendo aprobación de la SEE.

Para la programación estacional se definirán precios de combustibles (Precios de Referencia Estacionales y Precios Máximos Reconocidos) elaborados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo a los criterios aprobados por la SEE. En el Anexo 13 se incluye la metodología a utilizar para definirlos. Los Generadores con contratos deberán declararlos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y se utilizará el precio contratado, salvo que supere el valor tope en cuyo caso se reemplazará por el precio máximo reconocido. Para el resto, se utilizará el Precio de Referencia salvo que declaren un precio estacional. En este caso se utilizará el precio estacional declarado, limitado con el tope indicado, pero el Generador luego no podrá modificar durante todo el período estacional dicho valor para la programación y despacho semanal y diario.

En todos los casos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) reemplazará automáticamente los precios informados que superen los de referencia, por el valor de referencia.

2.1.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

2.1.2.1. TRANSPORTISTAS

Antes del 10 de enero y 10 de julio, cada empresa Transportista deberán informar a los usuarios (Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios en su área de influencia) el programa de mantenimiento previsto para el próximo período estacional, indicando también un programa tentativo para los siguientes 30 meses. Las empresas usuarias contarán con 10 días corridos para analizarlo, informar sus objeciones y/o sugerir programaciones alternativas justificándolas en sus requerimientos.

De surgir este tipo de objeciones, la empresa Transportista deberá reunirse con sus usuarios a más tardar el 25 de enero y 25 de julio para acordar una programación satisfactoria para el conjunto.

Antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año las Transportistas deberán enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su programa de mantenimiento para el período en estudio, incluyendo la estimación para los siguientes 30 meses. De no haber llegado a un acuerdo con sus usuarios enviará:

a) el programa propuesto por el Transportista y las objeciones de los usuarios;

b) las modificaciones propuestas por los usuarios y las objeciones de los Transportistas.

En el punto 2.1.2.3. se indica cómo se procederá en estos casos.

2.1.2.2. GENERADORES

Las empresas Generadoras deberán informar antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año sus necesidades de mantenimiento para el semestre a estudiar, incluyendo una estimación para los siguientes 30 meses.

2.1.2.3. COORDINACIÓN DEL MANTENIMIENTO PROGRAMADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará todos los pedidos de mantenimiento en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, especialmente sobre el riesgo de falla. En particular para el Sistema de Transporte, considerará los casos en que no hubo acuerdo con los usuarios y, en base a la información suministrada, definirá el programa más conveniente desde el punto de vista de despacho conjunto del Sistema pero teniendo en cuenta las objeciones tanto de los usuarios como del Transportista.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá reunir a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) antes del 15 de febrero y 15 de agosto para analizar posibles alternativas, y coordinar y acordar un programa de mantenimiento que minimice el costo de operación y riesgo de falla, dentro de las posibilidades de cada empresa de modificar su programa original propuesto. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) posee facultades para arbitrar en caso de no existir acuerdo entre las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) respecto a la programación de los mantenimientos del período.

La reunión tendrá una duración máxima de dos días. Al comenzar la reunión el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe presentar un estudio incluyendo:

* el programa de mantenimiento propuesto;

* las modificaciones realizadas a los pedidos de mantenimiento su justificación;

* los resultados del programa propuesto (evolución de precios, riesgo de falla, evolución de la disponibilidad y reserva de potencia, etc.).

Las empresas cuyas solicitudes de mantenimiento hayan sido modificadas podrán objetar el cambio, justificándolo debidamente y proponiendo un programa alternativo o reiterando el pedido original. Si el motivo se basa en fechas inmodificables (ej. revisión por fin de garantía o recepción de un equipo), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respetar las fechas de mantenimiento solicitadas. De lo contrario y de no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar el estudio de las consecuencias sobre la programación del mantenimiento solicitado

en vez del propuesto por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Dicho análisis se presentará en el segundo día de reunión. D resultar menor costo para el mantenimiento solicitado por el Generador, se adoptará su pedido. Si en cambio genera un sobrecosto y no surge un acuerdo entre las partes, se adoptará automáticamente la propuesta del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El programa acordado será el que se utilizará para la previsión estacional y se considerará el definitivo para los próximos 6 meses y provisorio para los restantes 30 meses.

A lo largo del periodo, las empresas podrán solicitar modificaciones a su mantenimiento estacional acordado. De tratarse de un Transportista, previamente deberá contar con el acuerdo de sus usuarios. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará cada pedido y lo rechazará si significa un aumento en más del 5% en el precio estacional respecto al de referencia calculado. De no ser así, se aceptará la solicitud y se informará a las empresas el nuevo programa de mantenimiento, con la modificación requerida.

2.2. MODELADO Y MODELOS

2.2.1. MODELOS UTILIZADOS

Para la programación estacional el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utilizará los modelos para optimización y planificación de la operación desarrollados para el SIN Argentino por encargo de la Secretaría de Energía Eléctrica:

a) Modelo de Optimización OSCAR: tomando un horizonte de 3 años, optimiza el manejo de los grandes embalses calculando para cada semana la valorización del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidraulicidad, pronósticos de demanda y disponibilidad del parque y combustibles.

b) Modelo de simulación MARGO: con la valorización del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla.

La demanda se modelará según curvas de carga horaria típicas y se podrá representar su aleatoriedad respeto a la temperatura.

La aleatoriedad del aporte hidroeléctrico se tendrá en cuenta utilizando la serie de caudales registrados desde 1943 en cada uno de los ríos en que se ubican centrales con potencia instalada y energía firme significativa dentro de la oferta de Generación total en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). De existir pronóstico para alguno de ellos, se utilizarán sus aportes previstos: sin aleatoriedad, si la predicción fuere determinística: con series de distinta probabilidad asociada, si la proyección fuera estocástica.

En el modelo OSCAR sólo se optimizarán las centrales hidráulicas con embalses con capacidad de regulación estacional significativa que puedan afectar el cálculo de los precios estacionales del Sistema.

Para incluir el Sobrecosto que resulta por la reserva definida para regulación de frecuencia, de acuerdo a la banda acordada para el período estacional, se indicará en el modelo, para cada máquina capaz de participar en la regulación: como potencia máxima, la efectiva menos el porcentaje correspondiente; y como potencia mínima, el mínimo técnico más el porcentaje correspondiente.

Las ofertas de venta de países interconectados, se incluirán en el modelo MARGO como generación adicional, con sus correspondientes precios. Los requerimientos de exportación, se incluirán como demanda adicional.

Los modelos junto con su descripción, instrucciones de uso y base de datos correspondiente serán suministrados a cada uno de los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que lo requiera. Cualquier modificación en los modelos o metodología a emplear deberá ser acordada con los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y aprobada previamente por la Secretaría de Energía Eléctrica.

2.2.2. MODELADO DE LA OFERTA HIDRÁULICA

Los modelos de programación y despacho deberán representar adecuadamente las características de las cuencas hidroeléctricas así como las restricciones que resultan de los correspondientes Contratos de Concesión y que afectan su operación y despacho. En consecuencia, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) acordará con las empresas hidráulicas el modelado que corresponda para garantizar que en el despacho y operación real se cumplan los compromisos establecidos en la Concesión, para que no se limite su operación más allá de lo requerido por estas condiciones.

2.2.2.1. EMBALSES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

Para la previsión estacional, en el modelo OSCAR sólo se optimizarán las centrales hidráulicas con embalses con capacidad de regulación (uno o más períodos estacionales) cuya potencia instalada, energía media y dispersión de aportes, representen que su operación pueda afectar significativamente el resultado del costo estacional medio del Sistema. Como resultado de esta optimización se obtendrán las curvas de valor del agua del período para cada uno de estos embalses.

Para la programación semanal se podrán incluir en el modelado de los programas OSCAR y/o MARGO otros embalses que, si bien no tienen la capacidad suficiente para afectar el resultado medio estacional, si lo tienen para afectar el resultado a más corto plazo (semanal o mensual).

Para el modelado de estas centrales, las empresas hidráulicas informarán al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con el resto de los datos estacionales y dentro de los plazos indicados en el punto 2.1.1., las restricciones que afectan su despacho (caudales mínimo y/o máximos aguas abajo, pendiente de variación, etc.).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recopilará la información (características y restricciones a considerar) para realizar el modelado a utilizar en la programación y despacho. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respetar la información suministrada por las empresas pero, en caso de detectar incoherencias o apartamientos respecto a la responsabilidad observada, podrá sugerir modificaciones. En caso de no llegar a un acuerdo, deberá mantener la información de la empresa pero dejando constancia escrita de su objeción y los motivos de la misma.

De no contarse con toda la información dentro del plazo requerido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) completará los datos faltantes manteniendo los correspondientes al mismo período estacional anterior, salvo que exista información posterior u otro motivo válido que justifique su modificación. En este caso, informará a la empresa el valor asumido y el motivo.

En base a las características de las cuencas y la información recopilada, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elaborará una o más alternativas de modelado de los embalses para realizar:

a) la programación estacional (programas OSCAR y MARGO);

b) la programación semanal (programas OSCAR y MARGO, y programa de despacho hidrotérmico semanal);

c) el despacho diario.

La propuesta indicará para cada programación:

a) los embalses cuya capacidad se tendrá en cuenta para optimizar su operación en el período, junto con la representación prevista de sus características y restricciones.

b) para los embalses restantes el modo en que definirá su oferta de energía y/o potencia, y el modelado previsto de sus posibilidades de despacho.

Con ello realizará corridas de prueba de:

a) el período estacional a programar;

b) dos semanas típicas del período;

c) dos días hábiles y dos domingos típicos.

A más tardar 10 días después de recibir la información, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá reunir a las empresas hidráulicas con centrales de embalse cuyo modelado se proponga modificar respecto al último acordado para presentar los proyectos de representación de las cuencas y sus resultados incluyendo:

a) descripción del modelado propuesto;

b) datos incluidos suministrados por las empresas pero objetados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y los motivos de la observación;

c) nivel de los embalses: evolución prevista, cotas mínimas y máximas resultantes;

d) caudales aguas abajo: variaciones previstas, caudales mínimos y máximos resultantes;

e) generación: energía programada, potencia mínima y máxima;

f) vertimiento: evolución de excedentes vertidos.

Analizando esta propuesta, las empresas podrán objetar el modelado en tanto no represente adecuadamente las limitaciones a su operación y despacho, o sea que en los resultados se verifique que se vulneran las restricciones que establecen sus compromisos aguas abajo. En este caso podrán solicitar modificaciones o un modelado distinto, y se realizarán nuevas pruebas con los programas para ajuste del modelo.

La reunión tendrá una duración máxima de tres días y en la misma se deberá acordar el modelado hidráulico a utilizar (estacional, semanal y diario).

El modelado acordado no se podrá modificar en el período, salvo a pedido de alguna de las empresas hidráulicas o del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con la debida justificación (por ejemplo de verificarse el apartamiento de alguno de los datos objetados). De considerarse válido el motivo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá reunir nuevamente a todos los hidráulicos modelados y en una reunión similar a la anterior (con corridas de prueba y análisis de resultados) acordar el nuevo modelado.

Las centrales hidráulicas de embalse no optimizadas se representarán como una oferta de energía para cada semana, en base a la información suministrada por la empresa correspondiente. Dichos valores resultarán de la operación prevista por la propia empresa en base a sus pronósticos de aportes y requerimientos de aguas abajo. De no contarse con esta información dentro de los plazos correspondientes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utilizará las energías semanales correspondientes a la media histórica para la programación estacional y la estimada en base a lo que se viene registrando para la programación semanal y diaria. En el MARGO, el despacho semanal de esta energía se realizará teniendo en cuenta las posibilidades de empuntamiento y requerimientos de caudal base en cada una de las centrales correspondientes.

2.2.2.2. CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA

En la previsión estacional, las centrales ubicadas en los Ríos Paraná y Uruguay se modelarán como centrales de pasada pero incluyendo la serie histórica de los ríos para representar el efecto en el Sistema de la aleatoriedad de su aporte. El resto de las centrales de pasada se representarán como una oferta de energía de base para cada semana.

Para la programación semanal y diaria se podrá decidir representar su capacidad de embalse de contar con una potencia instalada importante y ser posible realizar variaciones de nivel que sean significativas para los resultados de la operación. Esta decisión y el modelado correspondiente se definirá en la reunión estacional descripta en el punto anterior, para lo que serán invitadas las empresas correspondientes.

2.3. PRECIO DE LA ENERGÍA

2.3.1. CALIDAD DEL SERVICIO

2.3.1.1. CAPACIDAD REGULANTE

Para fundamentar la elección de una determinada calidad de desempeño ante desbalances instantáneos de corta duración entre oferta y demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará a los consumidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), como parte de cada programación estacional, un estudio que vincule el costo de enfrentar desbalances de distinta magnitud con el costo de la energía no suministrada asociada a no contar con la reserva suficiente para enfrentarlos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utilizará un modelo de confiabilidad, del tipo probabilístico que simule la falla de los componentes del Sistema Eléctrico. El modelo calculará, en función de la disponibilidad de las máquinas y reserva para regulación, la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio. Cuanto mayor la reserva rotante sometida a regulación considerada, mayor será el apartamiento respecto al despacho óptimo sin reserva y, como consecuencia, mayor costo de operación, pero menor el costo de falla. En cambio, cuanto menor sea la reserva, si bien los costos de operación disminuirán, se incrementará el riesgo de falla de corta duración y su costo asociado.

Para el semestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará la curva que relaciona distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo, dado por el incremento en el Precio del Mercado más el costo de la energía no suministrada que resulta para el período, El óptimo será aquel en que el costo total, igual a la suma del costo de regulación más el de la interrupción intempestiva probable, resulte mínimo.

2.3.1.2. CRITERIO ESTACIONAL PARA PROGRAMAR RESTRICCIONES A LA DEMANDA

En base al modelado hidráulico y datos estacionales acordados, el programa OSCAR definirá una política de operación de embalses, sugerida como óptima, a través de la valorización del agua en cada embalse optimizado.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) representará dicha política en la forma de curvas de nivel del embalse para cada semana, correspondientes a los siguientes valores del agua:

- cero (vertimiento)

- cada nivel de falla considerado (nivel de embalse asociado a distinta profundidad del déficit).

Para cada embalse el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) transformará las curvas de nivel de falla en curvas de reserva energética convirtiendo el volumen embalsado en la correspondiente energía almacenada. Totalizando estas curvas de reserva energética se obtendrá la curva de mínima reserva hidroeléctrica requerida por el sistema para cada semana del período. Con ello quedará definida la reserva estratégica mínima cuyo mantenimiento justificará en la operación del Sistema la aplicación de restricciones a la demanda en salvaguardia de los objetivos de seguridad y economía establecidos.

2.3.1.3. CRITERIOS ACORDADOS

A más tardar el 20 de febrero y 20 de agosto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) enviará el estudio sobre capacidad regulante y reserva estratégica mínima a los Generadores, quienes contarán con 5 días corridos para informar su observaciones.

Antes del 1 de marzo y 1 de setiembre el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará la propuesta a las empresas Distribuidoras del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), adjuntando las observaciones de los Generadores, e incluyendo:

- el criterio propuesto para dimensionar la capacidad de regulación y la curva de potencia regulante-costo, junto con el óptimo recomendado y el mínimo aceptable para el funcionamiento del Sistema Eléctrico;

- las curvas de reserva estratégica en embalses para definir la necesidad de programar cortes de suministro, indicando cotas mínimas en los grandes embalses de acumulación y/o niveles críticos de reserva operativa en otros embalses.

Los Distribuidores contarán con 5 días corridos para analizar la propuesta y acordar los criterios a utilizar durante el período. Con respecto a la capacidad regulante podrán acordar una banda distinta al óptimo propuesto, pero la misma no podrá ser de inferior desempeño que el mínimo indicado aunque si mayor. De no llegar a un acuerdo en ese plazo, se utilizará el óptimo sugerido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los Distribuidores a su vez tomarán conocimiento del criterio de reserva hidráulica estratégica mínima requerida cuyo mantenimiento justificará durante el período la aplicación de restricciones al abastecimiento de la demanda.

2.3.2. PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS LOCALES

Se considera al Mercado ubicado en el centro de carga del Sistema. El despacho óptimo se realizará en dicho punto, o sea incluyendo no sólo los costos de operación de las máquinas sino también el costo de la vinculación entre la generación y la demanda con el centro de carga. Como resultado de este despacho se obtendrá el Precio del Mercado (PM).

De existir restricciones de Transporte o Distribución que no permitan vincular toda la generación y demanda de un área con el Mercado, se considera que dicha área se encuentra desvinculada del Mercado. Esta desvinculación podrá ser total si el área queda desconectada, o parcial si sólo está afectada por una limitación en la transmisión o una restricción de operación. En ambos casos tendrá su propio Precio Local (PL) de mercado, independiente del PM. El precio local de un área exportadora resultará inferior al PM mientras que el de un área importadora será mayor.

Se distinguen en consecuencia:

a) un precio de Mercado, definido como el precio en el centro de carga del sistema;

b) precios Locales, definidos como los precios de áreas desvinculadas del centro de carga del Sistema por restricciones físicas u operativas.

En consecuencia, el Precio de Nodo de cada barra de la red de Transporte será:

a) el PM transferido hasta el nodo correspondiente de acuerdo a la distancia y calidad de su vinculación con el centro de carga, si el área correspondiente está vinculada al Mercado (sin restricciones que afecten al despacho óptimo);

b) el precio local que resulte en el área, de estar el nodo dentro de un área desvinculada del Mercado (por restricciones que no permitan el despacho óptimo).

Se define como área desvinculada al conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte entre dicho conjunto y el Mercado, generando limitaciones al despacho libre en el área.

2.3.3. FACTORES DE NODO Y FACTORES DE ADAPTACIÓN

Los costos de suministro (generación - transmisión) correspondientes a absorber la variaciones unitarias de demanda producidos en el centro de carga del Sistema, son diferentes para cada nodo de la red, y dependen de la configuración del Sistema de Transporte y del nivel de transmisión en las líneas que lo vinculan al Mercado.

Para el semestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá configuraciones características de la red de Transporte y estados típicos de carga correspondientes al valle, pico y horas restantes. En base a estos estados típicos, se definirá para cada punto de Entrada / Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) un Factor de Nodo (FN) Estacional para cada período tarifario, que representará el nivel de pérdidas marginales asociado a los intercambios del nodo respecto del centro de carga. La metodología correspondiente se indica en el Anexo 3.

Para incluir en los precios de nodo la calidad y confiabilidad de la vinculación del nodo con el centro de carga, se calcularán los sobrecostos de los apartamientos respecto del despacho óptimo (incluyendo la energía no suministrada) por contingencias en la red, y su probabilidad de ocurrencia. Estos sobrecostos son consecuencia de la manifestación de costos marginales distintos a cada lado de la restricción.

Con esta información se calculará para cada punto de Entrada / Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) un Factor de Adaptación Estacional (FA) por período tarifario que califica la calidad de su conexión con el Mercado y la incidencia que la confiabilidad del vínculo tiene sobre los precios del Mercado. Dicho factor se calculará para la configuración de la red y estado del parque correspondiente a las condiciones medias previstas para los siguientes doce meses y su sobrecosto asociado permanecerá constante para todo el período de programación estacional. La metodología correspondiente se indica en el Anexo 3.

Junto con la Programación Estacional el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará un estudio de mediano plazo referente a la evolución de los factores nodales en el tiempo. El primero de estos estudios se realizará junto con la Programación correspondiente al período estacional que se inicia el 01-05-92. Se presentarán resultados para 5 años consecutivos, y se adicionarán dos años de corte representativos del siguiente quinquenio.

A través de estos factores (FN y FA por período tarifario) quedará incluido el Ingreso Variable del Transporte (IVT) en el precio de la energía que pagan los Distribuidores y cobran los Generadores.

Para los Distribuidores vinculados a un solo punto de Entrada / Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), sus factores de nodo y de adaptación serán los correspondientes a esa barra. Si están vinculados a más de uno, los factores se calcularán como el promedio ponderado por energía de los nodos correspondientes. Dicha energía se obtendrá de los flujos de potencia estacionales con que se definieron los factores nodales para las distintas franjas de tarificación.

Para aquellos Distribuidores que no estén vinculados directamente al punto de Entrada / Salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) sino a través de otras instalaciones de distribución, los factores de nodo y adaptación a utilizar serán los de estas últimas. Si están vinculados a de un Distribuidor, los factores nodales se calcularán como el promedio ponderado por energía de los factores de los Distribuidores correspondientes.

2.3.4. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA

Para la conformación del precio de referencia estacional se consideran los siguientes cuatro componentes de la oferta de generación:

- Generación incluida en la formación de precios.

- Generación excluida de la formación de precios.

- Importación.

- Autogeneración.

Por otro lado, la demanda se considerará integrada por:

- Distribuidores.

- Grandes Consumidores.

- Exportaciones previstas por solicitud de países interconectados.

- Demanda de bombeo.

2.3.4.1. GENERACIÓN EXCLUIDA DE LA FORMACIÓN DE PRECIOS

Del cálculo del precio del Mercado se excluirán todos los motores Diésel y las Turbinas de Gas que sólo puedan quemar Gas Oíl ya sea por no estar equipadas para consumir gas natural, no tener acceso a la red de gas o resultar insuficiente la presión en la red de transporte de gas. El listado de dichas máquinas al 30-04-92 se adjunta como Anexo 5.

Todo Generador que quede excluido en la formación del precio de la energía será remunerado por su generación a su costo operativo (CO).

2.3.4.2. GENERACIÓN INCLUIDA EN LA FORMACIÓN DEL PRECIO DE MERCADO Y LOS PRECIOS LOCALES

Con los modelos indicados y la base de datos estacional acordada, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la programación del período correspondiente efectuando el despacho del Centro de carga. La transferencia de cada grupo Generador hasta el Mercado se realizará afectando su costo marginal por los factores nodales que representan su vinculación con el centro de carga, obteniendo así su costo marginal en el Mercado (CMM).

$$CMM_i = \frac{CM_i}{FN_i * FA_i}$$

Con estos costos (de generación más transporte) y teniendo en cuenta las restricciones de Transmisión u operativas, se realizará el despacho óptimo de mínimo costo total y se determinará la previsión de precios para cada semana del período estudiado:

a) el precio del Mercado PM en el centro de carga, que corresponderá al de la máquina en el Mercado (máquinas en áreas cuyo despacho no se ve afectado por restricciones) con mayor CMM, eliminando las máquinas excluidas;

b) los Precios Locales PLi para las áreas que resulten desvinculadas por restricciones físicas u operativas, considerando todas las máquinas en dicha área.

La Demanda y la Generación se encuentran distribuidas a lo largo del Sistema de Transporte y Distribución, lo que significa que pueden surgir restricciones a la factibilidad de llevar energía desde un Generador conveniente para el despacho hasta donde la Demanda lo requiera. El despacho óptimo ideal, o sea independiente de la configuración de la red, correspondería al caso en que la capacidad de transmisión, compensación, reactivo, etc. fuera infinita y no generase limitaciones. Esta situación se representará como un despacho en barra única sin incluir ninguna restricción de operación (Despacho Ideal).

Toda limitación operativa o de Transmisión no se considerará activa en tanto no afecte este despacho ideal. Cuando por el contrario, una restricción fuerza un alejamiento del despacho ideal, se considerará que el área correspondiente (formada por todos los nodos afectados por la limitación) pasa a estar desvinculada y define su propio precio local de Mercado.

La definición de las áreas desvinculadas del Mercado se hará detectando cuando se activa una restricción. Para cada semana del período se comparará el Despacho Programado con el Despacho Ideal. Los apartamientos detectados respecto al despacho ideal indicarán los períodos en que el área correspondiente

se desvincula del Mercado al activarse una restricción. Para el caso del Transporte la restricción resultará activa cuando el despacho requiera superar algún límite de transferencia.

Para áreas exportadoras desvinculadas del Mercado por efecto de una restricción:

a) si la generación local es exclusivamente térmica, el PL representará al costo marginal local, dado por la máquina de mayor costo dentro del área (no existen máquinas excluidas);

b) si hay generación hidráulica de centrales con embalse y la desvinculación no fuerza vertimiento, la energía hidráulica se valorizará con el PM en el momento de la desvinculación y el PL resultare del despacho hidrotérmico local para estas condiciones;

c) si hay generación hidráulica y la restricción genera vertimiento al producirse la desvinculación, aquella se valorizará computando la energía exportada por el sistema de transporte (ET) al PM en el momento de activarse la restricción (PMo), y la energía restante (EG - ET) a costo marginal cero.

$$PL = [(ET * PN_o * FN * FA) + (EG - ET) * 0] / EG$$

Se incluirán en la base de datos las ofertas de venta de países interconectados con sus precios afectados por los factores nodales correspondientes, las que serán consideradas en el despacho como generación adicional.

El PM resultante del despacho será el correspondiente a la generación requerida para cubrir:

* la demanda abastecida (demanda pronosticada de los Distribuidores menos déficit previsto),

más * la demanda de bombeo que resulte despachada en la programación,

más * la reserva definida para regulación de frecuencia.

Para el análisis de requerimientos de exportación, se realizará una nueva corrida del MARGO incluyendo las solicitudes de compra como demanda adicional. De esta programación se obtendrán las posibilidades de cubrir las exportaciones solicitadas (o sea, que exista el excedente necesario) y el nuevo precio de mercado (PM). Se informará al país comprador el precio resultante de acuerdo a los Convenios de Interconexión vigentes (CEXP) y, de estar de acuerdo, se incluirá en la programación la energía de exportación (GEXP).

2.3.4.3. ENERGÍA IMPORTADA

Las ofertas de países interconectados consistirán de paquetes de energía y/o potencia y un precio asociado. Dicho precio deberá tener en cuenta lo indicado en el respectivo Convenio de Interconexión.

Estas ofertas se modelarán como máquinas adicionales cuyo costo es el precio requerido. Para el despacho dicho precio transferido al Mercado (a través de los factores FN y FA del nodo de interconexión) será considerado en la formación de precios. Sin embargo, el precio a pagar por la importación deberá ajustarse a lo establecido en el Convenio y podrá diferir del precio del Mercado. A través de los factores nodales quedará incluido el ingreso variable del Transporte asociado a la importación.

De la programación se obtendrá la previsión de compra estacional de energía a países interconectados, resultado del despacho del Sistema y las ofertas de importación.

Los productores de países interconectados podrán también, de no mediar impedimentos en el Convenio de Interconexión, vender a través de Contratos en el Mercado a Término (ver Capítulo 4).

En ambos casos deberán asumir los cargos fijos de transporte que le correspondan al igual que los restantes agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

2.3.4.4. AUTOGENERACIÓN

Los autogeneradores resultarán despachados en la medida que sus precios solicitados transferidos hasta el Mercado resulten inferiores a los del Sistema sin esta generación adicional. Las normas según las cuales se incorporarán como agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) se incluyen como Anexo 12.

2.3.4.5. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA

En base a la programación estacional realizada, se obtendrá para cada semana s el PM previsto en los períodos de pico, valle y horas restantes (PMsk). El PM estacional por período tarifario k (PMk) se calculará como el promedio ponderado de los precios semanales utilizando como peso la Demanda semanal abastecida (demanda pronosticada menos la falla prevista) correspondiente al período.

$$PM_k = \sum_s (PM_{sk} * DEMABAST_{sk}) / DEMABAST_k$$

De surgir previsión de períodos con áreas desvinculadas del Mercado con precio propio distinto del PM, y en tanto exista energía que no intervenga en la formación de precios del Mercado (generación excluida), se genera una diferencia con respecto al PM en el precio del despacho.

En cada semana s del período, los sobrecostos para cada período tarifario k serán los debidos a:

a) los precios locales que se hubieran manifestado en el período (PLik), llevadas al mercado a través de los factores modales correspondientes, multiplicados por la demanda abastecida en el área desvinculada del mercado y dividida por la demanda total abastecida en el período:

$$SCL_{sk} = \sum_i \left(\frac{PL_{ik}}{FN_{ik} * FA_{ik}} - PM_k\right) * \frac{DABAST_{ik}}{DABAST_k}$$

b) la generación excluida (GENEXCLi), con su precio reconocido (costo de operación Coi) llevado al mercado a través de sus factores nodales, multiplicado por la relación entre la energía generada y la demanda abastecida:

$$SCEXCL_{sk} = \sum_i \left(\frac{CO_{ik}}{FN_{ik} * FA_{ik}} - PM_k\right) * \frac{GENEXCL_{ik}}{DABAST_k}$$

c) los precios de convenio correspondiente a la importación (PIMPi), llevados al mercado a través de los factores nodales, y multiplicados por la relación entre la energía importada y la demanda abastecida.

$$SCIMP_{sk} = \sum_i \left(\frac{PIMP_{ik}}{FN_{ik} * FA_{ik}} - PM_k\right) * \frac{GENINP_{ik}}{DABAST_k}$$

El precio de referencia para cada período tarifario se obtendrá sumando al PM medio del período los sobrecostos semanales previstos.

$$PREF_k = PM_k + \sum_s (SCL_{sk} + SCEXCL_{sk} + SCIMP_{sk})$$

Dicho precio corresponde al valor medio esperado del precio en el Mercado Spot para el período en estudio.

2.3.4.6. PRECIO ESTACIONAL PARA DISTRIBUIDORES

El precio estacional por período de tarificación k que debe pagar cada distribuidor j resulta:

$$PEST_{jk} = PREF_{k} * FA_{jk} * FN_{jk} + DIFEST_{Ak} / DABAST_{Ak}$$

siendo:

*$DIFEST_{Ak}$ = la diferencia del período estacional anterior (Saldo de la cuenta de Apartamientos) correspondiente al área A donde está ubicado el Distribuidor

*$DABAST_{Ak}$ = demanda prevista a abastecer en el área durante el período tarifario k.

El Distribuidor deberá pagar aparte los cargos fijos dentro del ámbito del Transporte, así como por los servicios de Subtransmisión si correspondiera, que le permitan acceder a los nodos de entrada / salida que le sean asignados en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) (uno más).

2.4. PRECIO DE LA POTENCIA

2.4.1. POTENCIA DECLARADA

Al realizar sus proyecciones de demanda de energía y pronosticar sus curvas de carga características, el Distribuidor deberá determinar también su previsión de demanda de potencia pico máxima.

Las empresas Distribuidoras declararán su potencia pico para los próximos 2 semestres y los siguientes 8 semestres. En la operación real, el Distribuidor que supere su potencia declarada pagará una penalización. En consecuencia, el valor declarado debe corresponder a la potencia máxima prevista más la tolerancia que el Distribuidor considere necesaria para cubrirse de posibles apartamientos.

La Potencia de Referencia se definirá sumando el 60% de la potencia declarada para los primeros 2 semestres (pesando 30% cada semestre) más el 40% de la correspondiente a los siguientes 8 semestres (pesando 5% cada semestre).

La potencia para los primeros 2 semestres no podrá ser modificada. El valor para los 8 semestres siguientes podrá ser modificado una vez transcurridos los primeros 2 semestres, al comienzo de un nuevo período estacional, no admitiéndose otra modificación posterior durante los siguientes 2 semestres.

Para modificar su declaración de potencia, la Distribuidora deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) antes del 1 de marzo o 1 de septiembre, definiendo la nueva potencia convenida para los primeros 2 semestres y siguientes 8. De no suscribirse una nueva declaración dentro del plazo indicado, se considerará que continúan vigentes los valores de la última previsión.

En caso que por algún motivo faltara la declaración de potencia de un Distribuidor dentro del plazo correspondiente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la definirá como la potencia máxima registrada en los últimos 12 meses, incrementada en un porcentaje del 15%.

2.4.2. PRECIO DE LA POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN

2.4.2.1. PRECIO DE LA RESERVA

El MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) pagará por la POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN (PPAD) a las máquinas despachadas más las que sean aceptadas para integrar la reserva fría definida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para los días hábiles fuera del período de valle. El precio máximo a pagar lo determinará la S.E.E.. Los valores vigentes expresados en dólares por MW por hora fuera de valle (hfv) los días hábiles son:

01/11/91 al 30/04/94: 5 u$s / MW hfv

Después del 01/05/94: 10 u$s / MW hfv

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a las empresas de Generación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) antes del 20 de febrero y 20 de agosto el criterio propuesto para el período estacional en la definición del nivel de reserva fría térmica (típicamente TG) requerido así como la reserva mínima indispensable para la Operación del Sistema y sus fundamentos. Las empresas podrán hacer observaciones dentro de los siguientes 5 días.

Antes del 1 de marzo y 1 de setiembre el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará a las empresas Distribuidoras del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) la propuesta para dimensionar la reserva fría en el período estacional, la reserva mínima requerida y las observaciones de los Generadores. Los Distribuidores contarán con 5 días corridos para fundamentar apartamientos respecto del óptimo propuesto, no pudiendo resultar la reserva inferior al mínimo indicado pero sí mayor que el propuesto por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). De no llegarse a un acuerdo en ese plazo, se adoptará la propuesta del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La reserva fría lenta (típicamente TV) será aportada por los generadores bajo contratos de suministro. O sea con compromisos de disponibilidad de potencia, cuando no sean despachados y queden disponibles.

2.4.2.2. SOBREPRECIO POR RIESGO DE FALLA

Junto con la programación del período, se obtendrá un pronóstico de la Energía no Suministrada (ENS) por falla de larga duración, calculado como la esperanza matemática de la falla que resulta para cada uno de los años hidrológicos considerados.

Para cada semana en que surja una previsión de déficit superior al 0,7 % de la demanda, se considerará que existe Riesgo de Falla y la PPAD recibirá una remuneración especial superior al precio definido en el punto anterior, a través de un sobreprecio a la energía generada los días hábiles fuera del período de valle. Dicho sobreprecio se calculará en base al Costo de la Energía No Suministrada (CENS) y la profundidad del déficit. La fórmula correspondiente se indica en el Anexo 6.

El CENS ha sido determinado por la Secretaría de Energía Eléctrica, a través de estudios de valorización económico-social de la energía no suministrada. En base a ello se han fijado los siguientes valores para el CENS en dólares por kwh no suministrado (kwh NS):

01/11/91 al 30/04/94: 0,750 u$s / kwhNS

Después del 01/05/94: 1.500 u$s / kwhNS

2.4.3. PRECIO DE LA POTENCIA A DISTRIBUIDORES

La Remuneración Total por Potencia (REMPOT) se estimará en la programación estacional integrando en el período:

a) la sobrevalorización de la energía en las semanas con riesgo de falla;

b) la remuneración de la PPAD para las semanas sin riesgo.

El Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) se calculará dividiendo esta remuneración total por la suma de las potencias de referencia declaradas (POTMAX) multiplicada por el número de meses del período:

$$\text{POTREF(A / MWmes)} = \frac{\text{REMPOT}}{\text{POTMAX} * \text{n°de meses}}$$

Cada Distribuidor pagará en cada mes del período un CARGO FIJO calculado como el producto del precio de referencia por la potencia de referencia declarada.

En la operación real cada día que el Distribuidor se exceda de la potencia declarada, deberá pagar una penalización calculada con el CENS correspondiente al período.

PRECIO POTENCIA EXCEDENTE ($/MW/día) = 0,25 * CENS * 18 hs.

2.5. REMUNERACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

El ámbito de la Red de Transporte se define en el Anexo 11.

La remuneración del servicio de transporte incluye:

a) un ingreso variable por energía transportada (IVT) entre nodos de distinto precio asociado;

b) un cargo fijo por conexión puesta a disposición;

c) un cargo fijo por capacidad de Transporte puesta a disposición

El presente régimen de remuneración está dirigido al equipamiento existente, y debe considerarse firme para el mismo. Antes del próximo 1-11-92 la Secretaría de Energía Eléctrica definirá un sistema integral de precios para el transporte, dirigido fundamentalmente a la remuneración del nuevo equipamiento que se incorpore a través del Régimen de Concesión del Servicio Público del Transporte en los términos de la Ley N° 24.065.

2.5.1. INGRESO VARIABLE POR ENERGÍA TRANSPORTADA

Se calcula como la diferencia entre el valor de la energía extraída en el extremo receptor y el de la inyectada en el extremo emisor.

El precio de la energía en cada nodo y estará dado por:

* el PM transferido al nodo a través de los factores correspondientes (PMxFNixFAi) si el nodo está conectado al Mercado;

* el PL si está en un área desvinculada.

Al pagar los Distribuidores y cobrar los Generadores a través de sus respectivos precios de nodos (PN), queda implícitamente remunerado el ingreso variable del transporte, incluidas las pérdidas.

Para una línea que conecta un nodo emisor 1 (que inyecta una energía E1) con un nodo receptor 2 (que toma una energía E2), el ingreso variable del Transportador resulta:

$$IVT = (E_2 * PN_2 - E_1 * PN_1)$$

2.5.2. CARGO POR CONEXIÓN

Los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deberán abonar un cargo por su conexión a la Red de Transporte. En cada nodo de conexión al Sistema de Transmisión, se incluirá todo el equipamiento necesario para transferir la energía desde y hasta las barras de Alta Tensión de la red (interruptores, seccionadores, protecciones, transformadores de rebaje, compensación reactiva, etc.).

La Secretaría de Energía Eléctrica establecerá por resolución el cargo fijo por hora de capacidad de conexión puesta a disposición, por tipo de equipamiento. Este rubro deberá cubrir estos estándar de operación y mantenimiento.

En la programación estacional se indicará el cargo por hora de conexión y el factor de proporción de este cargo que corresponderá pagar a cada usuario, de la Red de Transporte.

El pago se realizará al finalizar cada mes en función al número de horas reales de disponibilidad.

De haber equipamiento compartido (por ejemplo transformadores) cada usuario k abonará la parte que le corresponde del cargo por conexión en forma proporcional a su potencia máxima requerida (FACTCik).

2.5.3. CARGO FIJO POR CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deberán abonar un cargo por capacidad de transporte puesta a disposición, que reconocerá el conjunto del equipamiento serie de transmisión en el ámbito de la red de Transporte.

La Secretaría de Energía Eléctrica establecerá por resolución el cargo fijo por hora de capacidad de transporte puesta a disposición y por tipo de equipamiento. Este rubro deberá cubrir costos estándar de operación y mantenimiento.

El cargo por capacidad de transporte será abonado en forma proporcional por los usuarios del sistema. Para ello se definirá el Área de Influencia de cada nodo. Se entiende por área de influencia al conjunto de líneas y demás instalaciones de la red directa y necesariamente afectado por el ingreso o egreso de potencia del usuario de la red, que incrementan la potencia transportada ante un incremento en dicho ingreso o egreso.

A partir del flujo de potencia probable para las horas pico del período estacional, se determinará el Área de Influencia correspondiente a cada generador vinculado a un nodo exportador y a cada distribuidor vinculado a un nodo importador.

Para ello, en los nodos exportadores se analizarán incrementos dejando como barra flotante el nodo Mercado (centro de carga del Sistema) teniéndose en cuenta sólo aquellas líneas y necesariamente vinculadas al nodo en que las variaciones de potencia resultantes en las mismas () son positivas.

El cargo fijo por capacidad de Transporte a pagar en cada nodo exportador k de una línea y será:

$$CHPOT_{ik} = \frac{PLMAX_{ik}}{PLMXTOT} * CHPOT_{i}$$

donde:

- PLMAXik = potencia máxima que el nodo k exporta por la línea y determinada a partir de la relación PL_{ik} / PG_{k} y el total exportado por el nodo k.

- CHPOTi = cargo fijo, por capacidad de Transporte puesta a disposición, correspondiente a la línea y.

- PLMXTOT = sumatoria de los PLMAXik.

Cuando a un nodo exportador estén vinculados varios generadores, conectados o no a la red de transporte, se repartirán el cargo fijo correspondiente en forma proporcional a su potencia nominal, obteniéndose así su factor de participación en dicho equipamiento FACTCij.

Análogamente se realizará en el caso de Distribuidores conectados a un área importadora, considerándose como factor de proporcionalidad su potencia máxima declarada POTMAX.

En la programación estacional se indicará el cargo por hora de capacidad puesta a disposición y el factor de proporción para cada usuario.

Un nuevo Generador podrá incorporarse al sistema sin limitaciones si los incrementos que provoca en la potencia transportada no exceden la potencia máxima en cada interconexión. Estas potencias máximas serán fijadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en base a los criterios de operación y confiabilidad de servicio vigentes. En el Anexo 16 se describe el procedimiento correspondiente.

2.5.4. APLICACIÓN FUERA DEL ÁMBITO DE LA RED DE TRANSPORTE

Toda actividad de transferencia de energía en bloque de y hasta la Red de Transporte, o entre Generadores y Grandes Usuarios o Distribuidores vinculados por contratos de abastecimiento del Mercado a Término se considerará transporte en bloque aunque utilice instalaciones fuera del ámbito de Transporte definido en el anexo 11.

Los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) están obligados a suministrar acceso libre a la capacidad remanente de sus instalaciones requeridas para el transporte en bloque, a cambio de una remuneración que se podrá acordar libremente entre las partes.

Las partes deberán comunicar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la remuneración acordada para ser incluida en la información requerida para la facturación. De no existir esta comunicación el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerará que el servicio no se remunera.

Si las partes no llegaran a un acuerdo, a pedido de cualquiera de ellos, con aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica y sin derecho a apelación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

calculará la remuneración correspondiente de acuerdo a las reglas en aplicación en la Red de Transporte. Para ello incluirá en el cálculo de los factores nodales todos aquellos nodos externos al ámbito de los concesionarios de transporte, que resulten relevantes (nodos de entrada / salida del MEM).

2.5.5. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

Todos los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) son responsables por el control del flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). En el Anexo 4 se detalla el contenido general de ese compromiso. Con la participación de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los reglamentará y pondrá en vigencia el 01-08-92.

Los apartamientos respecto del compromiso nominal darán lugar a transacciones de potencia reactiva que asumen las siguientes modalidades posibles:

a) Por apartamientos en los puntos de intercambio con la Red de Transporte (falta de equipamiento)

- si se alcanzan con equipamiento de otro agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) los Valores Tolerados establecidos, la parte requiriente pagará a la otra en proporción al equipamiento evitado, en la forma de créditos y débitos sobre el cargo fijo de conexión.

- si no se alcanzan los Valores Tolerados, las partes en incumplimiento pagan un excedente respecto del cargo de conexión, proporcional al equipamiento faltante. Este cargo no es percibido por el transportador, por lo que queda en la Cuenta de Apartamientos.

b) Por apartamientos transitorios en los puntos de intercambio con la Red de Transporte (imprevisión y/o indisponibilidad de equipamiento), se establecerán pagos por horas y magnitud de incumplimiento. Estos pagos serán recíprocos cuando se alcancen los Valores Tolerados, o implicarán pagos a la Cuenta de Apartamientos, cuando no se alcancen.

Al inicio de cada período estacional, en base al equipamiento de reactivo declarado por los generadores y transportistas y del reactivo requerido por la demanda, se realizarán flujos de carga para verificar el cumplimiento de la calidad de servicio (mantenimiento de los niveles de tensión requeridos y sobrecarga de equipamiento).

Por otra parte, se determinarán los cargos fijos que deberán abonar los generadores (CHRG), transportistas (CHRT), distribuidores y grandes usuarios (CHRD) por los apartamientos permanentes en su compromiso de reactivo, como asimismo los pagos asociados a incumplimientos transitorios.

2.5.6. CARGOS FIJOS Y PRECIOS EN EL ÁMBITO DE LA RED DE TRANSPORTE

Los precios vigentes a partir del 01/05/92 para el conjunto de las instalaciones de la Red de Transporte incluidos en el Anexo 11 serán:

a) Cargo por conexión (horarios):

CHCONEX = N500 + N200 + PTRA, siendo

N500 = 8$/h por cantidad de salidas de 500 kV asociadas al usuario.

N200 = 5$/h por cantidad de salidas de 220 kV asociadas al usuario.

PTRA = 0,036$/h x MVA de transformación.

a) Cargo por capacidad de transporte:

Para interconexiones de 500 kV 50$/100km x h x LAT.

Para interconexiones de 220 kV 30$/100km x h x LAT.

siendo LAT el número de Líneas de Alta Tensión en la interconexión

c) Remuneración máxima del transporte:

Para interconexiones de 500 kV 5500$ / km x semestre x LAT

Para interconexiones de 220 kV 3500$ / km x semestre x LAT

Para las transacciones de reactivo o pagos por apartamientos no tolerados, los precios vigentes a partir del 01/05/92 para las instalaciones existentes serán:

a) Reactivo de generadores o compensadores sincrónicos y

estáticos (CHRG) = 0,09 $/h x MVAr

b) Reactivo a suministrar por reactores o capacitores

(CHRD y CHRT) = 0,05 $/h x MVAr

Todas las penalizaciones de reactivo se harán sobre la base de 0,9 $/hs x MVAr.

2.6. REEMBOLSO DE GASTOS DEL OED

Los gastos en que incurra el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), serán presupuestados en forma semestral, con apertura mensual. Este presupuesto incluirá todas las necesidades tanto en materia de gastos directos, como indirectos e inversiones. El reembolso de los gastos mensuales presupuestados estará a cargo de todos los agentes del mercado.

El presupuesto semestral del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no podrá superar un valor tope expresado como el 0,65% del importe total de las ventas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en el período.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará dicho presupuesto antes del 1 de marzo y 1 de setiembre de cada año a las empresas integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes contaran con 15 días corridos para enviar objeciones y/o sugerir modificaciones. A más tardar el 1 de abril y 1 de octubre el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) lo elevará, junto con las observaciones realizadas, a la S.E.E.

El presupuesto se prorrateará mensualmente entre cada empresa integrante del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) proporcionalmente al volumen de su transacción en el mes (sea compradora o vendedora) incluyendo las transacciones que se realicen en el Mercado a Término.

Coinicidentemente con las revisiones trimestrales de la programación estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá proponer fundadamente ajustes al presupuesto, sujetos al mismo procedimiento antes descripto.

Si de la ejecución presupuestaria de un período estacional surgieran excedentes, estos serán incorporados como partida presupuestaria en el período siguiente.

2.7. PRECIO ESTACIONAL A DISTRIBUIDORES

Para el período se determinará para cada Distribuidor el precio que pagará por su compra en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de acuerdo a una tarifa binómica calculada en base a la programación estacional.

a) Un cargo por la energía por cada período tarifario, que incluye la reserva para regulación de frecuencia y el cargo variable del Transporte. Este cargo se obtiene del Precio de Referencia Estacional de la Energía de cada período tarifario afectado por los correspondientes factores nodales (FN y FA).

b) Un cargo fijo por potencia, derivado del precio de referencia de la potencia y de la Potencia de Referencia declarada.

Mensualmente el Distribuidor pagará además:

c) por el Servicio de Operación y Despacho, en proporción a su transacción en el MEM;

d) el cargo por Conexión y Capacidad de Transporte;

e) los cargos fijos por potencia reactiva y las penalizaciones que puedan corresponder.

A más tardar el 15 de marzo y el 15 de setiembre de cada año el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará los estudios estacionales (ver Anexo 7) a los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes contarán con 14 días corridos para producir observaciones. El

ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará dichas observaciones, pudiendo incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el período recalculando los precios a Distribuidores. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará a la S.E.E. antes del 15 de abril y el 15 de octubre la propuesta de precios de venta a Distribuidores, basada en los estudios convalidados, junto con las observaciones realizadas por las empresas.

Antes del 5 de mayo y el 5 de noviembre, la S.E.E. ajustará por Resolución los precios de venta a Distribuidores para los períodos que comienzan el 1 de mayo y el 1 de noviembre respectivamente. Vencido este plazo, se entiende que continúan vigentes los precios correspondientes al período anterior.

2.8. ACTUALIZACIÓN TRIMESTRAL

Transcurridos 3 meses del período estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) actualizará los estudios de programación del despacho y cálculo de precios para lo que resta del período.

Para ello, las empresas deberán informar antes del 20 de junio y 20 de diciembre los pedidos de cambios al programa de mantenimiento acordado para el período estacional.

Los cambios en el mantenimiento de la red de Transporte deberán haber sido acordados previamente con los usuarios del área de influencia. De surgir observaciones contrarias y no poder llegar a un acuerdo entre las partes antes del 20 de junio y 20 de diciembre, el Transportista deberá enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las distintas alternativas de mantenimiento con sus correspondientes objeciones. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá la más conveniente entre ellas desde el punto de vista de operación del Sistema en conjunto (Mínimo Costo Marginal de Corto Plazo evaluado en el Mercado) pero también teniendo en cuenta las objeciones de cada parte.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará el nuevo mantenimiento conjunto (grupos generadores y sistema de Transmisión) que resulta y podrá solicitar a las empresas modificaciones en función de su efecto sobre la programación de la operación. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá reunir a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) antes del 5 de julio y 5 de enero para acordar la actualización correspondiente al programa de mantenimiento definitivo para el trimestre y el provisorio para los siguientes treinta meses. La reunión tendrá características similares a la realizada para la programación estacional.

Se utilizará la base de datos estacional original, incorporando las modificaciones que las empresas informen hasta el 5 de julio y 5 de enero y las modificaciones realizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a los datos objetados en la programación semestral cuyo comportamiento registrado durante el primer trimestre verificó la validez de la objeción. Si el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) detecta para alguno de los datos informados un apartamiento significativo con respecto a lo registrado en los primeros 3 meses, podrá solicitar su modificación. De no llegarse a un acuerdo con la empresa correspondiente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá mantener el valor indicado por la empresa pero dejando constancia de su observación. Durante el trimestre, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de cada dato observado y, de verificarse la objeción realizada, lo podrá modificar como se indica en el punto 2.1.1.

La previsión de demanda recibirá un tratamiento diferencial dado su efecto directo sobre los precios. En caso de detectarse apartamientos significativos en el trimestre que modificaran sustancialmente el precio real con respecto al previsto, si la empresa Distribuidora no ajusta su previsión a la realidad observada en los primeros 3 meses, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la reemplazará por una estimación propia, previo acuerdo de la S.E.E.. Se dejará indicado que dicha demanda no corresponde a la previsión del Distribuidor y los motivos de su modificación.

No se modificarán los criterios para la reserva y capacidad regulante que fueron acordados para el período estacional.

Antes del 15 de julio y el 15 de enero, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará el estudio a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes tendrán 5 días corridos para producir observaciones. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las analizará y podrá incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el trimestre.

A más tardar el 25 de julio y el 25 de enero, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará a la S.E.E. la revisión de precios a Distribuidores, adjuntando un informe con los datos modificados con respecto a la programación estacional (haciendo notar aquellos observados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y los motivos) y las observaciones de las empresas del MERCADO

ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Se hará notar el efecto sobre los resultados de estas modificaciones. El informe tendrá un formato similar al estudio estacional (ver Anexo 7).

Si la Secretaría de Energía Eléctrica considera que el cambio que resulta es suficientemente significativo, antes del 5 de agosto y 5 de febrero ajustará por Resolución los precios de venta a Distribuidores para los períodos que comienzan el 1 de agosto y 1 de febrero. Vencido este plazo sin intervención de la Secretaría de Energía Eléctrica, quedarán firmes los precios estacionales definidos al comienzo del semestre.

2.9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS. INFORME MENSUAL, TRIMESTRAL Y ESTACIONAL

Antes del día 15 de cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) producirá para conocimiento de la S.E.E. y empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) un informe analítico sobre la gestión de operación del sistema y el funcionamiento de los mercados el mes anterior, con particular referencia a cada uno de los apartamientos significativos observados respecto a la programación con que se definió el precio a Distribuidores (Anexo 8).

Se adjuntará una recopilación de las modificaciones a la base de datos estacional, tanto las solicitadas por las empresas en el transcurso del mes como las realizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al verificarse la objeción realizada a un dato observado. Se incluirá una actualización de la programación de la operación para lo que resta del período haciéndose notar las implicancias de las modificaciones sobre el resultado económico esperado respecto al originalmente programado en el estudio para establecer los precios a Distribuidores del período.

Quince días antes de cumplirse los primeros tres meses del período, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) producirá un informe trimestral de seguimiento (proyectando los días faltantes), que junto con el estudio de proyección del siguiente trimestre mencionado en 2.8 constituirá la base de la decisión de revisión de precios por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica.

Quince días antes de finalizar el período estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) producirá un anticipo de resultados proyectados. Tanto en este adelanto como en el informe trimestral se incluirá el saldo previsto de la Cuenta de Apartamiento, totalizando el apartamiento real registrado y el proyectado para lo que resta del trimestre.

Al finalizar el período estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) producirá un informe final del período, comparando los resultados reales de la operación con la previsión estacional, teniendo en cuenta el ajuste trimestral de haberse realizado. El informe tendrá un formato similar al mensual (ver Anexo 8). Se harán notar los apartamientos entre la remuneración global a los Generadores y Transportistas, y los pagos de los Distribuidores.

3. MERCADO DE PRECIOS HORARIOS (MERCADO SPOT)

3.1. PROGRAMACIÓN SEMANAL Y RIESGO DE FALLA

3.1.1. INFORMACIÓN BÁSICA

A más tardar a las 10:00 hs. del penúltimo día hábil de cada semana calendaria, las empresas deberán enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la información necesaria para realizar el despacho de la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente (ver Anexo 9). Será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) fijar los datos faltantes manteniendo como válidos los utilizados en la semana anterior, salvo que se haya observado una diferencia importante que justifique su modificación. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar a la empresa el valor asumido y su justificación. En vista de la importancia de las demandas previstas en la definición del riesgo de falla, de faltar las previsiones de las empresas correspondientes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá los valores a utilizar con un modelo de pronósticos de demanda, como se indica en el punto 3.1.2.

Con respecto a los precios combustibles y fletes, para los Generadores con contratos o precios estacionales declarados, se utilizarán los precios reconocidos en la programación estacional. Si el Generador realiza un contrato de abastecimiento de combustibles o de fletes durante el transcurso del período estacional, deberá declararlo en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y pasará a ser su precio reconocido para el resto del período, limitado por el máximo estacional reconocido. El resto de los Generadores podrá informar un precio para el mes (Precio Mensual Declarado) junto con la información para la programación de la primera semana de cada mes. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) lo cotejará con el Precio Máximo Mensual (ver Anexo 13), que actualizará e informará mensualmente. El ORGANISMO

ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) reemplazará los precios declarados por encima de éste tope por el máximo reconocido. Para los Generadores sin contratos ni precios declarados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utilizará los Precios de Referencia Mensual. Estos precios no podrán ser modificados a lo largo del mes y serán los utilizados para la programación semanal y diaria, el despacho y el cálculo de precios horarios de la energía.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respetar la información suministrada por las empresas e incorporarla a la Base de Datos Semanal. Sin embargo, de resultar datos incongruentes respecto al conjunto o con diferencias significativas respecto a lo que se ha registrado en las últimas semanas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar su modificación aclarando los motivos. En el caso de demandas podrá indicar la diferencia con respecto a los valores previstos con el modelo de demandas. De no llegarse a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respetar el valor informado por la empresa pero dejando constancia de su observación en la información enviada con la programación semanal.

Durante la semana el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de los datos observados. Si durante dos días se verifica una diferencia superior al 10% con respecto al dato informado por la empresa y dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada, se considerará que la observación del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es válida y quedará habilitado para modificar el valor para el resto de la semana y toda la semana siguiente en la Base de Datos Semanal de acuerdo al criterio indicado en la observación (o sea, si el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) observa un dato empresario porque considera que debería ser menor, de verificarse la validez de la observación podrá disminuir el dato pero no aumentarlo). En este caso, deberá informar a la empresa que el dato objetado se considera modificable y el valor adjudicado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Hasta el penúltimo día hábil de cada semana, las empresas podrán solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mantenimientos correctivos para la semana siguiente. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará estas solicitudes en función de la urgencia del pedido y su efecto sobre la programación semanal prevista (riesgo de falla, precios, etc.) y coordinará un programa de Mantenimiento Correctivo Semanal, buscando el óptimo para el Sistema. En consecuencia, podrá no aceptar pedidos justificándolo debidamente y de no llegar a un acuerdo con la empresa sobre una fecha alternativa. En la operación real de la semana, toda salida imprevista (contingencia) o prevista pero no incluida en el programa de mantenimiento estacional ni el programa correctivo semanal será considerada forzada a los efectos de evaluar la indisponibilidad de la máquina.

Asimismo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recabará las solicitudes de Autogeneradores para realizar transacciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Sólo se considerarán los pedidos recibidos dentro del plazo indicado para ser incorporados a la Base de Datos Semanal.

Será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) canalizar las solicitudes de importación / exportación de países interconectados. Las mismas sólo podrán ser recibidas dentro de los plazos indicados para ser incorporadas a la Base de Datos y consideradas en la programación semanal. Estas operaciones de compra / venta de empresas de países interconectados en el Mercado Spot serán aceptadas o rechazadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo al despacho del Sistema, no requiriendo aprobación previa de la SEE.

3.1.2. MODELOS UTILIZADOS

Incorporando a la Base de Datos Estacional los datos semanales y las modificaciones al período estacional informadas por las empresas, se correrá el modelo OSCAR con el horizonte de 3 años partiendo del estado actual del Sistema, para revalorizar las reservas en los grandes embalses del Sistema. Luego se correrá el modelo MARGO para simular la operación de la semana siguiente partiendo del estado inicial previsto y las previsiones para cada semana. Se incluirán las ofertas de venta de países interconectados, como generación adicional al precio solicitado.

De existir solicitudes de compra de países interconectados se realizará una nueva corrida del MARGO incorporando la energía solicitada como un pedido de compra, o sea una demanda adicional cuyo cubrimiento sólo se hará de existir excedentes de generación para cubrirla (no genera déficit). Se determinará así las posibilidades de cubrir la energía requerida, el sobrecosto respecto a la programación sin exportación, y el precio a ser empleado en la operación de venta según las características del respectivo Convenio de Interconexión.

Con el modelo MARGO se obtendrá la energía a ubicar en la semana a programar y la siguiente en aquellas centrales hidráulicas que pos su capacidad de embalse y potencia instalada pueden afectar significativamente dentro de la semana los precios del Sistema. La definición de las centrales hidráulicas a optimizar en la semana se realizará al acordar el modelo hidráulico en la previsión estacional. Para el resto se tomarán como dato los paquetes de energía que oferten las empresas correspondientes en base a sus pronósticos.

Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) enviará cada semana a las centrales de interés regional, y capacidad de embalse menor, las previsiones de precios (PM y PL) y de riesgo de falla para las semanas correspondientes a los siguientes doce meses. Las empresas podrán utilizar estos datos para determinar el manejo óptimo de sus embalses dentro de las restricciones que fijan a su operación los compromisos agua abajo (riego, consumo de agua, navegación, etc.).

Tomando como dato los paquetes de energía hidráulica en cada embalse para las siguientes dos semanas, se optimizará su ubicación a lo largo de las dos semanas, en paquetes diarios divididos en períodos de una o más horas (no podrán superar el correspondiente período tarifario), mediante un modelo de despacho hidrotérmico semanal (MDHS). La función objetivo a minimizar será el costo total variable del sistema, evaluado en el Mercado, y resultado de la suma del costo de combustible (a través del costo marginal de las máquinas) más el transporte (a través de los factores FN y FA) y la valorización de la energía no suministrada.

El modelo debe tener en cuenta:

* un horizonte de 7 a 14 días;
* requerimientos de importación y exportación de países interconectados;
* requerimientos de compra/venta de Autogeneradores;
* posibilidad de definir agrupamiento de máquinas de acuerdo al nivel de detalle requerido;
* disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central térmica o grupo de máquinas, para definir la distribución óptima de combustibles;
* requerimiento de banda de reserva para regulación;
* una representación de la red que permita representar restricciones de Transmisión y operación que afectan los resultados del despacho a nivel semanal;
* representación de distintos tipos de centrales hidráulicas, y de sus limitaciones al despacho diario (requerimientos aguas abajo, posibilidades de empuntamiento, etc.);
* representación de centrales de bombeo para definir sus requerimientos de bombeo y despacho de generación en la semana.

El modelo a utilizar así como cualquier modificación futura en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la S.E.E.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dispondrá de un plazo de 12 meses a partir del 01/05/92 para adoptar las herramientas en uso o incorporar nuevas tal que el programa de despacho semanal se adecue a los requerimientos antes expuestos. El modelo y metodologías propuestas será presentado a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes podrán sugerir modificaciones. Una vez finalizado el desarrollo del programa, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) lo presentará a la S.E.E. para su aprobación. A partir de entonces, el modelo junto con su descripción, manual de uso y base de datos requerida estará a disposición de todos los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Mientras se pone en servicio la nueva metodología, la programación semanal, se continuará realizando con la metodología actualmente en uso (Despacho Energético Semanal DES).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con un plazo de 6 meses a partir del 01/05/92 para poner en servicio un modelo para proyección de demandas (PRODEM) a nivel semanal y diario, teniendo en cuenta:

* sensibilidad a las condiciones climáticas,
* demandas reales registradas en el período anterior.

La metodología propuesta por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será presentada antes del 1/8/92 a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quienes contarán con 15

días para su análisis y sugerir modificaciones a una metodología alternativa. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), teniendo en cuenta estas observaciones, será el responsable de que se desarrolle, por personal propio o requiriéndolo a terceros, un programa adecuado a las necesidades señaladas. Una vez finalizado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará el modelo a la S.E.E. para su aprobación. A partir de entonces, el modelo junto con su descripción, manual de uso y base de datos requerida estará a disposición de todos los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

3.1.3. DESPACHO SEMANAL

Se correrán en primer lugar los modelos OSCAR y MARGO para determinar en los embalses a optimizar los paquetes de energía hidráulica óptimos a ubicar en la semana para minimizar el costo total futuro de operación, incluyendo el costo de falla, manteniendo el horizonte de 3 años con las modificaciones que puedan haber surgido en los datos estacionales previstos.

El criterio para el uso del agua dentro de la semana se hará con el Modelo de Despacho Hidrotérmico Semanal (MDHS), admitiendo un apartamiento de hasta el 5% en la energía hidroeléctrica despachada para una central con respecto al óptimo estimado por el programa MARGO. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar a los respectivos generadores hidráulicos modificar la energía de las centrales optimizadas, utilizando como criterio de valorización del agua que resulta del modelo OSCAR, o pedir apartamientos respecto a la energía ofertada al resto de las centrales con menor capacidad de almacenamiento.

Si en el despacho semanal surge una previsión de déficit, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe correr el modelo de demandas (PRODEM) para definir las proyecciones de demanda semanal para cada empresa, que se considerarán las de referencia. Si para algún Distribuidor o Gran Usuario la demanda informada supera la de referencia en más de un 5%, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) reemplazará la previsión declarada por el pronóstico del modelo e informará a la empresa correspondiente. Con las demandas así convalidadas, se realiza el despacho semanal y se establece si existe riesgo de déficit.

El despacho se realizará en el centro de carga del Sistema teniendo en cuenta el efecto y costo asociado al Sistema de Transmisión. Para ello, al comienzo de cada semana el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá:

a) la configuración típica prevista en la red de Transporte (de ser necesario podrá ser más de una);

b) por lo menos 6 estados de carga representativa, de días hábiles y restantes en sus franjas de tarificación.

En base a ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mediante un modelo específico realizará flujos de carga para determinar en cada barra de la red de Transporte así como en puntos de entrada/salida del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que lo requieran los Factores de Nodo Semanales para cada período tarifario (ver Anexo 3). Los factores representativos de la calidad de la conexión con el mercado (FA) también se recalcularán semanalmente manteniendo fija la constante de potenciación KPA, como se indica en el Anexo 3. Con estos factores de nodo y adaptación se fijará el costo de cada generador transferido al centro de carga y el precio de nodo vinculado al Mercado con que se calculará su remuneración.

En vista de ello, las hipótesis y estados definidos como característicos en el cálculo de los factores no debe apartarse significativamente de la realidad que resulte. Cuando surjan modificaciones, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá recalcular los factores nodales para las nuevas situaciones previstas. En consecuencia, al finalizar la semana la misma habrá quedado dividida en uno o más períodos de iguales características, con duración uno o más días, con sus correspondientes factores nodales por período tarifario.

Para los Generadores vinculados directamente a la Red de Transporte, se utilizará el factor de nodo y de adaptación de la barra de conexión. Para aquellos que se vinculan al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a través de instalaciones de un Distribuidor, los factores de adaptación (FA) a utilizar serán los correspondientes a la jurisdicción provincial a la que están conectados, y los factores de nodo (FN) resultarán del cálculo antedicho extendido a su barra de ingreso al SADI. Si el Generador se vincula a través de varios puntos de conexión, los factores nodales se calcularán como el promedio de los correspondientes FA y FN ponderados por la energía que entrega en cada uno.

En función de la configuración prevista en la red y composición de la oferta, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará las restricciones de Transporte y generación forzada vigentes, que serán incluidas en el Despacho Semanal.

Como resultado del despacho se obtendrá para cada día típico y período tarifario la previsión de:

- precio del Mercado PM;

- áreas que resultan desvinculadas del Mercado por actuar restricciones de Transmisión u operación y el correspondiente precio local PL.

No se considerarán para el cálculo de precios las máquinas excluidas, que figuran en el Anexo 5.

Del modelo resultará además la previsión por tipo de día y período tarifario de:

- paquetes de energía por central hidráulica;

- energía no suministrada;

- paquetes de generación térmica y consumo de combustibles;

- paquetes de importación y/o exportación con países interconectados.

A lo largo de la semana, de surgir modificaciones significativas en las hipótesis consideradas (ya sea en la oferta, demanda o las restricciones), se actualizará la base de datos y se realizará el redespacho del resto de la semana. Con esto se redefinirán los paquetes de generación, consumo de combustibles, precios y energía no suministrada. Se enviarán los resultados correspondientes a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de un modo similar a la del despacho semanal (punto 3.1.3.3.).

3.1.3.1. DETERMINACIÓN DEL RIESGO DE FALLA Y REMUNERACIÓN ADICIONAL

Si el parque térmico y nuclear resulta insuficiente en las condiciones previstas de demanda y disponibilidad térmica e hidráulica, en el despacho surgirá una previsión de energía no suministrada (ENS) semanal. Cuando este déficit supere el 0,7 % de la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá que la semana tiene Riesgo de Falla.

En este caso, la capacidad se remunerará a través de un sobreprecio a la energía generada, Sobreprecio por Riesgo de Falla (SPRF), los días hábiles fuera del período de valle. El horario de valle se definirá entre las 0;00 hs y 6:00 hs., pudiendo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) modificarlo cuando lo justifiquen razones operativas o estacionales. La fórmula correspondiente al cálculo del SPRF se indica en el Anexo 6.

La Remuneración Adicional (RAH) prevista por riesgo de falla para cada día hábil resulta:;

$$RAH = TDH * SPRF$$

donde TDH es la generación necesaria para cubrir la demanda prevista de un día hábil en el horario fijado, o sea que incluye las pérdidas del transporte.

De existir restricciones de Transporte que determinen distintas áreas de riesgo, se discriminará la falla por área y se redefinirá el sobreprecio y remuneración adicional para cada una.

Para garantizar el cobro de esta remuneración adicional, los Generadores térmicos y nucleares deberán informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) antes de las 18:00 hs. del domingo la PPAD por Centro de Generación y/o máquina para cada día hábil de la semana siguiente. Esta lista se considerará la oferta de Parque térmico-nuclear disponible. Durante la semana, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) verificará que se mantiene la oferta de disponibilidad, eliminando de la misma toda máquina que se declare indisponible o limitada por debajo de la potencia informada por más de 18 horas. Todo Generador que se deba eliminar de la lista dos veces en el transcurso de cuatro semanas por no cumplir su oferta de disponibilidad, quedará inhabilitado de ofrecerse en la lista de oferta de disponibilidad para semana con riesgo de falla durante las siguientes 12 semanas. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará al Generador correspondiente cuando ésta suceda.

Durante el transcurso de la semana, diariamente se realizará un redespacho semanal. De mejorar las condiciones en el Sistema para una semana con riesgo de falla, podrá resultar que desaparece el déficit previsto. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a las empresas y se dejará de pagar el sobreprecio a la energía (SPRF) pagándose en cambio un sobreprecio a la PPAD a aquellas máquinas térmicas disponibles que hayan informado su disponibilidad, o sea que estén en la lista confeccionada el domingo. Si por el contrario, empeora la situación energética, podrá surgir una previsión de déficit en una semana definida como sin riesgo. En este caso no se pagará ningún sobreprecio pero podrá resultar necesario aplicar restricciones al suministro.

Cuando la situación del Sistema (estado de los grandes embalses, reserva energética embalsada, etc.) llegue a los valores mínimos previstos en la Programación Estacional y sus revisiones, se considerará

necesario aplicar restricciones al abastecimiento. En este caso el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) definirá un programa tentativo de cortes para la próxima semana, que informará conjuntamente con la programación semanal.

Se analizará en primer lugar la parte de la demanda que no se podrá abastecer por restricciones en el Sistema de Transmisión o Distribución (ENSTRANS). De contar alguna de estas demandas con contrato de abastecimiento, se informará al Generador correspondiente la parte de su demanda contratada que se prevé no poder abastecer por imposibilidad de llevar la energía hasta el punto convenido.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerará luego el déficit de generación (ENSGEN), o sea el déficit restante luego de descontar a la ENS total la demanda no abastecida por restricciones de transporte.

ENS = ENSTRANS + ENSGEN

Se excluirá de aplicar restricciones por déficit de generación a los Distribuidores, Grandes Usuarios y Generadores del Mercado a Término que tengan un contrato de abastecimiento con garantía de suministro siempre que el Generador correspondiente que deba abastecerlo cuente con la disponibilidad necesaria para cubrir todos sus contratos (ya sea con la generación propia o de terceros con los que tenga contratos de reserva).

Si un Generador con contratos por falta de disponibilidad (propia más contratada a otros) no alcanza a cubrir todos sus contratos de abastecimiento, se convertirá en un demandante en el Mercado Spot por la diferencia entre la potencia contratada y su propia capacidad de generación (dada como la disponibilidad de sus máquinas más la de los grupos con quienes tenga contratos por reserva fría).

Un Distribuidor o Gran Usuario con contrato de reserva fría con una máquina prevista en servicio (disponible) se considerará tomando de su contrato la parte de la demanda que esta puede abastecer y en el Mercado Spot comprando el resto de su demanda (demanda total menos disponibilidad de las máquinas contratadas como reserva).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) distribuirá el déficit de generación semanal previsto (ENSGEN) proporcionalmente a la demanda de cada comprador en el Mercado Spot, incluyendo:

- toda la demanda sin contratos;

- la demanda no cubierta de los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de reserva fría;

- la compra de los Generadores que no pueden cumplir sus contratos de abastecimiento.

Para la previsión semanal, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) supondrá que el corte que le corresponda a un Generador con contratos de abastecimiento garantido que sale a comprar al Mercado Spot se reparte entre los Distribuidores o Grandes Usuarios con los que están ligados contractualmente en proporción a sus demandas contratadas. O sea, resultará como si el demandante comprara en el Mercado Spot la parte proporcional de la compra total del Generador con quien tiene contrato.

De este modo se obtendrá una previsión de restricciones al abastecimiento a aplicar la semana siguiente para cada comprador del Sistema.

$$\text{RESTRICCIÓN}_k = \text{ENSGEN} * \text{COMPRA}_k / \text{COMPRATOT}$$

3.1.3.2. DETERMINACIÓN DE LA RESERVA FRÍA

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el Organismo Encargado del Despacho (OED) informará la magnitud de la reserva fría que constituirá los días hábiles y solicitará ofertas a todas las máquinas térmicas de punta. Los Generadores convocados que deseen participar deberán informar antes de las 12:00 hs. del último día hábil su oferta para la semana siguiente indicando por grupo:

a) potencia puesta a disposición:

b) precio por MW puesto a disposición;

c) tiempos comprometidos para entrar en servicio y llegar a plena carga.

Esta oferta representará un compromiso por parte del Generador de, en caso de ser requerido, poner en servicio la potencia ofertada dentro de los tiempos indicados. En consecuencia, el Generador al presentar

su oferta deberá tomar los márgenes suficientes en la definición de los tiempos para garantizar que en la operación real pueda cumplirlos.

La capacidad comprometida por Contratos a término de reserva fría (ver Capítulo 4) no se considerará en la conformación técnica de la reserva necesaria para el sistema ni podrá ser ofertada en el concurso de reserva ya que se encuentre comprometida por su contrato.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) conformará un orden de mérito entre estas ofertas, ordenándolas en base, no sólo al precio, sino también a la ubicación geográfica de la máquina, la velocidad de entrada y toma de carga indicada, así como el comportamiento real observado anteriormente si trabajó como reserva fría.

En la lista de mérito quedarán ordenadas primero las máquinas que no hayan fallado como reserva fría y luego aquellas que, estando en reserva fría, al ser solicitada su entrada en servicio no hayan cumplido su compromiso ofertado. Aquellas máquinas que hayan fallado en su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de 60 días quedarán automáticamente excluidas de participar en el concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses.

La lista de mérito se confeccionará en el centro de carga del Sistema. En consecuencia, para tener en cuenta la ubicación de la máquina y calidad de su vinculación con el Mercado, en la definición de la lista de mérito se afectará el precio ofertado por los correspondientes factores nodales (FM y FA) definiendo de este modo el precio en el centro de carga.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) no podrá aceptar ofertas cuyo precio sea mayor que el máximo fijado para el período. También podrá rechazar ofertas por motivos técnicos debiendo en este caso justificarlo debidamente.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) pondrá en conocimiento de los agentes reconocidos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y de la Secretaría de Energía Eléctrica un reglamento para la realización de estos concursos, ateniéndose a los principios enunciados (Anexo 15).

3.1.3.3. ENVÍO DE LA PROGRAMACIÓN SEMANAL

Antes de las 14:00 hs. del penúltimo día hábil de cada semana, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a cada Generador:

a) su programa de producción semanal, aclarando si no está previsto su despacho;

b) el PM previsto;

c) los períodos en que está previsto quedar desvinculado del Mercado y el correspondiente PL;

d) el nivel de falla previsto en su área junto con el correspondiente sobreprecio y remuneración adicional;

e) el valor del agua en cada embalse optimizado;

f) para los Generadores térmicos su previsión de consumo de combustibles;

g) la utilización del parque marginal y su costo operativo;

h) la utilización de energía importada y su precio, cuando sea superior al PM;

i) los factores nodales de la semana por período tarifario;

j) las restricciones vigentes de Transporte y operativas, incluyendo parque forzado.

Junto con esta información se señalarán los datos utilizados que fueron observados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y el motivo de cada observación.

A los países interconectados que hayan ofertado energía, se les informará si se la tomará mientras que a aquellos que hayan solicitado comprar se les indicará si existe el excedente y el precio al que se vendería.

De definirse cortes programados a la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) enviará a los Compradores las restricciones previstas. Los Distribuidores y Grandes Usuarios podrán indicar hasta las 10:00 hs del último día hábil requerimientos a tener en cuenta en la programación diaria de las restricciones (horarios más convenientes, duración, etc.). Por su parte, los Generadores con contratos que también resulten compradores por falta de disponibilidad propia, podrán informar dentro del mismo plazo su requerimiento en cuanto al modo de repartir entre sus contratos el corte programado para su compra. De no recibir estos requerimientos especiales, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerará que se acepta el criterio de, en la operación diaria, repartir las restricciones en forma proporcional a la compra.

3.2. DESPACHO DIARIO Y PRECIOS EN EL MERCADO

3.2.1. INFORMACIÓN BÁSICA

Todos los días, antes de las 10:00 hs. se deberá suministrar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente y cualquier modificación a los datos previstos para el resto de la semana.

En el caso de sábado, domingo y días feriados, el día hábil previo se informarán los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil subsiguiente. De surgir durante el fin de semana o días feriados modificaciones en los datos previstos, la empresa deberá notificar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el cambio para ser incorporado a la base de datos y tenerlo en cuenta en el despacho.

Será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) completar los datos faltantes con los valores utilizados el mismo tipo de día anterior, modificando sólo aquellos en que existan apartamientos que los invaliden. En este caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar a la empresa correspondiente el cambio realizado y su justificación. Las demandas recibirán un trato diferencial. En caso de no suministrar previsiones algún Distribuidor o Gran Usuario, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará con el modelo de pronóstico de demanda los valores a utilizar.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respetar la información de las empresas e incluirla en la Base de Datos Diaria (Anexo 10). Sin embargo, en el caso de observar incongruencias en el conjunto que puedan afectar al Sistema en su operación, podrá solicitar modificaciones. De no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar la información indicada por la empresa pero dejando constancia de su observación en la programación diaria que enviará a las empresas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Al finalizar el día, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará el comportamiento real de los datos objetados. Si se verifica que alguno se aparta en más del 10 % del valor declarado por la empresa y que esta diferencia se corresponde con la objeción realizada, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) quedará habilitado para el resto de la semana a ajustar este dato de acuerdo al criterio indicado en su observación al mismo. En este caso, informará a la empresa que se ha verificado la validez de la observación y el ajuste realizado cada día en que modifique el valor declarado por la empresa.

Para el equipamiento indisponible o con limitaciones, se lo considerará fuera de servicio o con la misma restricción salvo que dentro del plazo indicado la empresa notifique su hora de entrada prevista.

Se considerará que continúa vigente el compromiso de:

- reserva fría de las máquinas ofertadas en la programación semanal.

- reserva lenta de los Generadores con contratos en el Mercado a Término que no hubiera resultado despachados, salvo que en el plazo indicado el Generador informe su indisponibilidad.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) canalizará los requerimientos diarios de importación / exportación por parte de países interconectados que deberán ser recibidos dentro del mismo plazo que el resto de los datos diarios. Los mismos serán aceptados o rechazados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo al despacho óptimo diario que resulte, no requiriendo autorización de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Asimismo, recabará las solicitudes de compra / venta de los Autogeneradores reconocidos, que serán incorporados al despacho diario siempre que envíen la información requerida dentro de los tiempos establecidos.

3.2.2. MODELO UTILIZADO

La programación diaria se realizará con un modelo de Despacho Hidrotérmico del Sistema, que optimiza la ubicación horaria de los paquetes de energía hidráulica diarios. La función objetivo será minimizar el costo total, medido como la suma de costos de operación llevados al centro de carga más la energía no suministrada.

El modelo permitirá:

* representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario (limitaciones de Transmisión, máquinas forzadas, etc.);

* realizar flujos de carga representativos para garantizar que el despacho se ajusta a las restricciones de Transporte y Operación que se le definan;

* representar el parque térmico y nuclear en detalle, con disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central o máquina y sus correspondientes precios para definir la mezcla óptima, con su consumo específico y factores nodales para definir el despacho, con su consumo propio para definir su potencia neta, con sus restricciones a la variación de carga horaria máxima, con sus posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia primaria y secundaria;

* representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y rearranque de la máquina, y el costo de arranque y parada de máquinas;

* representar los requerimientos de banda de potencia como reserva para regulación y la penalización en caso de su no cumplimiento;

* representar distintos tipos de cuencas y embalses (de pasada, de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, diques compensadores o reguladores, etc.) y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho horario hidráulico;

* representar centrales de bombeo para definir su operación diaria óptima;

* representar solicitudes de compra/venta de Autogeneradores;

* incluir con respecto a los países interconectados, ofertas de exportación con sus precios solicitados (como generación adicional disponible) y requerimientos de importación como demanda adicional que se puede no abastecer si no existe el excedente requerido (no genera falla).

El modelo a utilizar así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Tanto el modelo diario como su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

El Organismo Encargado del Despacho (OED) dispondrá de un plazo de 12 meses a partir del 01/05/92 para adoptar los programas utilizados actualmente y/o incorporar nuevas herramientas, tal que el modelo de despacho diario cumpla los requerimientos indicados. Mientras tanto, se continuará realizando el despacho diario con el modelo Programa Económico de Máquinas (PEM), actualmente en uso.

3.2.3. PREDESPACHO

3.2.3.1. DESPACHO DE CARGAS Y DETERMINACIÓN DEL PM

El despacho diario será realizado todos los días por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los viernes y días hábiles previos a un feriado se realizará el despacho previsto para el fin de semana o días feriados y el primer día hábil subsiguiente. Este despacho será indicativo para las empresas. Los sábados, domingos y días feriados se realizará el despacho del día siguiente y el Organismo Encargado del Despacho (OED) informará a las empresas la nueva programación de surgir diferencias respecto a la informada el último día hábil. De no recibir notificación del Organismo Encargado del Despacho (OED) dentro de los plazos correspondientes, la empresa considerará que el despacho indicativo previsto pasa a ser el predespacho válido para el día siguiente.

Se deberá realizar en primer lugar un redespacho semanal para definir los paquetes de energía hidráulica a ubicar el día a despachar, teniendo en cuenta el horizonte semanal y las modificaciones que puedan haber surgido en las previsiones. De ser necesario, de acuerdo a los apartamientos que hayan resultado en la hipótesis, se redefinirán para el resto de la semana los factores nodales. De haber mejorado las condiciones para una semana definida con riesgo, en el redespacho semanal podrá resultar que ha desaparecido el riesgo de falla y el Organismo Encargado del Despacho (OED) deberá informar a todos los Generadores junto con el envío de la programación diaria el levantamiento del riesgo de falla. En este caso, el resto de la semana no se pagará el SPRF a la energía generada sino que se pagará un sobreprecio por PPAD a las máquinas disponibles que estén en la lista confeccionada el domingo precedente.

Utilizando la Base de Datos Diaria y los resultados del redespacho semanal (energía hidráulica a despachar), el Organismo Encargado del Despacho (OED) realizará el despacho hidrotérmico diario del sistema para dos casos:

a) sin restricciones (despacho libre),

b) incluyendo las restricciones de Operación, Transmisión y Distribución pero sin incluir las restricciones dadas por el arranque/parada de máquinas (tiempo mínimo de parada y el costo de arranque/parad).

La transferencia entre cada nodo y el Mercado se hará a través de los factores nodales calculados en la programación semanal o, de haber surgido modificaciones, en el redespacho correspondiente.

La generación excluída será tenida en cuenta en el despacho energético pero no se considerará para el cálculo de precios. Con respecto a la generación hidroeléctrica, se admitirá un apartamiento de hasta el 5% en la energía despachada para una central con respecto al óptimo definido en despacho o redespacho semanal.

En base a los despachos realizados, el Organismo Encargado del Despacho (OED) determinará la previsión de precios de la energía y para cada hora establecerá:

a) el PM previsto (el precio más caro entre los costos marginales transferidos al centro de carga de las máquinas vinculadas al Mercado);

b) la máquina que define el PM;

c) las áreas que, por actuación de restricciones, se apartan del despacho óptimo y generan un mercado local con precio propio PL y la máquina dentro del área que lo define.

3.2.3.2. PROGRAMAS DE CARGAS Y DEFINICIÓN DE PRECIOS LOCALES

Una restricción activa (ya sea de transporte, distribución u operativa) se manifiesta como una diferencia en el despacho de las máquinas de un área respecto del despacho en barra única sin restricciones, evidenciando las limitaciones impuestas al Sistema. Aquéllas áreas en que se modifique el despacho, y para las horas en que esto sucede, se considerarán desvinculadas del Mercado. Su precio local estará dado por el mayor precio dentro de su área.

Para determinar los programas de carga del parque, se realizará un nuevo despacho teniendo en cuenta las restricciones de arranque/parada. Las máquinas turbovapor de base no se sacarán de servicio por despacho si la salida despachada resulta con una duración inferior al Tiempo Mínimo Requerido entre Parada y Rearranque (TMIN) informado por el Generador en la Base de Datos del Sistema. De no informarse dicho valor para alguna máquina turbovapor, se considerará 12 horas. Si la duración prevista de la salida (TS) es mayor que el mínimo correspondiente, el Organismo Encargado del Despacho (OED) sólo mantendrá en servicio de resultar económico una vez computado su costo de arranque y parada correspondiente al tiempo TS. Toda máquina que quede en servicio sólo por condiciones de arranque y parada (tiempo mínimo o costo) se considerará forzada y se la tratará en esa hora como una máquina excluida del cálculo de precios, cobrando en consecuencia por su energía el costo operativo (ver Anexo 14).

La generación de las centrales del bombeo se despachará en base a la energía prevista en el redespacho semanal realizando ajustes menores de ser necesario.

3.2.3.3. DESPACHO DE COMBUSTIBLES

En el programa de despacho diario se incluirá la previsión de combustibles suministrada por los Generadores que se debe corresponder con sus respectivos contratos de abastecimiento de existir, (cuota de gas, stock de combustibles líquidos y/o carbón, precios correspondientes de ser necesario) y la información respecto a restricciones en las posibilidades de quemado de los distintos tipos de combustibles en las máquinas.

El programa de despacho optimizará en función a la disponibilidad de máquinas y de combustibles con sus correspondientes precios, que definirán los precios de la energía (PM y PL). Se obtendrá entonces como resultado, junto con los precios de la energía y programas de cargas, una previsión de consumo de combustible en cada máquina. De este modo se determinará la distribución dentro de cada central de la cuota de gas prevista, que corresponde al despacho óptimo y que se utilizará para la fijación de precios de la energía.

Los precios de combustibles y fletes utilizados serán los mismos que los de la programación semanal.

3.2.3.4. PROGRAMACIÓN DE RESTRICCIONES AL ABASTECIMIENTO

El Organismo Encargado del Despacho (OED) deberá definir los programas de restricciones horarias a aplicar. De estar previsto de la programación semanal la necesidad de aplicar restricciones al abastecimiento, se realizará el despacho horario de la ENS prevista para ese día. Por otra parte, en caso de surgir de la programación diaria que la generación disponible resulta insuficiente para abastecer la demanda prevista, el programa de despacho determinará una previsión de déficit horario.

Se discriminará dentro del déficit previsto (ENS) dos tipos:

- uno atribuible a limitaciones en el Sistema de Transmisión y/o Distribución (ENSTRANS);

- otro debido a déficit de generación y/o requerimiento de limitar la generación hidráulica para mantener la reserva estratégica en embalses (ENSGEN).

$$ENS = ENSGEN + ENSTRANS$$

Primeramente, se analizarán las restricciones de Transporte y se definirá para cada nodo el nivel de déficit que surge por imposibilidad de llegar hasta la demanda a abastecer (TRANSk).

Para el déficit de generación, en los contratos de abastecimiento con garantía de suministro se considerará que los Distribuidores y Grandes Usuarios compran su demanda contratada del Generador correspondiente (o sea no compran en el Mercado Spot) siempre que el mismo cuente con la disponibilidad necesaria para cubrirlo, ya sea con generación propia (PPADK) o con generación de otra máquina con la que tenga contrato por reserva (PRESERVk). De no ser así, el Generador pasará a ser comprador en el Mercado Spot con una demanda igual a la potencia faltante para cubrir su requerimiento contratado.

Si bien el compromiso horario de los Generadores está dado por la suma de las potencias contratadas, para el caso de déficit en el Sistema se considerará que su compromiso incluye además el nivel de pérdidas previstas. Para un contrato entre una Demanda ubicada en un nodo i y un Generador ubicado en un nodo j, las pérdidas correspondientes previstas se evaluarán en función de los factores de nodo semanales.

$$(FN_{Dem} - FN_{Gen}) * Dem.contratada / 2$$

En consecuencia, para un Distribuidor o Gran Usuario con contratos de abastecimiento garantido, no se aplicarán restricciones por déficit de generación cuando el Generador responsable del contrato no compra en el Mercado Spot (COMPRAk=0).

Se define como Falla de un Generador con Contrato de Abastecimiento a la imposibilidad de cumplir su garantía de suministro contratado por indisponibilidad propia, o sea que la suma de sus potencias contratadas más perdidas asignadas (PCONT+PPERD) es mayor que su potencia disponible (PDISPi) más la potencia disponible de los contratos a término de reserva fría que disponga (PRESERVi). En este caso la compra requerida del Generador en el Mercado Spot debido a sus compromisos contratados resulta:

$$COMPRA_i = (PCONT_i + PPERD_i - PDISP_i - PRESERV_i)$$

Para los Distribuidores o Grandes Usuarios con contratos de reserva fría se calculará su compra en el Mercado Spot como la diferencia entre la demanda prevista y la potencia disponible en las máquinas contratadas como reserva.

$$COMPRA_k = (PDEM_k - RESERVA_k)$$

donde RESERVAk es la suma de la disponibilidad de las máquinas que tienen contrato de reserva con el Distribuidor o Gran Usuario k.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) repartirá el déficit de generación en forma proporcional a la potencia requerida por cada Comprador en el Mercado Spot. En consecuencia, la restricción horaria por déficit de generación para cada Comprador k resulta:

$$DEFGEN_k = ENSGEN * COMPRA_k / COMPRATOT$$

Si un Generador con falla tiene más de un contrato, se repartirá la restricción que le corresponde (DEFGENk) utilizando el criterio acordado en la programación semanal. En consecuencia, de no haber requerido el Generador un tratamiento especial respecto al modo de distribuir su déficit, el Organismo Encargado del Despacho (OED) lo repartirá en forma proporcional a la demanda de cada contrato respecto al total contratado por el Generador y la falla de un contrato k del Generador y resulta:

$$FALLA_k = DEFGEN_i * \frac{DEMCONT_k}{PCONT_i}$$

La restricción total programada para cada Comprador será la suma del déficit por falta de generación más el provocado por las restricciones de transmisión.

$$ENSDEM_k = TRANS_k + DEFGEN_k$$

En todos los casos el Organismo Encargado del Despacho (OED) tendrá en cuenta los requerimientos indicados por los Distribuidores en la programación semanal en cuanto a la programación horaria de sus restricciones.

3.2.3.5. DESPACHO DE LA COMPRA / VENTA CON OTROS PAÍSES

Para las solicitudes de compra / venta de países interconectados se realizará el despacho incorporando de la programación semanal los pedidos de compra aceptados como demanda adicional y las importaciones acordadas como generación adicional al precio solicitado. El precio será afectado de los factores nodales para representar su transferencia al Mercado, y de esta manera quedará incluido el cargo variable del transporte correspondiente a la importación / exportación.

En caso de resultar del predespacho excedentes de generación, el Organismo Encargado del Despacho (OED) podrá ofertar la venta de energía a otros países, o sea ventas de oportunidad adicionales a los programas semanalmente. Dichas ofertas se incluirán en la base de datos diarias calculando el precio en base al PM, trasladado al punto de compra a través de los correspondientes factores nodales, según lo estableciera el respectivo convenio de interconexión.

3.2.3.6. DESPACHO DE LA CAPACIDAD REGULANTE

Los Generadores reconocidos como agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) participarán en la regulación primaria y secundaria de frecuencia de acuerdo a las características informadas de sus máquinas.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) definirá, con acuerdo de la S.E.E. las características mínimas que deberá reunir una máquina para poder participar en la regulación primaria y secundaria de frecuencia y, de acuerdo a esta definición, determinará el conjunto de Generadores habilitados para regular.

La participación en la regulación será voluntario, pudiendo un Generador habilitado decidir no participar. En ese caso, junto con el envío de los datos para la programación diaria, los Generadores habilitados deberán informar su indisponibilidad como capacidad regulante. De no recibirse esta notificación, el Organismo Encargado del Despacho (OED) considerará que el Generador participará en la capacidad regulante. En el despacho diario y en función de las características indicadas, se repartirá la reserva regulante entre los Generadores disponibles para regulación, o sea eliminando los que no reúnen las características mínimas requeridas por el Sistema y los habilitados que hayan informado su indisponibilidad para regulación.

En consecuencia, el Organismo Encargado del Despacho (OED) realizará un predespacho de la capacidad regulante, que servirá de base para la operación real, de acuerdo a la calidad de regulación ofrecida (estatismo, banda muerta, etc. para regulación primaria y gradiente de variación de potencia, monto de reserva disponible, etc. para regulación secundaria) entre los Generadores habilitados que estén disponibles para regular.

Resultará así despachada en cada máquina una potencia a generar y una potencia rotante en función de su capacidad de regulación (será cero en las máquinas que no participan en la regulación). La suma de las reservas despachadas deberá corresponder, salvo restricciones, con el nivel de capacidad regulante establecido para el período estacional. En caso de que la reserva ofertada resulte insuficiente, surgirá un déficit de regulación (DEFREG) respecto a la banda de reserva acordada en la programación estacional. Este déficit será tenido en cuenta en el cálculo de la remuneración correspondiente.

3.2.3.7. DESPACHO DE LA RESERVA FRÍA

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el Organismo Encargado del Despacho (OED) contará con las ofertas de reserva informada para la semana y podrá decidir cada día hábil constituir reserva fría térmica. En este caso, para definir el nivel de reserva a utilizar deberá tener en cuenta el criterio acordado en la programación estacional.

Partiendo de la lista de mérito semanal, el Organismo Encargado del Despacho (OED) conformará la lista de mérito del día eliminando aquellas máquinas que hayan resultado despachadas en el predespacho o estén declaradas como indisponibles. Se despachará el conjunto de máquinas en reserva partiendo de la primera máquina de la lista ordenada diaria y hasta completar el nivel de potencia requeridos. De acuerdo a los excedentes térmicos previstos, podrá resultar una reserva menor que la requerida. Como resultado, se obtendrá para cada hora una previsión de PPAD formada una parte por la potencia despachada y el resto como reserva.

Con la lista diaria de reserva ofertada se obtendrá la previsión del precio de la PPAD para ese día hábil fuera de las horas de valle, dado por el de la máquina más cara aceptada como reserva (precio de corte del concurso de Reserva Fría) o, de no quedar por arrancar ninguna de las máquinas ofertadas como reserva, por el precio máximo establecido para el período.

3.2.3.8. CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE REACTIVA

Los Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas deberán informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro de reactivo.

De violarse algún criterio de operación debido a la falta de cumplimiento por algún actor del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de sus obligaciones con respecto al reactivo se limitará, en caso de ser necesario, el transporte afectando primordialmente al involucrado.

En este caso, será penalizado por Mvar v hora en que el equipamiento requerido fue declarado indisponible. Si en la operación se detectara incumplimiento, basándose en los datos de tensión y potencia suministrados por el sistema de operación en tiempo real (SOTR), y la empresa no hubiera informado la correspondiente indisponibilidad, será multado por las 24 horas. Se tomará en cuenta cualquier incumplimiento que exceda dos períodos de medición.

En caso de indisponibilidad de algún equipo comprometido, el Organismo Encargado del Despacho (OED) podrá solicitar poner en disponibilidad equipamiento de reemplazo para mantener la calidad pretendida. La empresa del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que lo ponga a disposición se hará acreedora a la penalización pagada. De no disponerse de equipamiento sustituto, se considerará que se vulnera la calidad del servicio al Distribuidor y la multa será depositada en el Fondo de Apartamiento del Período estacional.

En el punto 2.5.6. se indican los precios vigentes.

3.2.3.9. ENVÍO DE LA PROGRAMACIÓN DIARIA

Antes de las 13:00 hs. del día de cierre para recabar información, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) enviará los resultados de los predespachos realizados. Los mismos representarán un compromiso por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de respetar en la operación la programación prevista, salvo apartamientos significativos respecto a las hipótesis, pero además supondrá del Generador un compromiso de cumplir los programas indicados y aceptar los precios

que de ello resulten. La información enviada es la correspondiente a los precios a aplicar, en función de las máquinas despachadas con los combustibles previstos y las limitaciones activas de acuerdo al despacho. En tanto las empresas no informen modificaciones y/o el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realice un redespacho, en la operación en tiempo real el precio quedará determinado de acuerdo a lo que indica el despacho para la hora correspondiente.

a) A Generadores: para cada hora, el PM previsto y la máquina que lo definirá en la operación, y el correspondiente PL cuando su nodo esté desvinculado del Mercado.

b) A Generadores: los días hábiles el nivel de reserva fría, la PPAD y el precio resultante y las máquinas previstas en reserva.

c) Generadores despachados: para cada máquina el programa horario de generación y tipo de combustible previsto, la discriminación de los períodos en que sólo cobrará sus costos de operación, y el sobreprecio de la energía los días hábiles fuera de valle de existir riesgo de falla en su área.

d) A Generadores con máquinas no despachadas: para cada una la indicación de que no resultó despachado y si se lo considera en reserva fría.

e) A Países Interconectados: Se responderá si se aceptan las ofertas de venta. A las solicitudes de compra, se indicará si es posible suministrar la energía pedida y el precio requerido. En ambos casos, se suministrará el programa de cargas horario previsto para la interconexión.

f) A Distribuidores: de existir una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento.

g) A los agentes que participan en el control de la tensión y aporte de reactiva: consignas de tensión en barras y requerimientos particulares de reactiva que difieran de los compromisos acordados.

h) A todas las empresas participando en el MEM: las restricciones previstas para la semana, tanto de transporte como máquinas forzadas.

Con la información suministrada y la evolución de precios previstos, las centrales de bombeo evaluarán sus posibilidades de bombeo e información al OED antes de las 15.00 hs. su programa tentativo de bombeo. Por su parte, los Distribuidores contarán hasta las 16.00 hs. para acordar modificaciones a su programa de restricciones.

3.3. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, tanto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como los Generadores deberán respetar la programación prevista. De surgir alguna modificación en las condiciones previstas para un Generador, la misma será tenida en cuenta para el despacho y afectará la definición de precios a partir del momento que la empresa lo notifique al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En tanto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no realice un redespacho, se considerará que la realidad no se aparta significativamente de las hipótesis previstas y, por lo tanto, se mantienen los resultados del predespacho, incluyendo la definición para cada hora de la máquina que fija el PM, la previsión de áreas desvinculadas con precios locales y la reserva fría acordada.

La definición de las máquinas en reserva fría se fija con el predespacho, resultando así una remuneración para la PPAD programada para cada hora. El precio de la PPAD no se modificará en la operación real salvo que se realice un redespacho que redefina las máquinas en reserva, pero sí se modificará su composición entre potencia generada y en reserva. Si una máquina prevista en servicio en el predespacho estando disponible se saca de servicio, se considerará que pasa a integrar la reserva incrementándola. Si por el contrario, se debe entrar en servicio una máquina de la reserva fría, se mantendrá la PPAD en tanto no se realice un redespacho, con una menor proporción de potencia en reserva.

Si alguna máquina de la lista aceptada en reserva fría se ve forzada a entrar en servicio por restricciones de operación, dejará de integrar el conjunto en reserva para pasar a ser considerada máquina forzada, desvinculándose el área correspondiente del Mercado y generando su propio precio local. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) decidirá en este caso si es necesario redespachar la reserva para agregar una nueva máquina. En este caso la PPAD adquiere el precio que hubiera ofertado esta última en la convocatoria original.

Cuando un Generador con contratos en el Mercado a Término resulta despachado por encima de su potencia contratada, venderá la potencia excedente el Mercado Spot al correspondiente precio para la PPAD.

Cada hora el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el Precio de Mercado con el costo específico de generación de la máquina definida en el predespacho, consumiendo el combustible previsto, afectada de los factores correspondientes de nodo (FN y FA), y las áreas desvinculadas junto con su precio local. Además, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará para cada hora la lista de las máquinas forzadas que sólo cobrarán sus costos operativos.

En caso de cambios intempestivos (ej. disparo de una máquina), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar apartamientos temporarios respecto a la programación prevista sin realizar un redespacho, pero respetando las restricciones incluidas por las empresas en la información suministrada para realizar el predespacho que puedan afectar su seguridad, o en caso de centrales hidroeléctricas sus compromisos aguas abajo.

De ser necesaria la entrada de máquinas térmicas, deberá primero solicitar las máquinas definidas como reserva, comenzando por la máquina de menor costo (medido en el centro de la carga) del conjunto en reserva. Cuando desaparezca la perturbación, se deberá volver a la programación original. De mantenerse, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar un redespacho.

Los Generadores deberán informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cualquier modificación en su parque térmico, ya sea en la disponibilidad de alguna máquina o en el tipo de combustible que está consumiendo. A los efectos de la operación, el cambio sólo pasará a ser tenido en cuenta a partir de su notificación al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Si un generador que participa en la regulación de frecuencia tiene una disminución en su potencia máxima operable, debe informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el cual podrá en consecuencia modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación. Si queda imposibilitado de seguir participando en la regulación de frecuencia deberá informarlo al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), pudiendo a partir de ese momento pasar a ser despachado a máxima potencia.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá ser informado de las indisponibilidades de equipamiento de transporte, como de cualquier apartamiento de lo comprometido con respecto al reactivo por parte de los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será el responsable de que la configuración de la red se adecue a los requerimientos del despacho de potencia. En consecuencia, en cumplimiento de sus funciones, podrá solicitar maniobras sobre el equipamiento del Sistema Interconectado. En todos los casos se considera que un requerimiento del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es de cumplimiento obligatorio por las empresas integrantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Sin embargo, la seguridad de los equipos y personas involucradas será responsabilidad de las empresas propietarias. Solamente de significar un riesgo para la seguridad de sus instalaciones y/o personas bajo su responsabilidad, la empresa podrá negarse a acatar las instrucciones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

3.3.1. CENTRALES DE BOMBEO

Para optimizar el uso de su energía de oportunidad de la central de bombeo, el OED podrá ir modificando su programa de generación en función de las condiciones reales que se presenten en el Sistema o, de surgir excedentes importantes, ofrecerle bombear.

Por su parte, de acuerdo a la evolución real de precios, la central de bombeo podrá solicitar incorporarse a la demanda del Sistema para bombear pero el OED podrá no aceptar dicho requerimiento de apartarse en forma significativa del programa tentativo informado, justificando debidamente la no aceptación en función de condiciones en el Sistema.

3.3.2. ASIGNACIÓN DE LA CUOTA DE GAS

El Generador deberá informar las modificaciones significativas que surjan en su disponibilidad de gas respecto de lo previsto o contratado y que afecten su despacho previsto.

Como primera medida, de ser la cuota inferior a la prevista o contratada e insuficiente para todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá pasar a consumir combustibles fósiles en el orden dado por la máquina de menor costo. Si por el contrario la oferta es mayor y sobra gas una vez cubierto el requerimiento de todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá ir pasando a gas natural en el orden dado por la máquina más cara de la central.

Si la modificación en la disponibilidad de gas invalida el despacho óptimo previsto, el OED deberá realizar el correspondiente redespacho.

Si el Generador no consume el combustible disponible del modo óptimo indicado y/o despachado, deberá informar al OED y justificarlo debidamente. De no considerarse el motivo válido, para el cálculo de precios el OED considerará que la máquina está quemando el combustible correspondiente al despacho óptimo (predespacho o redespacho vigente) independientemente de lo que haya hecho el Generador en la realidad.

3.3.3. REDESPACHO

Cuando se observen apartamientos significativos respecto a las hipótesis previstas y se estime que los mismos se mantendrán invalidando el despacho óptimo previsto, el OED realizará un redespacho para el resto del día e informará a cada Centro de Generación su nuevo programa de carga y consumo de combustibles, junto con los nuevos precios horarios previstos. El redespacho se podrá realizar con el programa de despacho diario o, de considerar el OED que esta herramienta no es conveniente, desarrollar un modelo particular para el redespacho en la operación en tiempo real.

La información se enviará en forma similar a la indicada para el predespacho. De ser necesario despachar las máquinas que estaban en reserva fría, podrá definir nueva reserva de acuerdo al orden indicado en la lista de mérito del día.

Toda máquina aceptada como reserva fría en el predespacho o agregada por ser titular de contratos en el Mercado a Término, cobrará por PPAD salvo que quede indisponible o falle al pedirse su entrada en servicio. El OED no podrá en el redespacho eliminar de la lista, máquinas en reserva definidas en el predespacho, salvo que la máquina quede indisponible.

3.4. RESULTADOS DE LA OPERACIÓN

3.4.1. DETERMINACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS

Antes de las 10:00 hs. del primer día hábil siguiente deberán enviar al OED:

* cada Centro de Generación y Autoproductor la energía horaria generada al MEM.

* cada Distribuidor o Gran Usuario, la energía consumida al MEM y la potencia máxima resultante.

El OED recopilará dicha información en la Base de Datos de Operación del Mes para su procesamiento.

Antes de las 18:00 hs. el OED informará a cada Centro de Generación el precio resultante para cada hora en su nodo (PM transferido según FN y FA, o PL según corresponda), su volumen de venta de energía, y el precio y remuneración correspondiente por PPAD. Informará además los períodos en que a la máquina sólo se le reconocerán sus costos de operación y no define precios.

Para las centrales de bombeo, informará a su vez el volumen de compra de energía, que se valorizará a los precios horarios del Mercado Spot (precio de la energía en su nodo más precio de la potencia).

3.4.2. INCUMPLIMIENTO DE LAS ORDENES DEL OED

En la operación real, los integrantes del MEM deberán acatar las órdenes del OED. La falta de cumplimiento injustificado dará lugar a multas cuyo monto definirá el S.E.E. en base al perjuicio que ocasione al Sistema.

Junto con la información de la operación, el OED enviará a las empresas su cuestionamiento por incumplimiento de la programación u órdenes del OED. La empresa contará con 24:00 hs contadas a partir de la recepción de dicha información para responder y presentar su justificación. En caso que la empresa no responda dentro del plazo indicado o que el OED considere que la justificación no responde a motivos de seguridad de su equipamiento y/o personal, se elevará a la Secretaría de Energía Eléctrica la queja correspondiente, la solicitud de sanción si se justifica, y la respuesta de la empresa. La Secretaría de Energía Eléctrica decidirá como última instancia sin apelación.

En caso de que una máquina genere por encima de lo solicitado, con una tolerancia del 5%, el OED informará documentadamente la situación al Generador y no reconocerá la remuneración de esta energía (o sea que se le asignará como penalización un precio cero).

Si alguna empresa en la operación no informó en tiempo cambios en su disponibilidad de equipamiento o en el combustible consumido que hubieran afectado su despacho y no justifica debidamente esta demora, el OED podrá elevar a la Secretaría de Energía Eléctrica la queja correspondiente, solicitando la sanción

correspondiente. Por su parte, si de la modificación resulta el PM o PL superior al correspondiente a la situación real, el OED corregirá para el período correspondiente los precios e informará a las empresas los motivos del cambio.

3.4.3. CUESTIONAMIENTOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS

Con los resultados de la operación suministrados por el OED, las empresas Generadoras contarán con un plazo de 24 horas después de recibir la información del OED, para cuestionar apartamientos con respecto a su programa de generación previsto, pudiendo solicitar reconocimiento de una programación alternativa. En el caso de centrales hidráulicas con embalse podrán cuestionar si su energía semanal generada resulta con un apartamiento superior al 10% respecto al óptimo previsto, considerando la programación semanal y sucesivos redespachos. Las centrales de bombeo podrán también cuestionar las negativas a sus requerimientos de bombear.

Si el OED demuestra que en el despacho realizado el costo total es inferior al despacho sugerido por la empresa o que los apartamientos se debieron a motivos operativos de seguridad, se considerará que la operación realizada fue la correcta y la empresa deberá acatar el resultado obtenido. De no ser así y no llegar a un acuerdo entre las partes, la empresa podrá elevar su cuestionamiento a la S.E.E..

Las empresas también podrán cuestionar la falta de redespacho, y en consecuencia redefinición de precios vigentes, en el caso de registrarse apartamientos respectos a las hipótesis previstas. Si el OED demuestra que las diferencias no resultan significativas en el precio final, representando una diferencia no mayor que el 5%, se rechazará la queja. De lo contrario y de no surgir acuerdo, la empresa podrá elevar su queja a la S.E.E.

En todos los casos, el OED contará con 24 horas para responder al cuestionamiento. Transcurrido este plazo y de no haber respuesta del OED, el cuestionamiento pasará automáticamente a la S.E.E.

La S.E.E. decidirá en instancia única en base al cuestionamiento planteado y la justificación del OED, si corresponde un resarcimiento y en tal caso, su importe.

3.5. REMUNERACIÓN A GENERADORES

Los Generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida al MEM calculada a partir del valor neto entregado, o sea descontando el consumo propio de la central. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que se prestan en el Sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

3.5.1. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA

La energía se remunerará en base al precio horario que resulte en la operación real del Sistema, salvo aquellas máquinas que no intervengan en la definición de precios y que sólo cobrarán sus costos operativos. En particular, toda máquina que quede en servicio en su mínimo técnico por resultar más económico que sacarla de servicio como indicaría el despacho sin restricciones de arranque / parada, dado su costo de arranque y parada, será remunerada por su energía al costo operativo.

El precio (PM y PL) tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva rotante con que opera el Sistema.

Para cada hora del mes se tendrá:

a) la energía generada (GEN);

b) el precio del Mercado (PM) y los precios locales por área desvinculada ();

c) los factores nodales de acuerdo al período semanal s correspondiente a ese tipo de día y al período tarifario k correspondiente a esa hora.

Para cada hora, la remuneración correspondiente a un Generador y resultará:

a) la energía generada (GEN);

b) el precio del Mercado (PM) y los precios locales por área desvinculada (PL_A);

c) los factores nodales de acuerdo al período semanal s correspondiente a ese tipo de día y al período tarifario k correspondiente a esa hora.

Para cada hora, la remuneración correspondiente a un Generador y resultará:

a) si está dentro del Mercado, el PM transferido hasta su nodo a través de los correspondientes factores nodales:

$$GEN_i x PM x FN_{sk} x FA_{sk}$$

b) el precio local de su área cuando la misma queda desvinculada del Mercado por restricciones de transporte u operación:

$$GEN_i x PL_A$$

c) su costo operativo de tratarse de una máquina excluida en el cálculo de precios o forzada en servicio por su tiempo o costo de arranque y parada.

$$GEN_i x CO$$

De la integración de estos valores se obtendrá la remuneración mensual del Generador.

3.5.2. REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD REGULANTE

Las transacciones por capacidad regulante tienen por objeto redistribuir los ingresos adicionales obtenidos por los generadores como consecuencia del aumento del precio por mantener reserva para control de frecuencia, de modo que quede reflejada la participación de cada uno, reduciendo su remuneración por energía en la medida en que aporte por debajo de la reserva media del sistema (r %) e incrementándola si aporta por encima, pero manteniendo la remuneración total a Generadores. Dicha reserva media se debe corresponder con la acordada en la programación estacional, por lo que en caso que haya surgido faltante de capacidad regulante en la programación diaria se calculará como la reserva real más el déficit correspondiente (DEFREG).

La energía regulante se valorizará en el centro de carga del sistema al PM, incluyendo el sobreprecio por riesgo de falla de existir.

La remuneración de un Generador teniendo en cuenta su reserva para regulación de frecuencia resulta:

$$REM_k = REMSRF_k + PM * GEN_k (r_k - r) / (1 - r_k)$$

donde:

* $REMSRF_k =$ remuneración de la energía generada según el precio de nodo, sin tener en cuenta el aporte a la regulación de frecuencia.

* $GEN_k =$ energía generada

* PM = el precio del Mercado, incluyendo SPRF de existir.

* r = porcentaje de reserva acordada en la programación estacional, o sea el porcentaje real en el Sistema más DEFREG de existir déficit de capacidad regulante.

* $r_k =$ porcentaje de reserva aportada por el Generador, o sea $R_k / (GEN_k + R_k)$ es la energía regulante aportada.

El aporte de cada Generador (R_k) resultará del despacho diario, en base a:

- la diferencia entre su potencia operable y su potencia generada;

- sus posibilidades de regulación dadas por las características del equipamiento de la máquina.

De este modo, a un generador que no aporta a la regulación (Rk=0) se le descontará la energía equivalente a la que no hubiese despachado de haber dejado la reserva requerida. A uno que aporte por encima de la reserva media del sistema, se le incrementará su remuneración para compensar la energía que no generó y hubiera resultado despachada.

Se verifica que si el porcentaje de reserva del Generador es:

a) igual al del Sistema $(r_k = r)$, recibirá como remuneración su generación valorizada según el precio de nodo correspondiente;

b) inferior al del Sistema $(r_k < r)$, su remuneración será menor en proporción a la reserva no aportada al precio del Mercado;

c) superior al del Sistema $(r_k > r)$, cobrará un incremento en proporción a la energía aportada, al precio del Mercado.

Antes del 1/9/92, el OED propondrá a las empresas del MEM el sistema a aplicar para verificar el cumplimiento del aporte a la regulación primaria (el efectivo funcionamiento del equipamiento y con la respuesta ofrecida). Las empresas contarán con 15 días para hacer observaciones y acordar el método a utilizar y el equipamiento requerido para ello. A partir de su implementación, de detectarse que un Generador no cumple con su aporte a la regulación secundaria, se considerará para el cálculo de su remuneración que no aportó a la regulación durante todo el correspondiente mes.

A partir del 1/11/92 se comenzará a aplicar una remuneración por el servicio de regulación secundaria asociado a la eficiencia de la misma y la reserva rotante comprometida.

Antes del 30/9/92 el OED presentará su propuesta de metodología a las empresas del MEM, quienes contarán con 15 días para proponer modificaciones. La propuesta final junto con los comentarios de las empresas será elevado a la S.E.E. para su aprobación.

3.5.3. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

3.5.3.1. POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN

En las semanas definidas sin riesgo, la PPAD se remunerará los días hábiles fuera del período de valle a:

* todos los grupos que resulten despachados en el Mercado Spot, incluyendo las máquinas forzadas, por su potencia ofertada en el Mercado Spot (o sea potencia operada menos potencia contratada);

* las máquinas que, estando disponibles, no resulten despachadas a pesar de estar previstas en servicio en el predespacho;

* la reserva fría acordada (máquinas de punta aceptadas en el concurso de reserva fría más las agregadas en los redespachos).

Esta remuneración se fijará con el precio (MW/PPAD) de la máquina más cara en la lista de mérito entre las aceptadas como reserva fría diaria en el predespacho más las que se hayan agregado en los redespachos.

En la operación real de los días hábiles, cada hora fuera de valle todas las máquinas despachadas cobrarán esta remuneración en base a la potencia neta máxima operada en el Sistema (potencia generada más reserva menos servicios auxiliares). Aquellas máquinas cuyo despacho estaba incluido en el predespacho diario pero que, estando disponibles, no resulten despachadas en la operación real se considerarán en reserva fría y también cobrarán PPAD. Para los generadores despachados con Contratos de Abastecimiento se remunerará sólo la potencia vendida al MEM, o sea el excedente que genera por encima del compromiso de sus contratos y que se comercializa en el MEM.

En caso de que en la operación real de una máquina en reserva fría al ser convocada no responda (no entre en servicio y alcance su potencia dentro de los tiempos ofertados) perderá la remuneración correspondiente a ese día. El OED podrá solicitar la entrada de otra máquina de la lista de mérito del día y como

consecuencia aumentar el precio de la PPAD para ese día. En caso de que ésta no pueda entrar en servicio, no será penalizada si no estaba comprometida como reserva fría para ese día. En ningún caso el OED podrá bajar el precio de la PPAD por debajo del valor definido en el predespacho.

Toda falla en la entrada de una máquina en reserva afectará negativamente sus posibilidades futuras, desplazándola al final de la lista de orden de mérito si se ofrece nuevamente como reserva. Si se repite la falla en el cumplimiento de su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de dos meses, se le aplicará una penalización mayor: no podrá presentarse al concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses. El OED confeccionará y divulgará la reglamentación al respecto (Anexo 16).

3.5.3.2. REMUNERACIÓN ADICIONAL POR RIESGO DE FALLA

Cada grupo despachado en un área definida con riesgo cobrará el sobreprecio de la energía (SPRF), aunque no estuviera en la lista confeccionada el domingo, siempre que la central donde está ubicado cumpla los siguientes dos requisitos de disponibilidad:

a) indisponibilidad forzada inferior al 20%;

b) indisponibilidad forzada inferior a la forzada media del sistema más un 15%.

Esta indisponibilidad se calculará al finalizar la semana base a la realidad registrada. Se entiende por indisponibilidad forzada a toda aquella que no esté incluida dentro del mantenimiento programado estacional y que no se haya acordado con el OED como mantenimiento correctivo semanal (postergable).

Las máquinas en centrales que no cumplan este requerimiento y resulten disponibles y despachadas no cobrarán el sobreprecio por riesgo de falla sino que su PPAD se remunerará al precio estacional fijado para el período.

Si durante la semana se producen cambios que mejoren las condiciones del Sistema y el OED informa a todas las empresas generadoras que ha desaparecido el riesgo de falla, se dejará de pagar el sobreprecio SPRF a la energía. En este caso sólo las máquinas térmicas disponibles incluidas en la lista de oferta de disponibilidad térmica - nuclear (confeccionada el domingo precedente y ajustada a lo largo de la semana) y en centrales que cumplan el requisito de disponibilidad media indicado, recibirán una remuneración adicional por PPAD por cada día hábil en horas fuera de valle, resulten o no despachadas.

Esta remuneración se calculará para cada una de estas máquinas térmicas, resulten o no despachadas, multiplicando la remuneración adicional prevista para cada día hábil (RAH) por la proporción que corresponde a su potencia efectiva ofertada dentro de la potencia total prevista. Dicha potencia total (TOTPPAD) se calculará como la suma de la potencia térmica-nuclear en la lista de oferta de disponibilidad más la potencia hidráulica pico correspondiente al despacho de la energía hidráulica prevista en la programación semanal. En todos los casos se refiere a potencia neta.

$$\$PPAD_k = \frac{PPAD_k}{TOTPPAD} * \frac{RAH}{HFV}$$

dónde

* HFV = cantidad de horas fuera del valle.

Las centrales que no cumplan con el requisito de disponibilidad media indicado pero estén disponibles y en la lista de oferta disponible, cuando no resulten despachadas cobrarán el precio de la PPAD correspondiente al período. El resto de las máquinas despachadas también cobrarán por PPAD el precio máximo definido para el período.

Cuando se defina la semana sin riesgo, no se cobrará sobreprecio por PPAD independientemente de lo que suceda luego en la operación real.

3.5.4. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

En el Anexo 4 se describen los criterios según los cuales se realizan pagos por potencia reactiva.

Los Generadores que por cualquier motivo no pongan a disposición la potencia reactiva solicitada por el OED de acuerdo a lo establecido en los compromisos de suministro, que estarán dentro de las posibilidades de la máquina según su Curva de Capacidad P/Q declarada, deberán abonar una penalización. Si dicho incumplimiento fue informado en la programación estacional (limitación prolongada) la penalización se pagará como un cargo fijo mensual. Si el incumplimiento fue informado en la programación semanal o diaria (limitación transitoria) se aplicará una penalización por hora. De haberse reemplazado con suministro adicional de reactivo de otra empresa, a la misma le será abonado el cargo o penalización correspondiente.

En el punto 2.5.6. se indican los precios vigentes para definir dichos cargos y penalizaciones.

3.6. REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE

En la operación en tiempo real se hará el seguimiento y consolidación de la información relevante para la remuneración de los Transportadores, en todo de acuerdo con lo descripto en 2.5.. Dicha remuneración se compone de:

a) un ingreso variable por energía transportada entre nodos de distinto precio asociado (ver punto 2.5.1.);

b) un cargo fijo por capacidad de conexión puesta a disposición (ver punto 2.5.2.);

c) un cargo fijo por capacidad de Transporte puesta a disposición (ver punto 2.5.3.).

3.6.1. INGRESO VARIABLE POR ENERGÍA TRANSPORTADA

Al pagar las distribuidoras y cobrar los generadores, a través de sus propios factores nodales, queda implícitamente remunerado el ingreso variable del transportador incluidas las pérdidas.

A mes vencido, el OED estimará la energía transportada en cada período en que quedó definido el mes (períodos dentro de la semana de acuerdo a los redespachos realizados, y períodos tarifarios dentro de cada día) como se indica en el Anexo 3.

El Ingreso Variable del Transporte (IVT) para cada período semanal s y cada período tarifario k se calculará como la diferencia entre la energía que se extrae de la línea menos la energía que ingresa a la línea, multiplicadas respectivamente por los precios (PN) de los nodos que conecta. Para una línea i que conecta un nodo emisor 1 con un nodo receptor 2 resulta:

$$IVT_{sk} = (E2_{sk} * PN2_{sk} - E1_{sk} * PN1_{sk})$$

La remuneración del mes se obtendrá integrando las remuneraciones correspondientes a los períodos.

3.6.2. CARGO POR CONEXIÓN

El cargo que abonará en el mes cada usuario k de la conexión i se calculará como el cargo por hora definido en la programación estacional (CHCONEX) por las horas de disponibilidad, multiplicado por el factor de proporción de acuerdo a la potencia requerida por el usuario:

$$CHCONEX_i \, x FACTC_{ik} \, x (HRSPERIODO - HINDISP)$$

siendo:

* HRSPERIODO: el número de horas del mes.

* HINDISP: las horas de indisponibilidad reales registradas en el mes.

3.6.3. CARGO FIJO POR CAPACIDAD DE TRANSPORTE

El cargo en el mes para cada usuario j del nodo k de una línea y se calculará como el cargo por hora definido en la programación estacional (CHPOT) por el factor de proporción del nodo, multiplicado por las horas de disponibilidad.

$$CHPOT_{ik} \, xFACTC_{ij} x(HRSPERIODO - HINDISP)$$

donde:

* HRSPERIODO: el número de horas del mes.

* HINDISP: las horas de indisponibilidad reales registradas en el mes.

3.7. ARRANQUE Y PARADA DE MÁQUINAS

Los arranques de turbinas de vapor o centrales nucleares solicitadas por el OED serán remunerador cuando su parada anterior también haya sido ordenada por el OED. La remuneración correspondiente se calculará en función de la duración de la parada y se describe en el Anexo 14.

Por cada parada no programada de una máquina, o sea que no es solicitada por el OED ni corresponde a una salida por mantenimiento programado o correctivo en días u horas no hábiles, se descontará al Generador una suma correspondiente al costo de arranque de una máquina turbovapor sustitutiva del módulo equivalente. Sin embargo, si la máquina entrara nuevamente en servicio dentro de las 48 horas, este descuento no se hará efectivo.

3.8. AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN

Los Autogeneradores y cogeneradores incluidos en el registro del OED podrán comprar o vender al precio que resulta en el Mercado de una manera similar a otro integrante del MEM siempre que suministren la información necesaria dentro de los plazos indicados para su programación (estacional, semanal, diaria):

* la energía al precio de su nodo (PM transferido al nodo o PL según corresponda).

* la potencia al precio de la PPAD.

Cuando excedan como demanda la indicada en la previsión estacional, recibirán para la compra de este excedente un tratamiento similar al de una empresa no adherida.

Podrán ofertar vender en el Mercado Spot y el OED aceptará o no en función del precio solicitado y la situación existente en el Sistema. Para ello, se incorporará la oferta a la base de datos como una generación adicional con el precio solicitado. Del despacho resultará si se acepta la oferta, considerando su precio transferido al centro de carga con sus factores de nodo y adaptación, en función de que el precio solicitado sea inferior al precio sin esta generación. De aceptarse la oferta, los Generadores integrantes del MEM cobrarán a los precios que resulten del despacho de la demanda descontada la energía ofertada.

3.9. EMPRESAS NO RECONOCIDAS COMO AGENTES DEL MEM

Todo pedido de compra/venta en el MEM de una empresa no perteneciente al MEM deberá ser solicitada dentro de los plazos indicados en la programación semanal y diaria. Cuando se solicite comprar en el Mercado Spot, el OED accederá en la medida de que exista energía disponible. Esta demanda adicional no modificará los precios. El precio de venta quedará fijado de acuerdo a la disponibilidad de Generación en el Sistema.

a) La energía correspondiente a excedentes hidráulicos se venderá al PM.

b) La energía térmica-nuclear se venderá pagando los sobreprecios de las incorporaciones que origina en el despacho esta nueva demanda.

c) La energía hidráulica embalsada se venderá al CENS fijado para el período.

4.- MERCADO A TÉRMINO

Los Generadores independientes (incluyendo autogeneradores y productores extranjeros interconectados) podrán suscribir contratos con Distribuidores y Grandes Usuarios y Generadores del Mercado a Término, pactando libremente condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes. La información requerida para su administración será puesta en conocimiento del OED y los agentes del MEM.

Las empresas Generadoras del Estado Nacional no podrán suscribir contratos.

El poseer un contrato implica operar en el Mercado Spot para transar los saldos por los que, para participar en el Mercado a Término, las partes deberán ser agentes reconocidos del MEM.

4.1. VINCULACIÓN CON EL MEM

Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos se vincularán con el MEM a través de puntos de entrada / salida declarados, ya sea conectándose directamente a la Red de Transporte, a las instalaciones de un generador, o a una Red de Distribución Troncal. En este último caso, deberán recurrir a los Distribuidores correspondientes para hacer uso de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a sus puntos de compra / venta en el Mercado.

Para revistar como agentes reconocidos del MEM, los Distribuidores deberán comprometer el libre acceso (pero no gratuito) a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

El Generador o Gran Usuario que requiera hacer uso de instalaciones de una red troncal de Distribución para vender o comprar a un tercero, presentará su solicitud al Distribuidor correspondiente. Dentro de un plazo de 30 días las partes deberán acordar un Contrato por el uso de sus instalaciones de Distribución para transportar la energía contratada con el tercero. En caso de no llegar a un acuerdo sobre las condiciones de uso o la tarifa correspondiente, se recurrirá al arbitrio de la Secretaría de Energía Eléctrica quien, dentro de los 30 días determinará las condiciones de prestación del servicio teniendo en cuenta las opiniones de ambas partes, fijando como objetivo fundamental garantizar el libre acceso al MEM. Definirá asimismo una remuneración mensual basada en los mismos principios que se aplican a la remuneración del transporte en el MEM.

Las partes acordarán en el contrato la proporción en el costo por el uso de la red troncal de distribución que asumirá cada uno. En ausencia de esta definición, el OED considerará que el costo se reparte en forma equitativa entre las dos partes (50 % para cada parte).

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

4.2.1. DURACIÓN DE UN CONTRATO

Los contratos se suscribirán por una duración de dos o más períodos semestrales coincidentes con los utilizados en la programación estacional.

4.2.2. SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

Se considera que la transacción de un contrato se realiza en el centro de carga del Sistema, que el precio se acuerda en ese punto, y que el Generador se hace cargo de llevar su energía hasta el Mercado y el Distribuidor o Gran Usuario de llevarla de ahí hasta su nodo de compra. En el contrato se especificará el punto de conexión del Generador al MEM y el punto reconocido del MEM donde recibirá la energía el Distribuidor o Gran Usuario.

El Transporte se recompensará con prescindencia de la existencia de contratos. El cargo variable del Transporte se calculará en base a la energía efectivamente entregada y la energía efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato y afectándola de los precios del mes para cada uno de los nodos. A su vez, las partes deberán pagar los cargos fijos indicados en la programación estacional, de acuerdo a su ubicación y uso previsto en la red, independiente de los contratos que suscriban. En consecuencia al momento de suscribir un contrato, ambas partes conocerán el nivel de costos que representará el transporte.

Tanto el Generador como el Distribuidor o Gran Usuario al convenir un contrato deberán tener en cuenta que el mismo no incluye el riesgo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro ofrecida por el Generador en el contrato sólo se refiere a su respaldo de generación, o sea a la disponibilidad en sus máquinas de la potencia contratada, excluyendo al Sistema de Transmisión y/o Distribución y las restricciones que puedan surgir en el mismo que no permitan hacer llegar la energía contratada hasta el correspondiente Distribuidor o Gran Usuario. En consecuencia, ambas partes deberán haber analizado la calidad del vínculo que los conecta entre sí y/o con el Mercado.

4.2.3. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Son aquellos en que un Generador compromete el abastecimiento de un cliente (Distribuidor o Gran Usuario). Para ello utilizará generación propia o energía comprada en el Sistema, en función del despacho que le requiera el OED o de la falta de disponibilidad propia o de terceros.

Las empresas de países interconectados podrán suscribir contratos en el Mercado a Término con empresas del MEM. Para ello, previamente las partes deberán solicitar autorización a la SEE, que implementará un procedimiento similar al utilizado para el otorgamiento de permisos a nuevos proyectos de generación. De surgir oposición de intereses, las partes podrán acudir como última instancia al ENR.

4.2.3.1. DEMANDA CONTRATADA

Los Distribuidores y Grandes Usuarios podrán contratar parte o toda su demanda prevista, la cual coincidirá con la acordada en la Base de Datos Estacional. En el contrato se acordará el cubrimiento de una demanda descrita por una curva de carga horaria, salvo de tratarse de un Generador hidráulico en que se contratarán paquetes de energía mensual.

Para cada mes se evaluará la parte de la demanda de cada Distribuidor cubierta por contratos de Abastecimiento. Para ello, se calculará la energía contratada mensual como la integración de las curvas horarias acordadas con los contratos con Generadores térmicos, y los paquetes de energía contratados con generadores hidráulicos. Si el Distribuidor contrata por lo menos el 60% de su demanda, el resto se comercializará en el Mercado Spot. Si la demanda contratada no alcanza este porcentaje, su demanda restante la comprará al precio estacional. Para este último caso, en la programación estacional se calculará su precio:

a) para la energía prevista abastecer en el Mercado Estacional, descontando de sus curvas de demanda acordadas en la Base de Datos Estacional la suma de sus potencias contratadas para cada hora;

b) para la potencia, considerando como potencia de referencia la declarada menos la máxima contratada.

Un Gran Usuario sólo podrá participar en el Mercado a Término si contrata por lo menos el 50% de su demanda y su demanda restante la comprará en el Mercado Spot. De no poder realizar contratos por este volumen, no podrá participar en el Mercado a Término y deberá comprar su demanda del Distribuidor correspondiente.

4.2.3.1. ABASTECIMIENTO CONTRATADO

El Generador podrá contratar sólo la potencia que sea capaz de producir y por consiguiente, respaldar. Dicho valor se definirá en base a su disponibilidad acordada en la Base de Datos Estacional:

(Pot.Efect.neta - mant. programado - indisp.forzada)

dónde Pot.Efect.neta es la potencia instalada descontados consumos propios.

Con los modelos MARGO y OSCAR y la Base de Datos Estacional acordada, el OED obtendrá la generación máxima mensual prevista con que resulta despachado cada grupo Generador térmico durante los siguientes tres años. Para los Generadores hidráulicos obtendrá su energía mensual para el mismo período con una probabilidad de excedencia del 70%. Estos valores definirán la energía firme de cada Generador habilitado, quién podrá suscribir contratos en tanto no supere este valor que define y que representa el respaldo de los contratos que suscriba el productor pero no necesariamente un compromiso de generación propia. El OED entregará esta información al realizar el estudio estacional, antes del 15 de febrero y 15 de agosto respectivamente.

Antes del 10 de marzo y el 10 de septiembre los Generadores privados deberán informar al OED los contratos suscriptos (cantidades y precios, vigencia, garantías de abastecimiento, etc.) indicando el Distribuidor o Gran Usuario correspondiente y la curva horaria de demanda a abastecer contratada. En el informe de la programación estacional que se enviará a todos los integrantes del MEM y a la S.E.E. se adjuntará una enumeración de los contratos para el período y el total de la demanda contratada (generación comprometida).

4.2.4. CONTRATOS DE RESERVA FRÍA

Estos contratos están dedicados a garantizar el abastecimiento propio de:

* Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, como un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot;

* Distribuidores en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión;

* Grandes Usuarios necesitados de garantizar la continuidad de procesos industriales.

Se considera que el contrato se realiza en el Mercado y que el Generador entrega su potencia y energía de reserva en el centro de carga.

El Generador podrá ofertar como reserva la totalidad de su potencia efectiva (potencia instalada menos consumo propio). La generación excluida de la formación de precios y los generadores extranjeros no inhibidos por los términos de los convenios de interconexión vigentes podrán pactar compromisos de reserva fría.

Una máquina contratada como reserva intervendrá en el despacho del MEM. Sin embargo, en vista que el contrato significa un compromiso de exclusividad por parte de la máquina contratada como reserva, no se podrá ofertar como reserva fría del Sistema.

La disponibilidad de un Generador con contratos de abastecimiento para alcanzar su compromiso de suministro (potencia total contratada) estará dada por su potencia propia más la de sus contratos de reserva fría que estén generando. El Generador contratado como reserva solamente generará en la medida que resulte despachado por el OED. Un Generador con contratos de Abastecimiento que por falta de disponibilidad propia no pueda cumplir sus compromisos, solamente podrá convocar su reserva cuando dicha máquina resulte despachada. De lo contrario, deberá comprar en el MEM.

Estando despachado un Generador contratado como reserva fría, sólo podrá comercializar su energía y potencia en el Mercado Spot en la medida en que no sea convocado por alguno de sus contratos. La energía generada por un Generador con contrato de reserva fría al ser convocado se comercializará en el Mercado a Término, de acuerdo a las condiciones contratadas, y por consecuencia no intervendrá en la definición de los precios horarios (PM y PL).

Los Contratos de reserva fría especificarán:

a) una fórmula de pago por la capacidad puesta a disposición;

b) una fórmula de pago por la energía generada cuando la capacidad contratada es convocada a producir;

c) un compromiso de tiempo de puesta en servicio de la máquina en reserva.

Los contratos de reserva fría serán de conocimiento público. Antes del 10 de marzo y el 10 de septiembre los Generadores contratados como reserva deberán informar al OED los contratos suscriptos (precios, vigencia, tiempos comprometidos, etc.) indicando el Generador, Distribuidor o Gran Usuario contratante y la potencia en reserva contratada. Se adjuntará un listado de los mismos en la programación estacional junto con la potencia total contratada en reserva. El OED tendrá la responsabilidad de administrarlos, calculando los volúmenes e importes correspondientes.

Los Generadores con contratos de reserva podrán participar del concurso de reserva fría semanal por la parte de su potencia que no estuviera comprometida.

4.3. DESPACHO PREVISTO Y OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

El OED realizará la programación del período incluyendo toda la capacidad de los Generadores adheridos y toda la demanda de las empresas compradoras adheridas, independientemente de los contratos que se realicen.

Para cada Generador con Contratos de abastecimiento, de la programación resultará un generación prevista que podrá diferir de la contratada. Para los períodos en que un Generador resulte despachado por debajo de su potencia contratada, se considerará que el resto de su potencia (contratada menos despachada) queda como reserva como respaldo del sistema. En consecuencia, en el cálculo del precio estacional de la potencia se incluirá toda la potencia comprometida en los Contratos de abastecimiento con su correspondiente hipótesis de disponibilidad, ya sea por resultar despachada o por estar en reserva.

Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos deberán suministrar como el resto de los integrantes del MEM la información requerida para la programación estacional, semanal y diaria. Para realizar los despachos y la determinación del riesgo de falla, el OED considerará toda la generación y demanda, incluyendo la comprometida por contratos.

El OED enviará a todos los Generadores las previsiones semanales y diarias que resulten del despacho del Sistema, independiente de sus compromisos por contratos. En caso de restricciones en el abastecimiento, el OED tendrá en cuenta las garantías de suministro de los contratos tal como se indica en los puntos 3.1.3.1. y 3.2.3.4.

Los contratantes se comprometerán a aceptar las normas de despacho que se describen en estos procedimientos. Por consiguiente, la producción real de un generador dependerá de la evolución del Mercado Spot pudiendo resultar despachado por encima o por debajo de la potencia comprometida por contratos de abastecimiento, en función de ser su precio menor o mayor que el precio horario en el Mercado. A los efectos de los contratos, se considerará potencia despachada a la resultante del despacho óptimo sin incluir costo de arranque y parada. Para un Generador con contratos la potencia forzada por el costo de arranque y parada se considerará comercializada en el MEM valorizada en su costo operativo y no intervendrá en la energía entregada al contrato.

Para un Generador con Contratos de abastecimiento, los apartamientos entre lo efectivamente generado debido al despacho (o sea sin incluir la generación forzada por costo de arranque y parada) y su energía contratada se considerará comercializado en el Mercado Spot a los precios que correspondan. Si el Generador resulta despachado por debajo de su potencia contratada, comprará el faltante en el centro de carga del Sistema al PM. Por el contrario, venderá el excedente de acuerdo al precio spot en su nodo (la energía al PM transferido al nodo o PL según corresponda, y la potencia al precio de la PPAD).

Para un Distribuidor o Gran Usuario con Contratos de Abastecimiento, si su demanda real resulta inferior a la contratada venderá los sobrantes en el Mercado al PM en el centro de carga del Sistema. Si por el contrario su demanda real supera la contratada comprará el faltante en su barra de conexión al MEM:

* para los Distribuidores cuya demanda mensual de energía prevista esté cubierta por lo menos el 60% con contratos y para los Grandes Usuarios, al precio horario correspondiente a su nodo (la energía al PM transferido al nodo o PL según corresponda, y la potencia al precio de la PPAD);

* para los Distribuidores cuya demanda mensual de energía no alcanza el 60% de su demanda de energía prevista, al precio estacional para su nodo (precio estacional de la energía y cargo fijo por potencia).

Durante la operación, el Generador, Distribuidor y Gran Usuario con contratos deberá respetar las programaciones y solicitudes de operación del OED, en acuerdo con las normas de operación y despacho establecidas. De lo contrario podrá resultar penalizado tal como se indica en estas normas.

Si por indisponibilidad propia la potencia de un Generador con contratos de abastecimiento resulta insuficiente para cumplir sus compromisos, podrá solicitar comprar energía en el Mercado Spot. De existir el excedente solicitado, el OED le venderá la energía al PM adicionando el SPRF si correspondiera, y la potencia al precio vigente para la PPAD.

Se excluirá a los suministros contratados de toda limitación que no esté prevista en su contrato, siempre que el Generador cuente con la disponibilidad necesaria para abastecerlo (con generación propia y la de sus contratos de reserva) y no existan restricciones de Transporte y/o Distribución que impidan hacer llegar la energía contratada al punto de entrega acordado. En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o Distribución o por indisponibilidad del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Sistema, el OED programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador no cuenta con la disponibilidad necesaria para cumplir sus contratos de abastecimiento y en el MEM se aplican cortes programados a la demanda, el Generador pasará a ser un Comprador en el Mercado Spot y en consecuencia será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda sin contratos. Su participación en el programa de cortes será proporcional a su compra (potencia faltante para cubrir sus contratos) dentro de la compra total en el Mercado Spot.

4.4. DETERMINACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LOS APARTAMIENTOS

4.4.1. GENERADORES TÉRMICOS

Se considerará que el compromiso horario de los Generadores está dado por la suma de las potencias contratadas. Sólo para el caso de déficit en el Sistema se incluirá además el nivel de pérdidas correspondientes evaluadas en función de los factores de nodo semanales para determinar si el Generador es capaz de abastecer su demanda contratada.

El contrato se interpretará como si cada hora el Generador debe entregar en el centro de carga del Sistema la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

A los efectos del seguimiento de los contratos, se entiende por potencia forzada a aquella que queda en servicio por restricciones de arranque y parada y no interviene en la formación de precios. Para el cálculo de la energía aportada por el Generador a sus contratos se considerará solamente:

a) su potencia despachada sin tener en cuenta restricciones de arranque y parada (PDESP);

b) su potencia forzada en servicio (al mínimo técnico) debido el tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMIN), o sea debido a una restricción propia de la máquina.

La potencia forzada por costo de arranque y parada (PCAP), o sea la forzada por resultar más económico para el despacho del MEM teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque, se considerará que no interviene en el contrato sino que se vende al MEM a su costo operativo (CO).

En consecuencia, para cada hora en la potencia total realizada se podrán diferenciar tres valores:

$$PGEN_i = PDESP_i + PTMIN_i + PCAP_i$$

Su generación propia entregada al contrato se calculará como:

$$PGENCONT_i = PDESP_i + PTMIN_i$$

y con respecto a este valor se hará el seguimiento de los apartamientos a su compromiso contratado. El resto de su generación (PTMIN) se considerará forzada por requerimientos del MEM y, en consecuencia, se comercializará fuera del contrato en el Mercado Spot valorizada a su CO y sin intervenir en la definición de precios.

$$PTMIN_i \times CO$$

Para cada hora la energía entregada (PECONT) por el Generador se calculará como la suma de la generación propia para el contrato (PGENCONT) más la de las máquinas con las que tenga contratos de reserva que estén generando (hayan resultado despachadas) y hayan sido convocadas por el Generador para reemplazar falta de potencia por indisponibilidad propia (PRES).

$$PECONT_i = PGENCONT_i + PRES_i$$

Cada hora, el OED realizará el seguimiento de:

* los apartamientos de los contratos de abastecimiento (diferencia entre la generación contratada y la entregada) y su valorización en el Mercado Spot a través de su comercialización en el MEM;

* la energía generada por cada nodo de sus contratos de reserva fría.

Si su potencia entregada al contrato (PECONT) resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se tratará como un Generador sin contratos del MEM, vendiendo al precio spot en su nodo de conexión:

a) la energía excedente al precio en su nodo (PM afectado por su factor de nodo y de adaptación o PL según corresponda);

b) la potencia excedente al precio de la PPAD.

Si el Generador resulta entregando por debajo de su potencia contratada, la energía faltante la comprará a precio spot al PM, o sea en el centro de carga del Sistema. Se considera que la potencia contratada pero no despachada queda en reserva, como respaldo para cubrir su contrato de ser requerido por el Sistema. En consecuencia:

a) compra del MEM la potencia necesaria para cubrir su demanda contratada;

b) vende al MEM la potencia contratada pero no despachada, como reserva.

Como resultado, en este tipo de compras en el Mercado Spot no deberá pagar por la potencia comprada ya que se compensa con su potencia vendida como reserva al MEM.

En estos dos últimos casos el Generador, al contar con la disponibilidad necesaria en sus máquinas, no estará haciendo uso de sus contratos de reserva fría.

En caso de resultar su entrega (generación propia más las de sus máquinas contratadas por indisponibilidad propia y no por requerimientos del despacho, el Generador podrá solicitar comprar el faltante para cumplir su contrato en el MEM. En este caso la potencia se venderá al precio definido para la PPAD y el precio de la energía será el del Centro de Carga, incluyendo los sobreprecios que se hayan definido en la programación en caso de riesgo de falla (SPRF aplicado a la energía o RAH aplicado a la potencia).

En caso de déficit en el MEM y restricciones en el abastecimiento, los generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. Por lo tanto, en estos casos para analizar su compra/venta con el MEM se comparará su generación con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

En resumen, un Generador que debe cubrir una energía contratada (GENCONT):

a) genera una parte a costo propios (PGEN), con generación propia y/o generación de las máquinas que contrató como reserva, para vender al precio contratado;

b) compra el faltante (PCOMP) al MEM, para vender al precio contratado, la energía al precio spot (PM) si fue despachado por debajo de la disponibilidad, o al PM más la potencia al precio de la PPAD si el faltante se debe a disponibilidad propia;

c) de no existir suficiente excedente en el MEM y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el OED calculará la parte no abastecida (PNOABAST) en proporción a la compra requerida dentro del total del MEM y al déficit existente en el Sistema.

En el caso de que, por déficit de generación, no se pueda abastecer toda la demanda, la restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad (PNOABAST) se repartirá en forma proporcional a su demanda contratada, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución de la falla distinto. De estar prevista penalización en los contratos de abastecimiento, la misma se calculará sobre este valor. De no poder abastecer la demanda contratada por restricciones de Transporte y no por falta de generación, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de suministro (la energía está disponible) y no corresponderá aplicar penalizaciones.

Al finalizar el mes, el OED realizará la integración de la comercialización en el MEM de los apartamientos y el Generador resultará acreedor o deudor con respecto al MEM según resulte positiva o negativa la suma de los montos horarios comprados y vendidos.

4.4.2. GENERADORES HIDRÁULICOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Los generadores hidroeléctricos de propiedad privada podrán comercializar a través de contratos del mercado a Término su energía definida como firme. El compromiso de los Generadores hidráulicos estará dado por una energía mensual y su curva de carga real responderá a los requerimientos del despacho.

El contrato se interpretará como si durante el mes el Generador debe entregar en el centro de carga del Sistema la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cuál sea el requerimiento real de la demanda contratada o la generación realmente realizada por el hidráulico. La generación real será la resultante del despacho que definirá:

* paquetes de energía hidráulica semanal disponibles (programas OSCAR y MARGO);

* paquetes de energía diaria en función del programa de despacho hidrotérmico semanal;

* potencia horaria de acuerdo al despacho óptimo diario y sus modificaciones en tiempo real.

El Generador hidráulico resultará despachado con toda su energía disponible ofertada salvo:

* restricciones de Transmisión que limiten su capacidad de exportación;

* excedentes hidráulicos en el Sistema que obliguen a competir en el despacho con otras centrales hidroeléctricas.

La energía entregada por el contrato se calculará como la suma de la generación propia del Generador más la de las máquinas con las que tenga contratos de reserva que estén generando y hayan sido convocadas

por su contrato (para reemplazar la falta de energía propia). Al finalizar el mes, el OED calculará la energía mensual correspondiente como la suma de su generación más la energía generada por sus contratos de reserva fría cuando fueron convocados. Con este valor calculará la diferencia con respecto a la suma de sus energías comprometidas por Contratos, descontadas las restricciones de haberse aplicado, para definir los apartamientos de un Generador hidráulico con respecto a sus contratos de abastecimiento.

Si su energía mensual resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se considerará vendido al MEM en el Mercado Spot. Para ello se calculará la potencia horaria vendida suponiendo que la energía excedente se reparte a lo largo del mes con la misma forma que su potencia despachada. O sea, si el excedente representa un porcentaje de su energía contratada:

$$PORCE = (EGEN - ECONT) / EGEN$$

la potencia horaria vendida en el Mercado Spot se calculará suponiendo que cada hora vende este porcentaje de su potencia generada:

$$VENDESPOT_i = POTGEN_i * PORCE$$

Esta venta horaria se comercializará al precio spot en su nodo de conexión:

a) la energía excedente al precio en su nodo (PM afectado por su factor de nodo y de adaptación o PL según corresponda);

b) la potencia excedente al precio de la PPAD.

Si generación mensual resulta por debajo de su energía contratada, la energía faltante la comprará a precio spot al PM, o sea en el centro de carga del Sistema. Se considera que la potencia contratada pero no despachada queda en reserva, como respaldo para cubrir su contrato de ser requerido por el Sistema salvo indisponibilidad de potencia en el Generador. Para el cálculo de la potencia horaria comprada se repartirá la energía faltante a lo largo del mes con la misma forma que su potencia despachada. O sea, si el faltante representa un porcentaje de su energía entregada:

$$PORCF = (ECONT - EGEN) / EGEN$$

la potencia horaria comprada en el Mercado Spot resultará como si cada hora compra este porcentaje faltante respecto a su potencia entregada:

$$COMPRASPOT_i = POTGEN_i * PORCF$$

Sin embargo, si el Generador no produce en todo el mes o está indisponible y/o puede generar durante por lo menos dos semanas del mes, la compra horaria se repartirá en vez según la forma de la demanda real del Distribuidor o Gran Usuario con quien estableció el contrato. O sea, se convertirá la energía contratada en una curva de carga horaria del mes, dándole un peso a cada hora en función de su demanda real requerida de la demanda mensual registrada.

$$PESi = DEMi / DEMMES$$

La compra al MEM para cada hora resultará en este caso:

$$COMPRASPOT_i = PESO_i * ECONT - PGEN_i$$

Esta compra se comercializará en el MEM al precio spot correspondiente en el centro de carga (PM). Si la compra se debe a falta de disponibilidad de potencia (propia más las de sus máquinas convocadas como reserva) deberá comprar también la potencia faltante al precio de la PPAD.

Para el caso de déficit en el Sistema, a la energía contratada se agregará además el nivel de pérdidas evaluadas en función de los factores de nodo semanales. Para determinar si el Generador es capaz de abastecer su compromiso (demanda contratada + pérdidas estimadas), se calculará su energía prevista disponible para la semana con la suma de:

- su pronóstico de generación semanal evaluados a partir de los modelos de programación (OSCAR, MARGO y semanal);

- disponibilidad prevista para la semana de las máquinas con las que tiene contratos de reserva fría.

Para calcular el requerimiento semanal del contrato se utilizarán las curvas de demanda típicas previstas para el Distribuidor o Gran Usuario acordadas en la Base de Datos Estacional, y se determinará el peso que corresponde dentro de la demanda del mes la demanda de cada una de las semanas (demanda prevista semana dividida por la semana prevista mensual). La energía semanal contratada se considerará como la energía mensual requerida (contratada más pérdidas) multiplicada por el peso de la correspondiente semana dentro del mes.

Se excluirá de aplicar restricciones a la demanda contratada por un Distribuidor o Gran Usuario con un Generador hidráulico siempre que la energía semanal prevista disponible resulte suficiente para cubrir el compromiso semanal definido para su energía contratada. De no ser así, se considerará que el Generador compra en el MEM la energía faltante para cumplir su contrato. El valor diario y horario de esta compra se calculará repartiendo la compra semanal de energía de acuerdo a la forma de las curvas de demanda típicas acordadas.

De no existir excedentes en el MEM para cubrir el total faltante, el OED calculará la parte no abastecida en forma proporcional a su compra requerida dentro del total del MEM y al déficit existente en el Sistema.

En el caso de que, por déficit de generación, no se pueda abastecer toda la demanda, la restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad se repartirá de forma proporcional a su demanda contratada, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución de la falla distinto. De estar prevista en los contratos de abastecimiento, la eventual penalización se calculará sobre este valor. Si la demanda no se puede abastecer por restricciones de Transporte y no por falta de generación (la energía está disponible), no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de suministro y no corresponderá aplicar penalizaciones.

4.4.3. DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS CON CONTRATOS.

El contrato se interpretará como si cada hora el Distribuidor o Gran Usuario debe comprar en el centro de carga del Sistema la energía contratada al precio acordado independiente de lo que requiera su demanda real.

El OED realizará el seguimiento de los apartamientos (diferencia entre demanda real y contratada) y su valorización en el Mercado Spot a través de su comercialización en el MEM.

Para un Distribuidor o Gran Usuario, la demanda abastecida por contratos se calculará como la suma de la energía entregada al contrato por los Generadores con quienes tenga contratos de abastecimiento más, de no ser esta suficiente, la energía suministrada por las máquinas con quienes tenga contratos de reserva fría y que, estando generando, hayan sido convocadas para cubrir el faltante.

Para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de abastecimiento con Generadores hidráulicos, el compromiso estará dado por paquetes de energía mensual. Al finalizar el mes, el OED verificará si la demanda real resulta superior o inferior a la contratada. De resultar su demanda de energía mayor que la abastecida por sus contratos (de abastecimiento con generadores hidráulicos más de reserva), se lo considerará comprador del MEM para todas las horas del mes. Si la energía a comprar representa un porcentaje de su demanda abastecida:

$$PORCC = (DEMMES - ECONTHIDRO - ERESERVA) / DEMMES$$

se considerará que cada hora compra en el MEM este porcentaje de su potencia abastecida.

$$COMPRA_i = PORCC * DEMABAST_i$$

Si por el contrario, su demanda de energía resulta menor que la contratada, se lo considerará vendedor del MEM por este excedente. En este caso, se calculará el porcentaje que representa la energía a vender dentro del total contratado:

$$PORCV = (ECONTHIDRO + ERESERVA - DEMMES) / DEMMES$$

Cada hora el Distribuidor o Gran Usuario venderá en el MEM este porcentaje de su potencia abastecida.

$$VENDE_i = PORCV * DEMABAST_i$$

Para las demandas con contratos de Abastecimiento con Generadores térmicos, el OED realizará el seguimiento de los apartamientos horarios. Cada hora la demanda real podrá ser distinta de la contratada. Si resulta menor, la potencia excedente se considerará vendida al precio spot en el MEM.

$$VENDE_i = PCONT_i - PDEM_i$$

Si por el contrario, resulta su demanda mayor que la potencia contratada se considerará comprador en el MEM del faltante (energía más potencia)

$$COMPRA_i = PDEM_i - PCONT_i$$

Si un Distribuidor o Gran Usuario tiene contratos de Abastecimiento con distintos tipos de Generadores (o sea con térmicos y con hidráulicos) para el seguimiento de sus apartamientos respecto a sus contratos y cálculo de su compra/venta en el MEM, se convertirán todos sus contratos a un compromiso horario. Para ello, la energía mensual contratada con Generadores hidráulicos se transformará en una curva horaria repartiéndola de acuerdo a la forma de las curvas típicas de demanda acordadas en la Base de Datos Estacional. El apartamiento respecto a su potencia contratada lo calculará el OED para cada hora como la diferencia entre su demanda real abastecida y la suma de las potencias contratada con Generadores térmicos más las potencias calculadas para los contratos con Generadores hidráulicos.

En todos los casos, de resultar vendedor se comercializará en el MEM al precio spot en el centro de carga del Sistema (PM). Si por el contrario resulta comprador y existe el excedente necesario en el MEM, podrá comprar el faltante (energía más potencia) en su nodo:

- al precio Spot si se trata de un Distribuidor cuya demanda mensual está cubierta por lo menos en un 60% por contratos, o de un Gran Usuario (la energía faltante al precio en su nodo y la potencia faltante al precio de la PPAD);

- al precio estacional (de energía y potencia) si se trata de un Distribuidor cuya demanda cubierta por contratos es menor que el 60% de su demanda mensual prevista.

Para los Distribuidores que comprarán su faltante a precio estacional, los respectivos precios de la energía y potencia serán calculados en la programación estacional definida como:

* energía a abastecer a precios del Mercado Estacional a su demanda restante luego de descontar de sus curvas típicas de demanda (Base de Datos Estacional) las curvas de potencia horaria contratada;

* potencia a abastecer a precio de referencia estacional, a su potencia declarada menos la potencia máxima total contratada.

A los fines del cálculo de estos precios estacionales, si el Distribuidor tiene contratos de Abastecimiento con Generadores hidráulicos, se convertirá la energía contratada en un compromiso horario. Para ello, en primer lugar se dividirá la energía mensual contratada en paquetes semanales dentro del mes utilizando las curvas de demanda típicas del Distribuidor acordadas en la Base de Datos Estacional y determinando el peso correspondiente a cada semana (demanda prevista semanal dividida por la demanda prevista mensual). El valor diario y horario del contrato se calculará repartiendo la energía de la semana de acuerdo a la forma de dichas curvas de demanda típicas acordadas.

En caso de que por falta de disponibilidad de los Generadores con quienes tenga contratos de abastecimiento, surja un déficit de generación y el OED defina la necesidad de aplicar restricciones, el Distribuidor y Gran Usuario podrán recurrir a sus contratos de reserva fría para garantizar el cubrimiento de su demanda. En este caso, su requerimiento de compra en el MEM con respecto a sus contratos estará dado por la diferencia entre su potencia contratada y la abastecida por los Generadores con los que tenga contratos de suministro o reserva fría.

En caso de que, por falla o restricciones en la red, surja un déficit y no se pueda abastecer toda su demanda, no se considerarán faltantes ni sobrantes y no se comercializará en el MEM.

Al finalizar el mes el OED integrará los valores correspondientes a:

* la energía abastecida por los contratos de reserva fría convocados;

* los apartamientos registrados entre su demanda real abastecida y la entregada por sus contratos de abastecimiento y de reserva fría, y su valorización a través de su comercialización en el MEM;

El Distribuidor o Gran Usuario resultará acreedor o deudor con respecto al MEM, según resulte positiva o negativa la totalización de los montos correspondientes a los apartamientos. Si sólo tiene contrato por energía (o sea con Generadores hidráulicos), resultará acreedor o deudor con respecto al MEM según resulte su demanda mensual abastecida menor o mayor que la energía contratada.

4.4.4. GENERADORES CON CONTRATOS DE RESERVA FRÍA.

El OED realizará el seguimiento de la energía entregada por Generadores con Contratos de reserva fría que no se comercializa en el MEM sino que se vende al Generador, Distribuidor o Gran Usuario con quién se estableció el contrato y al finalizar el mes totalizará la energía correspondiente a cada uno de estos contratos.

El resto de su energía y potencia (sin contratos de reserva fría o con contratos pero generada a requerimiento del despacho y no solicitada por sus contratantes) se comercializará en el MEM y su remuneración se calculará como la de un generador sin contratos del MEM.

4.5. FACTURACIÓN DE LOS CONTRATOS

4.5.1. ENERGÍA Y POTENCIA

Antes del quinto día de cada mes, el OED enviará los Generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación.

a) la energía generada dentro de cada contrato de reserva fría;

b) la demanda no abastecida para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos de abastecimiento a los que se haya aplicado restricciones, calculada en base a la programación del déficit horario.

Para cada Generador térmico con contratos de Abastecimiento, su déficit en cada hora en que se le hayan aplicado restricciones, se calculará como:

$$DEFGEN_i = PGENCONT_i + PRES_i - PCONT_i$$

dónde:

* PGENCONTi = potencia entregada a sus contratos por el Generador con máquinas propias.

* PRESi = potencia generada por las máquinas con contratos de reserva fría y que fueron convocados para cubrir falta de disponibilidad del Generador.

* PCONTi = demanda total horaria comprometida por sus contratos de abastecimiento.

De tratarse de un Generador hidráulico se realizará el mismo cálculo convirtiendo para esas horas a la energía contratada en su correspondiente valor de potencia de acuerdo a la forma de la curvas típicas de demanda acordadas para el Distribuidor o Gran Usuario que corresponda.

Este déficit se repartirá entre todos sus contratos del modo que lo haya solicitado el Generador en la operación real o, de no haber hecho ninguna indicación, en forma proporcional a la potencia de cada contrato dentro de su potencia total contratada.

El Generador será responsable de facturar a cada Distribuidor, Gran Usuario y/o Generador del Mercado a Término con que haya suscripto un contrato de suministro o de reserva fría, la remuneración correspondiente a lo acordado en base a la demanda contratada menos las restricciones que se hubieran realizado, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el OED.

La energía comercializada en el mercado spot por apartamientos, como se indica en el punto 4.4.1., se facturará de acuerdo a la metodología indicada en el punto 5.

4.5.2. REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE

Este cargo es independiente de la realización de contratos. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, pero no así a la del Sistema de Transporte.

4.5.2.1. CARGO VARIABLE ASOCIADO A LA ENERGÍA

El cargo se calculará en base a la energía efectivamente generada y la Demanda efectivamente abastecida dentro del contrato, y con los precios de nodo de las barras correspondientes.

Al finalizar cada mes, el OED calculará para el contrato el cargo variable del servicio de Transporte:

a) al Generador con Contrato de Abastecimiento, por la energía efectivamente entregada dentro del contrato (potencia generada menor o igual a contratada) y al Generador con Contrato de Reserva Fría por su energía generada requerida por su Contrato, afectando dicha generación por la diferencia entre su factor de nodo y de adaptación (semanal por período tarifario) y el centro del sistema.

$$GENCONT * (1 - FA_{Gen} * FN_{Gen}) * PM$$

b) al Distribuidor o Gran Consumidor, por la energía efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato (demanda abastecida menor o igual a contratada) afectada por la diferencia entre su factor de nodo y de adaptación y el centro de carga del sistema

$$DEMCONT * (FA_{Dem} * FN_{Dem} - 1) * PM$$

4.5.2.2. CARGOS POR CONEXIÓN Y CAPACIDAD

Los cargos fijos (por conexión y capacidad) serán abonados por Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios en función de:

* su ubicación en la red (área de influencia),

* su uso del Sistema de Transporte (potencia de ingreso o egreso).

En consecuencia, estos cargos son independientes de cómo se realicen los contratos.

Todo Generador, Distribuidor y Gran Usuario, con o sin contrato, deberá abonar su proporción correspondiente al cargo por conexión a la Red de Transporte y al cargo por potencia de ingreso o egreso al sistema. Dichos factores quedan definidos en la programación estacional.

4.5.3. USO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL

Cada Contrato será facturado por el Distribuidor que corresponda, o en su defecto por el OED, de acuerdo a los contratos suscriptos por uso de sus instalaciones como se indica en el punto 4.1.

4.5.4. SERVICIOS PRESTADOS POR EL MEM

El Contrato deberá pagar en el MEM por los servicios que le brinda el Sistema:

a) reserva fría (el Distribuidor y Gran Usuario);

b) regulación de frecuencia (el generador);

c) regulación de tensión y control de reactivo (el Generador, Distribuidor y Gran Usuario);

d) reembolso de gastos e inversiones del OED (Generador, Distribuidor y Gran Usuario).

4.5.4.1. RESERVA FRÍA

El Distribuidor con contrato deberá pagar al MEM por la parte de la reserva fría que corresponde a su Demanda contratada.

Cada hora en que el Sistema esté operando con un determinado nivel de reserva fría (MWRES) con un precio definido de la PPAD ($PPAD), el pago del contrato al sistema será:

$$MWRES * \$PPAD * \frac{DemandaContratada}{DemandaTotalMEM}$$

Al finalizar cada mes, el OED calculará el total acumulado y lo facturará a cada Distribuidor y Gran Usuario con contrato.

4.5.4.2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Si el Generador con contrato cuando está generando aporta al Sistema un porcentaje de reserva rotante igual al medio del Sistema, no cobrará ni deberá pagar por este servicio.

Cada hora en que aporte por encima de este medio, se hará acreedor a una compensación por el excedente. Por el contrario, si aporta por debajo deberá pagar al Sistema por la reserva rotante faltante.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el total acumulado y lo facturará al Generador con contrato correspondiente.

4.5.4.3. CONTROL DE REACTIVO

De acuerdo a la metodología definida, los contratantes deberán cumplir con los compromisos acordados en el despacho de reactiva y serán deudores o acreedores según corresponda.

4.5.4.4. REEMBOLSO DE GASTOS E INVERSIONES DEL OED

El gasto mensual del OED se repartirá entre todos los agentes reconocidos del MEM. El monto adeudado por las empresas con contratos será el gasto del OED para el mes, fijado en el presupuesto estacional aprobado, por la proporción del importe de su compra o venta bajo el contrato dentro de la transacción total del mes.

4.6. CONTRATOS CON EMPRESAS DE OTROS PAÍSES

Las empresas de países interconectados que quieran realizar contratos con empresas del MEM deberán contar con la correspondiente autorización previa de la S.E.E. En ese caso, serán considerados en cuanto a la programación, despacho y operación como agentes reconocidos del MEM Argentino con sus puntos de entrada/salida al Mercado coincidentes con los puntos de interconexión.

Para cumplir dichos contratos tendrán libre acceso a la capacidad remanente del Sistema de Transporte de la Red Argentina. La remuneración por el servicio de Transporte requerido se ajustará a las disposiciones vigentes en el MEM, o sea un cargo variable a través de los factores nodales que le

correspondan y los cargos fijos por conexión a la red y por capacidad de Transporte. Estas empresas participarán además de los costos de expansión de la red de acuerdo a las reglas establecidas para el MEM por la S.E.E.

5. FACTURACIÓN, COBRANZA Y LIQUIDACIÓN

El proceso de facturación correspondiente a la operación del MEM se realizará mensualmente dentro de los primeros cinco días corridos del mes siguiente. A estos efectos, el OED actuará como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del MEM, según los procedimientos y modalidades explicitadas en el presente capítulo.

Dado el carácter de mercado único bajo el cual se desarrolla la comercialización en el MEM, a los efectos del cálculo de las acreencias o las deudas que cada agente mantiene con el resto de los agentes participantes en las transacciones de cada mes, se aplicará el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el MEM es deudor para con cada uno de los agentes que resultaron vendedores, en forma proporcional a su participación en el importe total de la venta. Un sistema de cobranzas centralizado asegurará que los pagos se efectúen e imputen guardando idéntico criterio de proporcionalidad, conforme los deudores vayan cancelando sus deudas.

El OED será responsable de producir toda la información necesaria a estos efectos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del MEM la documentación comercial, conforme los procedimientos explicitados en el presente capítulo. Asimismo administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado.

5.1. INFORMACIÓN NECESARIA PARA FACTURAR

5.1.1. RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Será responsabilidad de cada uno de los agentes del MEM suministrar al OED toda la información necesaria para llevar a cabo el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que éste determine.

El OED será responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del MEM. Esta Base de Datos para facturar (BDF) será la información oficial utilizada por el OED para determinar el resultado de las transacciones definidas en 5.2.

5.1.2. INFORMACIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS

Los Distribuidores y los Grandes Usuarios que operen en el Mercado Spot o con contratos del Mercado a Término, informarán diariamente al OED su carga horaria realizada.

5.1.3. INFORMACIÓN DE GENERADORES Y AUTOGENERADORES

La información a utilizar en el caso de Generadores y Autogeneradores estará conformada por la información horaria consolidada por el OED. Una vez resueltos eventuales cuestionamientos de las partes, servirá de base para el cálculo de su remuneración. En el caso de Generadores con contratos del mercado a término, se calculará el resultado comercial dentro y fuera de los contratos en función de sus términos comunicados.

5.1.4. INFORMACIÓN DE TRANSPORTADORES

Una vez resueltos eventuales cuestionamientos, se utilizará la información mensual consolidada por el OED de flujos de carga en la Red de Transporte y Factores Nodales (Ingreso Variable), y la información relevada en tiempo real sobre períodos de indisponibilidad de equipamiento, para el cálculo de su remuneración.

5.1.5. INFORMACIÓN DE EMPRESAS EXTRANJERAS INTERCONECTADAS

Según el caso, estos intercambios se homologan a una venta (5.1.3) o a una compra (5.1.2). De mediar Convenios de Interconexión el OED será responsable de haber intercambiado la documentación de norma con la otra parte, para documentar las figuras legales de aplicación en cada transacción.

5.1.6. INFORMACIÓN FALTANTE

Si dentro de los plazos establecidos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para el proceso de facturación, no se cuenta con la información completa para conformar la Base de Datos de Facturación, el OED procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al confeccionar el documento de Transacciones Económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el OED será incorporado al siguiente proceso de facturación.

5.2. TRANSACCIÓN ECONÓMICA

5.2.1. RESULTADO DE LA TRANSACCIÓN

Se define como Resultado de la Transacción Económica al cálculo mensual de los créditos o débitos totales de cada agente del MEM por aplicación de los presentes procedimientos asociados al sistema de estabilización de precios que se describen en el punto 5.7. y de los excedentes que se describen en 5.2.2.

5.2.2. EXCEDENTES

Se denomina Excedente Neto Mensual a la diferencia entre el resultado de los generadores del MEM dependientes del Estado Nacional más los de las empresas extranjeras interconectadas en su operación en el MEM, y los montos producto de sus remuneraciones reconocidas, de acuerdo a lo que hubiera establecido por Resolución la Secretaría de Energía Eléctrica.

Estos excedentes serán depositados en un Fondo Unificado, según lo previsto en el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, para cuya administración el OED efectuará las operaciones que la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA le indique.

En la forma y con la periodicidad que la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA determine, el OED producirá la información de gestión correspondiente a la administración de este Fondo así como su evolución prevista.

5.2.3. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (TE)

El OED elaborará mensualmente un documento con toda la información contenida en la Base de Datos para Facturar y con todos los resultados obtenidos por la aplicación de los presentes procedimientos, individualizando para cada agente, los montos por los cuales ha resultado deudor o acreedor en base a sus compras y/o ventas en el MEM. Dicha información servirá de base para el proceso de facturación definido en 5.3.

El documento de Transacciones Económicas contendrá asimismo un detalle que permita individualizar la proporción en que cada deudor participa en la conformación del crédito de cada vendedor, aplicando para ello un criterio de proporcionalidad en base al peso relativo que cada uno de los montos deudores tengan respecto del monto deudor total en las Transacciones Económicas en dicho mes.

5.3. FACTURACIÓN

5.3.1. FACTOR DE PROPORCIONALIDAD

Para cada agente del MEM que en la Transacción Económica del mes correspondiente haya resultado deudor del sistema el OED calculará su factor de proporcionalidad (Fpk) como su monto deudor dividido el monto deudor total del mercado.

5.3.2. FACTURACIÓN DE LAS OPERACIONES DE COMPRA/VENTA EN EL MEM

El OED emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador por los montos resultantes de la Transacción Económica del mes, discriminados según los siguientes conceptos:

* energía

* transporte de energía eléctrica

* potencia

* otros servicios (regulación de frecuencia, reactivo, arranque y parada de máquinas).

Para la discriminación de los conceptos de transporte, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) El OED calculará los cargos fijos del Transporte (por conexión y por capacidad de transporte puesta a disposición) que cada agente del mercado deberá abonar a los transportistas, en base a las horas de disponibilidad registradas y aplicando los factores correspondientes a cada nodo y a cada empresa indicados en la programación estacional.

b) El OED calculará el monto al que es acreedor cada Transportista por el ingreso por energía (IVT). Dichos montos serán distribuidos entre los agentes que resulten deudores en el MEM para el mes correspondiente, en función de sus respectivos Factores de Proporcionalidad. Estos montos se identificarán bajo el concepto de Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.

c) Para la energía comercializada dentro de los Contratos de Abastecimiento, el OED calculará el cargo variable por Transporte que debe abonar cada una de las partes.

A su vez para cada uno de los agentes vendedores, el OED emitirá una liquidación de su venta por el total resultante de la Transacción Económica. Para los Generadores dependientes del Estado Nacional, las liquidaciones se realizarán en base a los precios reconocidos por la SEE de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 24.065.

Las diferencias existentes entre lo facturado a los compradores y lo liquidado a los vendedores por aplicación de diferentes sistemas de precios (precios estacionales y precios spot), deberán imputarse al Fondo de Estabilización descripto en el punto 5.7.

5.3.4. FACTURACIÓN DE APARTAMIENTOS DE CONTRATOS

El OED calculará los saldos acreedores o deudores de las operaciones efectuadas en el mercado Spot por parte de empresas con Contratos de Abastecimiento. Las facturas y liquidaciones correspondientes, serán calculadas por el OED aplicando iguales procedimientos a los establecidos para los vendedores y compradores que operan sin contratos.

5.3.5. REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED

El monto mensual por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED acordado en el Presupuesto Estacional, se distribuirá entre todos los agentes del MEM. Dicho monto será debitado por el OED a cada agente en función de la proporción que representa su volumen monetario por compra y/o venta dentro del volumen total de las transacciones del MEM, independientemente de la existencia de contratos.

5.4. PLAZOS DE PAGO

Las facturas presentadas al cobro a los agentes deudores del sistema vencerán a los 39 días, contados a partir del último día del mes a que se refieren las transacciones facturadas.

Dicho plazo de vencimiento se desplazará en el mismo número de días que se demore el envío de la documentación a que se refiere el párrafo siguiente, a partir del tercer día hábil posterior a la emisión de las facturas del documento de Transacciones Económicas.

El OED remitirá a cada agente del mercado, por medio de FAX o Correo Electrónico, según acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores), valiendo esta fecha para los fines establecidos en el párrafo anterior. Simultáneamente remitirá los documentos indicados por vía postal expresa.

Las notas de débito o crédito que emita el OED para ajustar las facturas o liquidaciones en virtud de rectificaciones de los valores físicos y/o monetarios adoptados (refacturación), tendrán fecha de vencimiento el mismo día que la factura a que están referidos.

Las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED, tendrán las mismas condiciones de vencimiento que las arriba indicadas.

5.5. COBRANZAS A LOS DEUDORES

El OED prestará el servicio de cobranza en el MEM, que abarcará a todos los pagos que se efectúen, con excepción de los que correspondan a la ejecución de contratos.

Este sistema de facturación, basado en criterios de proporcionalidad, requiere que las acreditaciones a vendedores de los montos cobrados sean diligenciadas bajo igual criterio.

No se admitirán pagos por fuera de este sistema, por cuanto ello atentaría contra el principio de proporcionalidad del sistema de facturación adoptado.

A los efectos del pago de sus obligaciones, el OED ofrecerá a los agentes las siguientes alternativas:

* mediante entrega de cheque en el domicilio del OED,

* mediante transferencia a las cuentas bancarias habilitadas al efecto por el OED.

La fecha a considerar a efectos de la imputación del pago, será la que corresponda a la de efectiva acreditación en la cuenta bancaria del OED.

La falta de pago íntegro y en término de los montos facturados serán sancionados con un interés equivalente a la tasa fijada por el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA (BNA) para sus operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.

El OED debitará y cobrará dichos intereses a los deudores por cuenta y orden de los acreedores. Los importes cobrados por tal concepto serán depositados en las cuentas bancarias declaradas por los acreedores bajo los mismos plazos y condiciones establecidos en el punto 5.6.

El incumplimiento de pago íntegro y en término de las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones, se sancionará con un interés equivalente a la tasa fijada por el BNA para sus operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.

La aplicación de las cobranzas a efectos de imputar las mismas se realizará en primer lugar a la cancelación de deudas por cualquier concepto con el OED y luego a la cancelación de deudas con los acreedores del mercado.

A efectos de determinar los intereses por los cuales se sancionará la falta de pago en término de los agentes deudores se aplicará la siguiente fórmula:

$$I = Cx[(1+\frac{TNAVx30}{36.500})^{n/30} - 1]$$

dónde:

* C: capital adeudado

* TNAV: Tasa Nominal Anual fijada por el BNA para operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.

* n: días de mora

5.7. SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS

Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los Distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio

denominado FONDO de ESTABILIZACIÓN. En este fondo se depositarán los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Este Fondo de Estabilización no será utilizable para compensar incumplimientos de pagos.

De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el Fondo de Estabilización no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el OED gestionará ante la SEE la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la SEE dispondrá la concesión de un crédito automático retornable y sin interés utilizando recursos del Fondo Unificado.

El OED incorporará en el documento de Transacciones Económicas, el resultado mensual del Fondo de Estabilización y su evolución.

La SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA indicará el criterio con que en la programación estacional se considerarán los saldos acumulados por dicho Fondo.

5.8. IMPUESTOS

El OED incorporará a la facturación y/o liquidaciones y procederá a transferir a las cuentas que corresponda los impuestos que en cada caso correspondieren, según las instrucciones que le imparta la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SISTEMA

1.1. INFORMACIÓN BÁSICA DE GENERADORES

Cada Generador deberá suministrar la información necesaria para:

* programar la producción y realizar el despacho de cargas;

* calcular los costos marginales y otros costos necesarios para fijar los precios estacionales a distribuidores y el precio horario con que se remunerará a los productores.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos de Generación del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga;

b) Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo, desde sincronismo hasta plena carga y para las máquinas turbovapor tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y rearranque (o sea si admite paradas diarias o semanales);

c) Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria;

d) Capacidad para regulación de tensión: curva de capabilidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación;

e) Centrales Térmicas y Nucleares: Consumo específicos netos para 4 puntos de funcionamiento entre el mínimo técnico y carga máxima, y consumo específico medio neto;

f) Centrales Térmicas: tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento;

g) Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa y datos de evaporación;

h) Centrales Hidroeléctricas en General: función para conversión energética (m3 por Kwh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.

1.2. INFORMACIÓN BÁSICA DE DISTRIBUIDORES

Cada Distribuidor deberá suministrar la información básica necesaria para la determinación de los precios estacionales.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos de Distribución del Sistema e incluirá como mínimo:

a) puntos de interconexión a través de los cuales se compromete comprar al MEM;

b) potencia contratada para los próximos dos semestres, y para los ocho semestre siguientes, por punto de interconexión;

c) capacidad de sus instalaciones para el control de Tensión.

1.3. INFORMACIÓN BÁSICA DE TRANSPORTISTAS

El Transportista deberá suministrar la información necesaria para realizar los estudios y definir la operación del Sistema dentro de los márgenes de calidad y confiabilidad pretendidos.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos del Transporte del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Capacidad de sus instalaciones para regulación de tensión;

b) capacidad de sus instalaciones para el suministro de reactiva.

ANEXO 2: BASE DE DATOS ESTACIONAL

Para cada período estacional las empresas deben suministrar la información necesaria para el período a estudiar y una estimación aproximada de los mismos datos para los próximos 3 años.

a) Empresas de Generación y Transporte: Tasa de indisponibilidad forzada prevista;

b) Empresas de Generación Térmica: Previsiones de oferta de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas), precios declarados de combustibles, y factor a agregar por flete. Para ello las empresas podrán acordar previamente con las empresas de Combustibles los compromisos de abastecimiento y precios (contratos) o previsiones de abastecimiento (de no existir contrato con compromiso de suministro). El OED definirá para el período Precios de referencia de combustibles y Precios de referencia de fletes que se considerarán el valor tope estacional. Para las empresas sin contratos o que no declaren un precio estacional, se utilizará para la previsión los precios de referencia.

Para las empresas con contratos de abastecimiento de combustibles o de fletes declarados en el MEM o que declaren un precio estacional, si el precio informado supera el valor de referencia, no será considerado utilizándose en vez el valor tope definido. Los valores declarados por los Generadores en la previsión estacional no podrán ser modificados posteriormente durante el período y serán utilizados para la programación y despacho semanal y diario.

c) Empresas de Generación Hidroeléctrica: pronósticos de aportes o tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto, y restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc.).

d) Empresas de Distribución y Grandes Usuarios: pronósticos de demanda de energía y potencia con su correspondiente hipótesis de crecimiento, curvas típicas de carga para cada semana discriminadas a nivel de cada barra de la red de transporte, carga máxima prevista, requerimiento de reactivo, carga típica prevista por barra en cada período tarifario.

e) Empresas de Transporte: restricciones en el intercambio permitido.

f) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir su compromiso;

g) Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

h) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: rango de potencia que pueden intercambiar, saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.

ANEXO 3: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PRECIOS DE NODO Y DE LA REMUNERACIÓN VARIABLE DEL TRANSPORTE

1. FACTORES DE NODO ESTACIONALES

1.1. MODELADO DE LA DEMANDA

Para cada período tarifario se calculará la potencia media demandada por cada Distribuidor en base a las curvas de carga típicas acordadas (enviadas por los distribuidores con los datos estacionales al OED), promediando las potencias correspondientes a las horas de ese período. Con estos datos se ajustarán las demandas típicas por barra de cada área en cada período tarifario de tal manera que la suma de éstas resulte la demanda total de potencia de cada Distribuidor. Se calculará también a partir de la programación estacional la potencia media demandada por bombeo y la demanda no abastecida (ENS) en cada período tarifario.

En base a estos valores, se modelará la demanda total abastecida como una curva monótona de cargas (curva demanda-duración) de tres bloques dónde:

a) cada uno representa un período tarifario;

b) la potencia del bloque está dada por la suma de las demandas de la potencia medias previstas para cada Distribuidor y el bombeo descontada la ENS en ese período tarifario;

c) la duración del bloque está dado por la duración en horas del período tarifario multiplicado por el número de días del período estacional considerado.

1.2. MODELADO DE LA GENERACIÓN

En función de la generación media prevista en el período estacional para cada Central o grupo de Centrales, en cada banda tarifaria se determinará un despacho promedio de potencia de generación. Dicha potencia integrada en cada banda tarifaria durante el período estacional deberá corresponder con la generación prevista.

1.2.1. CALCULO DEL FACTOR DE NODO ESTACIONAL

El factor de nodo representa la relación de precios entre el nodo y el Mercado teniendo en cuenta el costo marginal del transporte debido a las pérdidas óhmicas.

Para el semestre, el OED definirá configuraciones características de la red de Transporte y estados típicos de carga correspondientes al valle, pico y horas restantes.

Para cada período tarifario, se considerará su estado típico y se realizará un flujo de potencia de la red completa, que luego se reducirá a la de transporte, para simular en cada barra una variación unitaria de demanda (Pd) y obtener la variación correspondiente en las pérdidas del Sistema (Perd). El factor de nodo se determina como:

$$FN = 1 - (Perd / Pd)$$

Este factor define en cada franja de tarificación el Costo Marginal de Corto Plazo del nodo incluidas las perdidas óhmicas por Transporte. Se utilizará en la determinación de los Precios de Nodos estacionales a los Distribuidores, que incluye la parte variable de la remuneración que abonarán al Transporte.

2.- METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE ADAPTACIÓN DEL ÁREA Y FACTORES DE ADAPTACIÓN NODAL

Un sistema de transporte produce, además de las pérdidas óhmicas, otro tipo de pérdidas en el sistema asociadas a la confiabilidad de su suministro y que se pueden medir en el sobrecosto del redespacho y el costo por energía no suministrada. Estas pérdidas producidas por fallas del sistema de transporte deben afectar, al igual que las pérdidas óhmicas, los precios de las áreas, alejadas del centro de gravedad en relación al precio de Mercado.

Para calcular este factor, anualmente el OED para cada período tarifario simulará en el programa MARGO el sistema de transporte entre áreas, considerando fallas de larga duración (por ejemplo caída de torres). Las fallas serán simuladas de a una línea por vez y comparadas con el caso de referencia (programación estacional caso sin fallas).

Para las fallas de larga duración, se utilizará una tasa de 0,0357 fallas / 100 Km y una duración de 14 días. Si las líneas están en paralelo, de posible salida simultánea, se extenderá la salida del segundo circuito a 18 días. En fallas de corta duración, se utilizará una tasa de 0,05 fallas / 100 Km y una duración de 20 minutos.

Se realizará el análisis para cada período tarifario k de la diferencia con el caso sin falla para calcular los sobrecostos de despacho y de energía no suministrada producida por la pérdida de la línea por una falla de larga duración (LD).

$$SCLD_i = \sum_j \sum_n (PMCF_n * DEMCF_n) - \sum_j \sum_n (PMSF_n * DEMFF_n)$$

donde:

* j = semanas en el año.

* n = áreas del sistema.

* PMCFn = precio marginal del área n cuando el sistema de transporte tiene la falla prevista

* PMSFn = precio marginal del área n para el sistema sin falla.

* DEMCFn = demanda abastecida en el área n cuando el sistema de transporte tiene la falla prevista.

* DEMSFn = demanda abastecida en el área n cuando el sistema de transporte no tiene falla.

El sobrecosto debido a fallas de transporte de corta duración (CD) en cada línea se considera:

$$SCCD_i = ENSCD_i * CENS$$

siendo ENS_{iCD} la energía no suministrada de corta duración probable anual por desconexión de la línea y (por ejemplo la producida por relés de corta carga por subfrecuencia, etc) determinada a partir de la simulación con un programa de estabilidad transitoria (EPRI).

En consecuencia, el sobrecosto producido por fallas en la línea y estará formado por la suma de los correspondientes a falla de larga y corta duración.

$$SC_i = SCLD_i + SCCD_i$$

El sobrecosto para un área A se obtiene sumando los sobrecostos de las líneas pertenecientes a la misma.

$$SC_A = \sum_{i \text{ en } A} SC_i$$

En un área exportadora, dichos sobrecostos indican que su energía vencida en el Mercado tiene un valor menor, adicional a la reducción por pérdidas óhmicas.

La metodología y modelos utilizados para la determinación de estos sobrecostos se ajustará en el transcurso del estudio encarado por la SEE para la organización de las actividades del Transporte en Bloque, y quedará definido en firme a partir del 1/11/92.

Si sólo se tiene en cuenta los factores de nodo para la definición del precio de nodo, los ingresos que tendrá la línea y por cargo variable del Transporte estará dado por la diferencia de factores de nodo entre el nodo emisor 1 y el nodo receptor 2.

$$IVFN_i = PM * (FN_2 * E_2 - FN_1 * E_1)$$

siendo E las energías transportadas

El ingreso variable asociado al FN del transporte que interconecta el área A resulta entonces la suma de los ingresos de las líneas correspondientes al área.

$$IVFN_A = \sum_{\text{i en A}} IVFN_i$$

Si además se tiene en cuenta los sobrecostos por confiabilidad y se los asigna también a los ingresos variables del transporte que interconecta el área A, se tiene:

$$IVT_A = IVFN_A + SC_A = KP_A * IVFN_A$$

definiéndose KP_A como la constante de potenciación de los factores de nodo del área A para cada período tarifario.

El precio del nodo j del área A estará dado por el precio del mercado transferido al nodo a través de los factores nodales del correspondiente período tarifario k.

$$PN_j = PM * (1 - KP_{Ak} * \frac{\delta Perd_k}{\delta P}) = PM * FM_{jk} * FA_j$$

siendo:

* PNj = precio del Mercado transferido al nodo j en el período tarifario k cuando el área A se encuentra vinculada al Mercado:

* FNj = factor de nodo del nodo j para el período tarifario k;

* FAj = factor de adaptación del nodo j para el período tarifario k.

Cuando en el período tarifario el área resulta importadora se aplica el mismo concepto, entendiéndose el sobrecosto como el adicional que debe abonar el distribuidor para hacerse cargo de los sobreprecios que se producen durante fallas en el sistema de transporte.

Los factores nodales no afectarán a los precios locales cuando estos se desvinculen del precio de Mercado por restricciones transitorias o permanentes.

Un área se considera desvinculada cuando existen restricciones de transporte u operativas activas que afectan el despacho óptimo. Si es exportadora, su precio local resultará inferior al PM * FA * FN y, si es importadora, su precio local estará por encima de PM * FA * FN.

3.- CALCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL TRANSPORTADA

En función de los períodos en que quedó dividido el mes con distintos factores nodales representativos por período tarifario (semanas y dentro de cada semana los períodos en que se recalcularán los factores nodales) se definirán los casos que caracterizarán la operación del mes:

* Una o más configuraciones características de la red, según corresponda.

* Para cada configuración característica, por lo menos 6 estados de carga representativos del período en base a los datos de energía horaria generada y consumida. Tres de ellos deberán representar la operación registrada los períodos de pico, valle y horas restantes los días hábiles y los otros tres a los mismos períodos tarifarios pero para día feriado.

A partir de los valores horarios de la Base de Datos Diaria de Operación, se obtendrán los datos de generación y demanda promedio en la red de Transporte en cada período tarifario para cada uno de los casos representativos definidos. Con ellos se realizarán flujos de potencia representativos que definirán la potencia transportada correspondiente en cada línea de la red. La energía transportada se calculará multiplicando la potencia resultante del flujo por la duración en el mes del período que representa.

ANEXO 4: CONTROL DE TENSIÓN, DESPACHO Y REMUNERACIÓN DE REACTIVO

1.- COMPROMISOS DE LAS EMPRESAS EN EL CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE REACTIVO

Cada Generador reconocido del MEM se comprometerá a entregar la potencia reactiva, inductiva o capacitiva, que esté dentro de las características técnicas de su máquina, dadas por la Curva de Capacidad P, Q nominal. El Generador entregará una copia de dicha curva al OED.

En función de estos datos, el OED realizará el despacho de reactiva y el Generador se comprometerá a mantener la tensión en barras que se le solicite. El OED definirá, con aprobación de la S.E.E., el estandard mínimo requerido por los nuevos generadores. Si la disponibilidad de reactivo de un Generador resultase inferior a lo comprometido, deberá abonar un cargo igual al costo de instalación, operación y mantenimiento de un equipo de reemplazo. El OED definirá dicho cargo con acuerdo de la S.E.E.

El Generador deberá informar al OED cualquier indisponibilidad transitoria de su generación de reactivo. En este caso deberá abonar una penalización igual a diez veces el costo de remplazo mencionado durante las horas indisponibles.

Adicionalmente el Generador deberá comprometer equipamientos asociados al sistema de transporte, tales como señales estabilizantes, rapidez de respuesta, etc. El ajuste de dicho equipamiento deberá responder a los requerimientos del Sistema, definidos por el OED con aprobación de la S.E.E. El no cumplimiento con estos requerimientos podrá limitar su acceso al Sistema. El Generador deberá estar dispuesto a modificar o agregar equipamiento de control de acuerdo a los requerimientos del Sistema de Transporte.
A su vez, cada Distribuidor reconocido deberá acordar con los Transportistas, Generadores y otros Grandes Consumidores en sus interconexiones los factores de potencia límites para las horas de valle, pico y restantes (valores acordados). Dichos valores serán informados al OED.

Por su parte, el OED supervisará en las interconexiones entre distribuidores y red de transporte los valores tolerados que se definen:

- A partir del 1-05-92:

* cos phi = 1 o menor inductivo para horas de valle.

* cos phi = 0,92 inductivo o superior para pico y resto.

- A partir del 1-01-95:

* cos phi = 1 o menor inductivo para horas de valle.

* cos phi = 0,95 inductivo o superior para pico y resto.

En caso de no llegar a un acuerdo entre las partes o que el valor acordado afecte a un tercero, para la correspondiente interconexión el OED considerará el valor tolerado definido.

El Distribuidor o Gran Consumidor será responsable de la disponibilidad del equipamiento requerido para obtener estos resultados, incluyendo la reserva necesaria. De no poder cumplir por falta de equipamiento con los valores establecidos anteriormente, deberá abonar un cargo equivalente al de un equipo de remplazo.

En la operación real de no cumplir transitoriamente, ya sea por imprevisión, por indisponibilidad de equipamiento o por incorrecta operación, abonará una penalización igual a diez veces el costo de instalación, operación y mantenimiento de un equipo de remplazo durante el tiempo en que dure el incumplimiento.

El Transportista se comprometerá a mantener la tensión dentro del rango que especifique el OED para las barras de su red y de las inmediatas adyacentes de menores tensiones, así como a cumplir con el perfil de tensiones que requiera una emergencia en la operación real del Sistema, aun cuando esto significara apartarse del rango indicado. Será también responsable de la indisponibilidad del equipamiento requerido para cumplir este compromiso, incluyendo la reserva necesaria. Para condiciones normales el rango especificado será de +/- 5% hasta el 1/1/95 en que pasará a +/- 3%. Se podrán especificar rangos más ajustados a puntos de la red con características particulares que lo justifiquen.

El Transportista que instale equipamiento para suministro de reactivo o contrate los mismos de otro, cobrará los cargos impuestos como penalización a los Generadores o Distribuidores. El no cumplimiento por parte del Transportista de sus obligaciones implicará una penalización equivalente a la de considerar fuera de servicio el equipamiento requerido para tal fin si estuviese instalado. Si el no cumplimiento se deba a la falta de instalación de equipamiento deberá abonar cargos o penalizaciones iguales a las indicadas para los Distribuidores.

Al finalizar cada mes, el OED calculará los cargos correspondientes por remuneración de reactivo y las penalizaciones por incumplimiento de acuerdo a las condiciones efectivas de funcionamiento en lo referente al control de tensiones y a los flujos de reactiva.

2.- TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

El OED propondrá a los integrantes del MEM antes del 30-6-92, el criterio para supervisar el control de tensión y transferencia de reactiva. Las empresas podrán sugerir modificaciones, justificándolas debidamente. De acuerdo al criterio acordado, se fijará el equipamiento mínimo necesario en cada punto del Sistema. En las interconexiones, las partes podrán acordar instalar además equipamiento adicional de supervisión.

Las transacciones de potencia reactiva se realizarán mediante un régimen de:

a) Remuneración de potencia reactiva:

- a abonar a los transportistas incluido en el cargo por conexión por los distribuidores, grandes usuarios o generadores por equipamiento puesto a disposición o, de no contar con dicho equipamiento el Transportista, como un descuento sobre el cargo de conexión.

- a abonar al Fondo de Apartamientos como cargo fijo de reactivo por pérdidas de la calidad de servicio por los distribuidores, grandes usuarios, generadores o transportistas por falta de equipamiento para cumplir con los requerimientos de reactivo cuando no se instala un equipamiento sustituto.

b) penalizaciones por falta de cumplimiento de las obligaciones respectivas:

- al generador por limitaciones transitorias.

- al distribuidor por limitaciones transitorias o mala operación de equipamiento.

- al transportista por incumplimiento del despacho de reactivo o control de tensión o equipamiento fuera de servicio.

2.1. CARGO FIJO DE REACTIVO

El OED calculará junto con la programación estacional los cargos fijos por reactivo que se deberán pagar en base al equipamiento de compensación de reactivo disponible que declaren los generadores y transportistas y al reactivo de las demandas que declaren los distribuidores.

2.1.1. GENERADORES

Si la capacidad declarada por un Generador es menor que la establecida deberá abonar un cargo fijo (CHRG) por el faltante por hora en servicio o en reserva fría. Este cargo será abonado a los compensadores sincrónicos o estáticos o generadores que pongan reactivo adicional a disposición.

2.1.2. TRANSPORTISTAS

Con los flujos de carga realizados en la previsión estacional de demanda y generación, dentro de las condiciones de transporte y requerimientos de reactivo comprometidos se determinará si el transportista está en condiciones de cumplir con su compromiso. De no ser así deberá abonar un cargo fijo por equipamiento faltante (CHRT) por las horas del período.

2.1.3. DISTRIBUIDORES

Si los distribuidores no pueden cumplir estacionalmente con los requerimientos de reactivo comprometidos abonarán un cargo fijo (CHRD) por las horas del semestre.

2.2. PENALIZACIONES

Al término de cada período de facturación se computarán las penalizaciones por incumplimiento de los compromisos asumidos considerándose las horas para las que se declaró la indisponibilidad o el período completo si se detectó incumplimiento sin haberlo declarado la empresa.

ANEXO 5: LISTADO DE MÁQUINAS EXCLUIDAS

	TIPO	N° MAQ.
CENTRAL		
	TG	21
PARANÁ	TG	21
SALTO	DIESEL	
NOA	TG	21
CORRIENTES	TG	21
FORMOSA	TG	21
GOYA	TG	21
BARRANQUERA	TG	22
BARRANQUERA	TG	23
BARRANQUERA	TG	24
BARRANQUERA	TG	25
BARRANQUERA	TG	21
STA. CATALINA	TG	22
STA. CATALINA	TG	23
STA. CATALINA	TG	24
STA. CATALINA	TG	21
CLORINDA	TG	22

CLORINDA	DIESEL	
NEA	TG	15
MAR DE AJO	TG	16
OLAVARRÍA	TG	
BRAGADO	TG	23
PEHUAJÓ	TG	
JUNÍN	TG	
ESEBA NORTE	TG	
ESEBA SUR	TG	07
DOCK SUD	TG	08
DOCK SUD	TG	07
DIQUE	TG	08
DIQUE	TG	01
SAN FRANCISCO	TG	02
SAN FRANCISCO	DIESEL	
EPEC		

ANEXO 6: SOBREPRECIO POR RIESGO DE FALLA

El sobreprecio por Riesgo de Falla (SPRF) a aplicar a la energía generada los días hábiles fuera del período de valle en las semanas definidas con riesgo, se calculará como:

$$SPRF = \frac{ENS}{TD} * (CENS - PMH)$$

dónde:

* ENS = déficit de energía semanal previsto.

* TD = generación necesaria para cubrir la demanda prevista, o sea que incluye pérdidas de Transmisión.

* CENS = costo atribuido a la ENS para el período.

* PMH = promedio de los PM previstos para la hora de punta de día hábil de la semana considerada.

En consecuencia, la remuneración adicional prevista para cada día hábil resulta:

$$RAH = TDH * SPRF$$

dónde TDH es la generación requerida para cubrir la demanda prevista de un día hábil fuera del período de valle.

Si durante la semana el OED declara que desaparece el riesgo de falla, se dejará de pagar el sobreprecio SPRF a la energía generada. En su lugar, las máquinas térmicas que hayan ofertado el domingo su disponibilidad (PPADk), resulten o no despachadas, cobrarán por PPAD para cada hora fuera del valle del día hábil:

$$\$PPAD_k = \frac{PPAD_k}{TOTPPAD} * \frac{RAH}{HFV}$$

dónde:

* TOTPPAD = potencia total en la lista de oferta de disponibilidad térmica y nuclear, más la potencia hidráulica correspondiente al despacho de la energía hidroeléctrica disponible.

* HFV = cantidad de horas fuera de valle.

El resto del parque despachado cobrará la PPAD al precio máximo estacional que corresponda.

En los programas de despacho, la falla se modelará como máquinas adicionales (máquina falla) que cubren la generación faltante al costo asignado a la falla, representado a través del CENS y el SPRF.

Para la programación estacional, en los programas OSCAR y MAGO la falla se modelará como escalones de distinta profundidad, expresados por el porcentaje de la demanda que no se podrá abastecer por falta de generación y su costo asociado.

Para cada uno de estos niveles de falla, el precio correspondiente de la energía se obtiene sumando al mayor costo marginal del combustible del sistema (la máquina más cara) el sobreprecio por riesgo de falla (SPRF) correspondiente al escalón.

ANEXO 7: INFORME ESTACIONAL

El informe con la propuesta de precio estacional a aplicar a los Distribuidores, deberá incluir como mínimo:

a) Requerimientos de la demanda: pronósticos de energía y potencia, y crecimiento esperado por Distribuidor y total;

b) Características de la oferta: programa de mantenimiento, indisponibilidad forzada prevista, indisponibilidad total, pronósticos de aportes hidroeléctricos;

c) Previsión de abastecimiento de la demanda: generación por tipo y por empresa, consumo de combustibles, evolución del nivel de los grandes embalses, evolución semanal del riesgo de falla;

d) Precio de la Energía: evolución semanal prevista del PM, evolución semanal de Mercados locales (áreas que resultan desvinculadas) y sus correspondientes PL, costo de la generación excluida, y precio medio total;

e) Precio de la Potencia: criterio acordado para determinación de la reserva fría necesaria, evolución semanal del precio de la PPAD en función del sobreprecio por riego de falla y de la potencia en reserva;

f) Estudios de flujos de carga y factores de nodo estacionales que resultan y factores de adaptación;

g) Para cada Distribuidor: precio de la energía por período tarifario y cargo fijo por potencia;

h) Calidad de servicio acordada (banda para regulación);

i) Curva de reserva estratégica requerida en los grandes embalses que definirá la necesidad de aplicar restricciones a la demanda;

j) Listado de los contratos del Mercado a Término, tanto de abastecimiento como de reserva fría;

k) Previsión de intercambio con otros países;

l) Previsión de compra / venta de Autogeneradores.

ANEXO 8: INFORME MENSUAL

El OED analizará los resultados mensuales de la operación identificando los apartamientos significativos observados respecto a la programación con que se definió el precio a Distribuidores, junto con sus consecuencias sobre el resultado económico del Sistema así como los posibles motivos de estas diferencias. En ese informe se indicarán las observaciones realizadas por las empresas y/o el OED,

adjuntadas en el informe inicial para el cálculo del precio del período, que estén relacionados con los apartamientos que se registraron.

Se señalará la evolución de:

* precios de generación (PM, PL y medio total);

* precio de la PPAD;

* sobreprecios por riego de falla;

* nivel de reserva en los grandes embalses;

* disponibilidad del parque;

* demanda por empresa y total.

Se indicará el apartamiento que resulta entre la recaudación de los Compradores y la remuneración a los Vendedores.

ANEXO 9: BASE DE DATOS SEMANAL

La información a suministrar consistirá en los datos para la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente.

a) Distribuidores y Grandes Usuarios: demandas previstas para días típicos (lunes, hábil, sábado, domingo, feriados).

b) Generadores Hidráulicos: nivel previsto en los grandes embalses al finalizar la semana actual, pronósticos de aportes de los ríos para las centrales más importantes y oferta de energía prevista para las restantes, restricciones que afecten su despacho (caudal mínimo y máximo erogable, posibilidades de empuntamiento, etc);

c) Generadores Térmicos: cuota de gas prevista con la Empresa abastecedora de gas, disponibilidad de otros combustibles (stock inicial más entregas programadas con el precio previsto de no existir contratos). De no suministrarse información sobre disponibilidad de algún combustible, se la tomará de la base de datos estacional. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas.

Para los precios de combustible y flete, para las empresas con contratos declarados o precio estacional declarado, se considerarán válidos los adaptados en la programación estacional (valores declarados ajustados con un valor tope de referencia estacional). El OED definirá Precios de Referencia Mensual, que se calcularán como se indica en el Anexo 13. Las empresas sin precios declarados en la programación estacional, podrán declarar un precio mensual con los datos de la primera semana del mes, pero el OED no reconocerá valores superiores al tope dado por el correspondiente precio de referencia. Para aquellos Generadores que no declaren precios, se utilizará el precio de referencia del mes.

d) Generadores en general: disponibilidad prevista para sus equipos que representen una modificación respecto a lo supuesto en la programación estacional (modificaciones al mantenimiento programado estacional, solicitudes de mantenimiento correctivo semanal, tasa prevista de indisponibilidad forzada) y cualquier restricción en su capacidad de regulación (frecuencia, secundaria y de tensión).

e) Empresas Transportistas: disponibilidad programada para su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, y restricciones de transmisión.

f) Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

g) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

h) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) indisponibilidad prevista del equipamiento involucrado;

i) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

j) Cualquier modificación para el resto del período con respecto a los datos acordados para realizar la programación estacional (demandas, mantenimiento programado, pronósticos de aportes en los ríos u oferta hidroeléctrica, oferta de combustible, etc.).

ANEXO 10: BASE DE DATOS DIARIA

La información a suministrar consistirá en los datos previstos para los días siguientes a despachar.

a) Distribuidores y Grandes Usuarios: previsión de demandas cada media hora para los días requeridos.

b) Generadores Hidráulicos de pasada: pronósticos de generación y/o potencia.

c) Generadores Hidráulicos en general: restricciones por requerimientos aguas abajo que afectan su despacho.

d) Generadores Térmicos: cualquier modificación en la cuota de gas y stock de combustible respecto a lo previsto en la programación semanal. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas. Se mantendrán los precios (combustibles y fletes) utilizados en la programación semanal y con ellos se realizará el despacho y se definirán los precios de la energía.

e) Generadores en general: todo cambio a considerar respecto a la PPAD informada vigente y a la capacidad de regulación primaria y secundaria y regulación de tensión.

f) Transportistas: cualquier modificación a las condiciones vigentes en el equipamiento de transmisión, transformación y compensación.

g) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

h) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) cualquier modificación en su disponibilidad prevista en el equipamiento involucrado;

i) Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

j) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

ANEXO 11: INSTALACIONES INTEGRANTES DE LA RED DE TRANSPORTE

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
		1	2	lin. Henderson 1		313.		
		2	-	trafo. T3 500/220/132	800.			
		2	-	trafo. T3 132/13,2/13,2	250.			c.s.2x(125;-120)NVAr *
EZEIZA	3B	3	-	trafo. T2 500/220/132	800.			
500	2I	3	-	trafo. T2 132/13,2/13,2	250.			
		4	2	lin. Henderson 2		313.		c.s.2x(125;-120)NVAr *
		5	-	trafo. T1 500/220/132	800.			
		5	-	trafo. T1 132/13,2/13,2	250.			
		ac. bar	1	barra 5 Ezeiza-SEGBA				c.s.2x(125;-120)NVAr *
		ac. bar.	1	barra 6 Ezeiza-SEGBA				
ABASTO	2B 2I	1	2	lin. Olavarría		290.		
		ac. bar	1	barra 1 Abasto-SEGBA				
		ac. bar	1	barra 2 Abasto-SEGBA				
		1	1	trafo 500/132	100.			
ALICURA		2	1	trafo. máq. 1				
	2B	3	1	lin. Chocón		242.	150.	

500	1I	4	1	trafo. máq. 2			
		5	1	trafo. máq. 3			
		6	1	lin. P. del Águila		84.	150.
		7	1	trafo. máq. 4			
		ac. bar.	1	----------			
		1	1.5	lin. Alicurá		(242.)	
CHOCON		1	1.5	trafo. 500/132	150.		
OESTE	2B	2	1.5	lin. Ch. Choel		270.	
500	1 1/2I	2	1.5	lin. PdA		170.	
		ac. bar.	1.	barra 1 Chocón			
		ac. bar.	1.	barra 2 Chocón			
		1	1.	trafo. 500/132	100.		
CHOCON		2	2.	lin. Puelches 1		304.	
500	4B	3	-	trafo. máq. 1 y 2			
	2I	4	-	trafo. máq. 3 y 4			
		5	2.	lin. Puelches 2		304.	
		6	-	trafo. máq. 5 y 6			
		ac. bar	1.	barra 1-3			
		ac. bar	1.	barra 2-4			
C. COSTA	2I	1	2	lin. P. Banderita		27.	
P. BANDERITA	1I	1	-	trafo. máq. 1 y 2			
500		2	1	trafo. 500/132	150.		
		3	1	lin. C. Costa		(27.)	

* C.S.: COMPENSADOR SINCRÓNICO

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
		1	2	lin. Henderson 1		421.	150.	
PUELCHES	4B	2	2	lin. Henderson 2		421.	150.	
	2I	3	1	autotrafo. 500/132	100.			
		4	2	lin. Chocón 1		(304.)		
		5	2	Lín Chocón 2				
		6	1	react. barra		(304.)	150.	
		7	1	react. barra			150.	
		8	1	react. barra			150.	
		9	3	capac. serie 1				cap. s. 58.1Q/1027A NVAr *
		10	3	capac. serie 2				cap. s. 58.1Q/1027A NVAr *
		ac. bar.	2					
		1	1	autotrafo. 500/220	200.			
HENDERSON	4B	2	2	lin. Puelches 1		(421.)		
500	2I	3	2	lin. Puelches 2				
		4	2	lin. Ezeiza 1		(421.)		
		5	2	lin. Ezeiza 2				
		6	2	autotrafo. 500/132	100.	(313.)		
		7	1	reactor 1 barra		(313.)	150.	
		8	1	reactor 2 barra			150.	
		9	1	reactor 3 barra			150.	
		10	1	reactor 4 barra			150.	
		11	3	capac. serie 1				cap. s. 58.1Q/1027A NVAr *
		12	3	capac. serie 2				cap. s. 58.1Q/1027A NVAr *
		ac. bar.	2					
OLAVARRIA	2B	1	2	lin. Bahía Blanca		255.		
500	1 1/2	2	2	lin. Abasto		(290.)	150.	
		3	1	react. barra			150.	
		ac. bar.	2	barra Olav.-ESEBA				
CHOELE	2B	1	2	lin. Chocon		(270.)	150.	
500	1 1/2	2	2	lin. Bahía Blanca			150.	
		3	2	autotrafo. 500/132	150.	345.		
		4	1	reactor barra			150.	
BAHÍA BLANCA	2B	1	2	lin. C. Choel		(345.)		
500	1 1/2	2	2	lin. Olavarría			150.	
		3	1	react. barra		(255.)	150.	
		ac. bar	2	barra BB-ESEBA				
TOTAL 500 kV					4.200	3.755	2.700	

* CAPS. S.: CAPACITORES SERIE

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
BRACHO	2B	1	1.5	lin. Recreo		256.	85.	
500	1 1/2	1	1.5	trafo. 1 500/132	300.		25.	
		2	2	trafo 2 500/132	300.		25.	

RECREO	2B	1	1.5	lin. Malvinas		266.	85.	
500	1 1/2	1	1.5	trafo. 500/132	150.		2x25	
		2	1.5	lin. Bracho		(256.	85.	
		2	2.5	reactor barra		)	85.	
MALVIN	2B	1	2.5	lin. recreo		(266.	85.	
500	1 1/2	1	1.5	trafo 500/132	300	)	25+25.	
		2	1.5	lin. Almafuerte				
		2	1.5	libre		205.		
ALMAFUERTE	2B	1	1.5	lin. R. Oeste		345.	120.	
500	1 1/2	1	1.5	lin. C.N.E.		12.		
		2	2	trafo. 1 500/132	150.		1x25	
		3	1.5	lin. Malv.		(105.		
		3	1.5	trafo. 2 500/132	150.	)	2x25	
		1	2	lin. G. Mendoza		407.	140.	Central bombeo
RÍO GRANDE	2B	2	-	trafo. máq. 1 y 2				4x185 MW
500	2I	3	2	lin. C.N.E.		30.		
		4	-	trafo máq. 3 y 4				
G. MENDOZA	2B	1	1.5	lin. R, Gde.		(407.	140.	
500	1 1/2	1	1.5	trafo 1 500/132	300.	)	2x25	
		2	1.5	trafo 500/220	300.			
		2	1.5	trafo 2 500/132	300.		2x25	
R. OESTE	2B	1	2.5	lin. Almafuerte		(345.	120.	
500	1 1/2	1	2.5	lin. G. Rodríguez		)	70.	
		2	2.5	lin. S. Tomé		256.	50.	
		2	1.5	trafo T4 500/220	300.	159.	2x25	
		3	1.5	trafo T3 500/132	300.		2x25	
		3	1.5	trafo T5 500/132	300.			
S. TOMÉ	2B	1	1.5	lin. R. Oeste		(159.	50.	
500	1 1/2	1	2.5	lin. Romang		)	80.	
		2	2	trafo 1 500/132	300.	270.	25.	
		3	1.5	lin. S. Gde.			50.	
		3	1.5	trafo 2 500/132	300.	289.	25.	
ROMANG	2B	1	2.5	lin. S. Tomé		(270.	80.	
500	1 1/2	1	1.5	trafo 500/132	150.	)		
		2	1.5	reactor barra			80.	
		2	1.5	reactor barra			80.	
		3	3	lin. Resistencia			80.	
						256.		
RESISTENCIA	2B	1	2	trafo. 500/132	300.			
500	1 1/2	2	1.5	trafo. 500/132	300.			
		2	2.5	lin. Romang		(256.	80.	
						)		
COLONIA ELIA	--	--	-	lin. G. Rodríguez		236.		
500								
TOTAL 500 kV					4.500	2.887	2.145	

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
		1	1	lin. Ramallo 1		85.		
		2	1	trafo T1 220/132	150.		27.5	
R. OESTE	2B	3	1	trafo T2 220/132	150.		27.5	
220	1I	4	1	lin. Ramallo 2		85.		
		5	1	trafo T4 500/220	(300.)		(2x25)	
		ac. bar.	1	----------				
		1	1	trafo 220/33				
		2	1	lin. 220		8.		
ACINDAR	2B	3	1	lin. 220		8.		
220	1I	4	1	trafo 220/33				
		5	1	trafo 220/33				
		ac. bar.	1	--------				
		1	1	lin. R. Oeste 1		(85.)		
RAMALLO	2B	2	1	lin. R. Oeste 2		(85.)		
220	1I	3	1	trafo 220/132	150.		27.5	
		4	1	lin. V. Lía 1		109.		
		5	1	lin. V. Lía 2		109.		
		6	1	lin. S.M. 5		6.		
		ac. bar.	1	--------				
		1	1	lin. Ramallo 1		(109.)		
V. LÍA	2B	2	1	lin. Ramallo 2				
220	1I	3	1	lin. Atucha 1		(109.)		
		4	1	lin. Atucha 2		26.		
		5	1	lin. G. Rodríguez 1		26.		
		6	1	lin. G. Rodríguez 2		61.		
		7	1	trafo 220/132	150.	61.		
		ac. bar.	1	----------				
		1	1	trafo 220/132	150.			
ATUCHA	1B	2	1	lin. V. Lía 1		(26.)		
220	1I	3	1	lin. V. Lía 2		(26.)		
		4	1	trafo máq.				
		1	1	trafo 500/220	(300.)			
G. MENDOZA	2B	2	1	lin. L. Reyunos		188.		
220	1I	3	1	lin. C. de Piedra		30.		
		ac. bar.	1	---------				
CASA DE PIEDRA	2B	1	1	lin. G. Menodza		(30.)		
220	1I	2	1	lin. S. Juan				
		3	1	trafo 220/132	150.			
		4	1	trafo 220/132	150.			
		5	1	lin. A. del Toro		180.		
		ac. bar.	1	---------				
SAN JUAN	1B	1	1	lin. C. de Piedra		172		
220	1I	2	1	Trafo 220/132	150			
AGUA DEL TORO	2B	1	1	lin. C. de Piedra		(180.)		
220	1I	2	1	lin. Los Reyunos				
		3	1	trafo máq. 1		43.		
		4	1	trafo máq. 2				
		5	1	lin. Nihuil II		52.		

		ac. bar.	1	---------			
REYUNOS		1	1	lin. A. del Toro		(43.)	
220		2	1	lin. G. Mendoza		(188.)	
		3	1	trafo máq. 1 y 2			
		ac. bar.	1	---------			
NIHUIL II	-	1	1	trafo 220/132	150.		
TOTAL 220 kV					1.350.	1.249.	1325.

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
		1	2	lin. Abasto 1		56.		
EZEIZA	2B	2	2	lin. Abasto 2		56.		
500	2I	3	2	lin. Rodríguez 1		53.		
		4	2	lin. Rodríguez 2		53.		
		ac. bar.	2	barras 1-2 Ezeiza-HIDR.				
		2	2	trafo T1 500/220				
ABASTO	2B	3	2	lin. Ezeiza 1		(56.)		
500	2I	4	2	trafo T2 500/220				
		5	2	lin. Ezeiza 2		(56.)		
		ac. bar.	2	barras A-B Abasto-HIDR.				
		1	2	lin. Ezeiza 1		(53.)		
G. RODRIGUEZ	2B	3	2	lin. Ezeiza 2		(53.)		
500	2I	5	2	lin. R. Oeste		(256.)	(50.)	
		6	2	lin. C. Elía		(236.)	70.	
TOTAL 500 kV					0.	218.	70.	

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
G. RODRÍGUEZ	3B	1	11	lin. V. Elía 1		(61.)		
220	2I	2		lin. V. Elía 2		(61.)		
TOTAL 220 kV					--	0.	--	

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
OLAVARRIA	2B	1	3	autotrafo. 500/132	300.			
500	1 1/2	ac. bar.	2	barra A-B Olav.-HIDR..				
BAHÍA BLANCA	2B	1	1.5	trafo 500/132	150.			
500	1 ½	2	1.5	autotrafo. 500/132	300.			
		ac. bar.	2	barras A-B B.Blanca-HIDR..				
TOTAL 500 kV					750.	0.		

E.T.	TIPO	N° CAMPO	Cant. Int.	SALIDAS	TRAFO (kVA)	LINEAS (km)	REACT. NVAR	OTROS
S GRANDE	2B	1	1.5	trafo. máq. 1-2				
ARG.	1 1/2	1	1.5	lin. C. Elía		159.	50.	
500		2	1.5	trafo máq. 3-4				
		2	1.5	trafo 500/132	150		2x25	
		3	1.5	trafo máq. 5-6				
		3	1.5	lín. Salto Grande - Uruguay		4.		
		7	1.5	trafo máq. 13				
		7	1.5	lin. S. Tomé		(289.)	50.	
		8	1	reactor barra A			50.	
		9	1	reactor barra B			50.	
		1	1.5	lin. Salto Grande de Arg.		(159.)	50.	
C. ELÍA	2B	1	2.5	lin. G. Rodríguez			50.	
500	1 ½	2	1.5	trafo 500/132	150.	(236.)	2x25	
		2	1.5	lin. S. Javier (Uruguay)				
						23.		
TOTAL 500 kV					300.	186.	400.	

ANEXO 12: AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

1.- DEFINICIONES

Se considera Autogenerador a aquel que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.

2.- RECONOCIMIENTO Y REGISTRO

El Autogenerador que desee convertirse en un agente reconocido del MEM deberá presentar su solicitud ante la S.E.E. Para ser aceptado su pedido, deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

a) no tener como fin primordial la generación de energía eléctrica;

b) estar vinculado adecuadamente en un punto reconocido de entrada / salida del MEM;

c) contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos adecuado con el OED para el intercambio de información necesaria para la programación, despacho, operación en tiempo real y cálculo de las transacciones económicas.

Los Autogeneradores tendrán un tratamiento similar a los productores independientes, a partir de una potencia de 500 kW.

La permanencia mínima en el MEM de cualquier tipo de autogeneración será de dos años.

El OED confeccionará un registro de Autogeneradores reconocidos y establecerá los mecanismos y medios para su incorporación a la coordinación de la operación del MEM.

3.- VINCULACIÓN COMERCIAL CON EL MEM

El MEM estará obligado a comprar el excedente de energía de los Autogeneradores reconocidos, siempre que sea técnicamente factible y comercialmente conveniente.

Los Autogeneradores podrán establecer contratos de abastecimiento o de reserva fría en el Mercado a Término. En el contrato firmado por el Autogenerador y su cliente, se establecerá una metodología que permita:

* cuantificar la entrega de energía mediante programas estacionales establecidos a la firma del contrato;

* programar la potencia máxima y mínima de entregas mensuales en horas pico, valle y horas restantes;

* acordar semanalmente los programas de entrega de energía ajustándose a las reglas y tiempos de la programación semanal;

* entregar a la red los excedentes de energía no programados, como consecuencia de variaciones de la demanda eléctrica propia, acordándolo con el OED en la programación semanal y/o diaria.

Toda transacción entre el Autogenerador y sus clientes deberá ser comunicada al OED, según corresponda.

4.- CONTRATOS ENTRE AUTOGENERADORES Y EMPRESAS DEL MEM

Los contratos serán públicos, tendrán una duración mínima de 2 períodos estacionales y serán elaborados de acuerdo a lo indicado en el punto 3, con las siguientes particularidades:

a) El Autogenerador y su cliente podrán establecer libremente y de común acuerdo, las condiciones particulares del contrato, siempre que no ocasionen perjuicios a terceros.

b) Por la falta de cumplimiento de los programas acordados se podrán establecer cláusulas de compensación o penalización.

c) Los contratos deberán encuadrarse en lo establecido por las reglas del Mercado a Término, y serán administrados por el OED.

d) El Autogenerador podrá respaldarse en el MEM para comprar faltantes o vender excedentes.

Los Autogeneradores reconocidos, podrán intercambiar energía entre ellos, en la medida que establezcan contratos en el Mercado a Término.

5. CONDICIONES DE ENTREGA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía entregada a la red debe tener un cos fi cuyo valor esté comprendido entre 0,3 y 1, tanto para carga inductiva como capacitiva.

Para Autogeneradores con centrales hidráulicas de agua fluyente y centrales de energía renovable no acumulable, toda energía excedente será obligatoriamente absorbida por el MEM, pagada al precio que resulte, salvo que técnicamente no sea posible tomarla.
Las centrales térmicas Autogeneradoras para la entrega de excedentes deberán seguir las mismas directivas que el OED establezca para las demás centrales, a los efectos del Despacho de Cargas óptimo.

6.- CONDICIONES TÉCNICAS

6.1. INTRUCCIONES COMPLEMENTARIAS

El Ente Regulador Nacional podrá dictar instrucciones complementarias para lograr:

* un correcto funcionamiento de las instalaciones y evitar la transferencia de averías a la red;

* una eficiente explotación y medición, y si es preciso la instalación de equipos de telemando o teleseñalización;

* la normalización de equipos e instalaciones.

6.2. AUTOGENERADORES EN PARALELO CON LA RED PÚBLICA

Los generadores sincrónicos deberán estar equipados con sistemas de regulación y sincronización aprobados por el Ente Regulador Nacional.

Los generadores asincrónicos deberán estar provistos de equipos que suministren la energía reactiva necesaria para que el cos fi de la energía suministrada oscile entre 1 y 0,85 en atraso.

6.3. SISTEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA

Las instalaciones de los Autogeneradores deberán estar equipadas de sistemas de desconexión automática que permitan minimizar los efectos perturbadores que puedan producirse en la red por la instalación del Autoproductor, tales como

* oscilaciones de la tensión de +/- 7% con relación a la tensión nominal;

* oscilaciones de frecuencia de +/- 5% de la frecuencia nominal.

7.- OTRAS DISPOSICIONES

Los titulares de las centrales de autogeneración están obligados a facilitar al OED las siguientes informaciones:

* Potencia instalada en grupos generadores.

* Cambios relevantes que se produzcan en la configuración de sus equipos.

* Datos requeridos para la programación estacional donde quede establecido si actuará como aportante o demandante neto.

* Datos requeridos para la programación semanal y diaria y el despacho.

ANEXO 13: PRECIOS DE REFERENCIA Y PRECIOS TOPE

Antes del 01/07/92 la SEE definirá la metodología a emplear para el cálculo de los precios de referencia y precios tope.

Los Precios tope y de referencia para combustibles se fijarán de acuerdo a la época del año, los precios en el Mercado Internacional, los precios establecidos en los contratos y los precios medios del área donde se ubica el Generador. El precio tope definirá el precio máximo reconocido, o sea que un Generador que declare un precio superior a este valor el OED lo ajustará automáticamente limitándolo al máximo definido. El precio de referencia será el utilizado para los Generadores que no cuenten con contratos ni declaren un precio requerido.

Hasta el 30/06/92 se considerará como precios de combustibles para la programación y el despacho:

a) para la CNEA, los precios para combustibles nucleares que informe dicha empresa;

b) para las Centrales con contratos de combustible declarados en el MEM, los precios convenidos en los mismos;

c) para el resto de los Generadores, a los precios de combustibles que definirá la SEE.

Los Precios de referencia de fletes se calcularán de acuerdo a la ubicación geográfica de cada central, el combustible involucrado y el tipo de transporte a utilizar. Hasta el 30/06/92 se mantendrán los factores de flete actualmente en uso en los modelos para la programación y el despacho.

Los Generadores que establezcan contratos de Combustibles o Fletes, deberán declararlos en el MEM. A su vez, los Generadores sin contratos podrán declarar un precio estacional o mensual. Los precios informados por las empresas que superen los precios máximos calculados, no serán aceptados y serán reemplazados por el OED por el correspondiente máximo, considerado el valor tope admisible para la programación, el despacho y el cálculo de precio de la energía.

El costo marginal de cada máquina se calculará con el precio de combustible más el flete que resulte de ajustar el valor declarado con los precios tope correspondientes.

Para la programación estacional se utilizarán los precios declarados por las empresas, limitados con el Precio Máximo Estacional. Para las empresas que no declaren precios, se utilizará el precio de referencia estacional.

Para la programación semanal se calculará un precio medio resultado de valorizar el combustible entregado en la semana y valorizar el stock (combustible almacenado).

ANEXO 14: COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA

El OED y los Generadores del MEM encararán un estudio entre para analizar:

* las condiciones requeridas para hacer paradas diarias y/o semanales con máquinas de base;

* Costo de arranque y parada para máquinas turbovapor convencionales y nucleares para salidas por ciclado diario o semanal y para salidas prolongadas (más de 48 horas).

El mismo deberá ser presentado antes del 1/7/92 a la SEE para su análisis. En base a ello la SEE definirá antes del 1/8/92:

* las posibilidades de cada máquina turbovapor del parque de realizar paradas en caliente;

* el tratamiento de las máquinas forzadas en el despacho por restricciones propias en sus posibilidades de arranque y parada (precio al que será remunerada su energía);

* la remuneración a aplicar a los rearranques solicitados por el OED de máquinas turbovapor y nucleares (costo de arranque y parada).

Hasta el 31/07/92, el cálculo del Costo de arranque y parada (CAP) de turbinas de vapor y centrales nucleares se expresará en dólares como:

$$CAP = A * FRC * I * P * C \ / 8760\ h$$

dónde:

* A = porcentaje de la inversión total afectada al envejecimiento por el proceso de arranque y parada.

* FRC = factor de recuperación del capital.

* I = inversión unitaria actualizada de la unidad considerada (U$S/kW).

* P = potencia en kW de la unidad considerada.

* C = tiempo en horas de funcionamiento equivalente al arranque-parada.

El factor de recuperación del capital se calcula como:

$$FRC = \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

dónde:

* n = vida media útil en años.

* i = tasa de interés anual.

Para la aplicación del presente régimen se adopta:

a) Para Centrales Nucleares =

con n = 30 años, i = 0,08, resulta FRC = 0,08883;

I = 1800 U$S/kW

A = 0,34

b) Para Grupos Turbovapor =

con n = 35 años, i = 0,08, resulta FRC = 0,0858;

I = 1170 U$S/kW para instalar una central de 20MW, considerándose que por cada incremento de 10MW en la potencia instalada la inversión unitaria disminuye en 10U$S/kW.

A = 0,2519

El factor C se define de acuerdo a la duración de la parada, o sea el tiempo transcurrido desde que se produjo la salida de servicio del generador hasta el momento en que el OED solicitó su retorno al Servicio.

* C = 1hr para una parada de hasta 12hrs.

* C = 30hrs para una parada de más de 12hrs y hasta 48hrs.

* C = 130hrs para una parada de más de 48hrs.

Por cada parada no programada de una máquina, o sea que no es solicitada por el OED ni corresponde a una salida por mantenimiento programado o correctivo en días u horas no hábiles, se descontará al Generador una suma correspondiente al costo de arranque de una máquina turbovapor sustitutiva de módulo equivalente. Sin embargo, si la máquina entrara nuevamente en servicio dentro de las 48 horas, este descuento no se hará efectivo.

ANEXO 15: LISTA DE MÉRITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA FRÍA

Para las semanas definidas "sin riesgo", el OED recibirá las ofertas de reserva fría por parte de las máquinas de punta. El OED podrá rechazar ofertas, ya sea por precios por encima del máximo estacional o por motivos técnicos que deberá justificar debidamente. En estos casos, el OED informará al Generador correspondiente el motivo del rechazo. Aquellas máquinas que hayan fallado en su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de 60 días quedarán automáticamente excluidas de participar en el concurso de reserva fría durante los siguientes 6 meses.

1.- LISTA DE MÉRITO SEMANAL

Las máquinas que respondan a la convocatoria de constituir reserva fría y que no sean rechazadas por el OED se ordenarán en una lista de mérito para la semana.

Para ello se agruparán de acuerdo a su comportamiento registrado como reserva fría: máquinas en las que no ha surgido falla en su compromiso ofertado de reserva, máquinas que han fallado una vez al ser requerida su entrada estando en reserva, máquinas que han fallado dos veces, y así sucesivamente.

Dentro de cada grupo, las máquinas se ordenarán de acuerdo a dos criterios.

En primer lugar, se ordenarán de menor a mayor según el precio visto desde el Mercado, o sea el precio ofertado afectado por los factores nodales (FN y FA), para tener en cuenta su ubicación geográfica y la calidad de su vinculación con el centro de carga. Si para dos o más máquinas resulta el mismo precio ajustado, se ubicarán primero las de menor precio ofertado. Si aun así quedan dos o más máquinas con igual precio, se les asignará la misma posición. De este ordenamiento se tiene para cada máquina su posición en la lista de precios (índice).

Luego se realizará otra lista ordenada según tiempos ofertados crecientes para considerar la calidad de respuesta ofertada, considerándose el tiempo de respuesta como la suma del tiempo de sincronismo más el tiempo para llegar a la carga ofertada. Si para dos o más máquinas resulta el mismo tiempo, se ordenará según precio ofertado creciente. Si aun así dos o más máquinas resultan con igual tiempo y precio, se les asignará la misma posición. De este ordenamiento se obtiene para cada máquina su posición en esta lista de tiempo de respuesta (índice).

Para definir la lista de mérito dentro del grupo, se calculará un índice ponderado de la posición en que quedó cada máquina de acuerdo a los dos criterio considerados.

$$II_i = (IP_i * KP + IT_i * KT) / (KP + KT)$$

dónde KP y KT son las constantes de ponderación del criterio considerado. En una primera etapa se define KP igual a 4 y KT igual a 1.

Dentro de cada grupo se ordenarán las máquinas según índice ponderado creciente. Si dos o más máquinas resultan con igual índice, se las ordenará según precio ajustado creciente. De resultar aun así dos o más máquinas en igual condición se las ordenará según tiempos ofertados creciente.

La lista de mérito semanal se obtendrá ubicando primero la lista ordenada del primer grupo (las máquinas sin falla registrada en su compromiso de reserva), luego el segundo grupo ordenado (máquinas con una falla al estar en reserva y requerirse su entrada en servicio), y así sucesivamente agregando los grupos ordenados de acuerdo a las fallas registradas.

2.- LISTA DE MÉRITO DIARIA

En el predespacho diario se confeccionará una lista de mérito del día partiendo de la lista semanal y eliminando las máquinas que:

* hayan resultado despachadas en la programación diaria;

* estén indisponibles;

* hayan informado junto con los datos para la programación diaria el retiro de su compromiso ofertado como reserva.

Las ofertas aceptadas se definirán comenzando por la primera máquina de la lista y continuando con las siguientes hasta totalizar la potencia requerida o no quedar más máquinas en la lista. De este modo quedará definido dentro de la lista de mérito diaria el conjunto de "máquinas aceptadas" y el precio de corte dado por el mayor precio ofertado dentro de las máquinas aceptadas.

Todas las máquinas aceptadas cobrarán por PPAD el día correspondiente, salvo que queden indisponibles o fallen al requerirse su entrada en servicio. En el redespacho no se podrán eliminar máquinas en reserva del grupo de aceptadas pero sí agregar nuevas. En este caso, se irán agregando en el orden indicado por la lista de mérito diaria pasando del grupo de "no aceptadas" al de "aceptadas".

Por otra parte el precio de la PPAD que resulta definido en el predespacho representará una garantía del mínimo a cobrar en la operación real. En los redespachos, el precio de la PPAD no podrá disminuir aunque sí aumentar con el agregado de nuevas máquinas aceptadas.

ANEXO 16: UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE POR NUEVOS GENERADORES

Para obtener la autorización de ingreso al MEM por parte de un nuevo agente se requiere demostrar la factibilidad de acceder físicamente al Mercado. Hasta que se establezcan las concesiones de transporte, el procedimiento será el siguiente:

1.- Presentar a la SEE un nota solicitando la autorización de ingreso al MEM (con una adecuada descripción del proyecto, eventuales cartas de intención de contratos de abastecimiento, fecha prevista de entrada en servicio, etc.). Se adjuntará un informe demostrando factibilidad de colocar la energía producida en el Mercado. Las Empresas del MEM y el OED deberán suministrar toda la información requerida para la realización de los estudios necesarios. El informe deberá contener como mínimo:

a) Estudios eléctricos para analizar la potencia transportada en cada vínculo y verificar que se mantiene por debajo de la potencia máxima permitida, establecida por el OED en base a los criterios de operación vigentes, y que los sobrecostos que introducen las limitaciones de transporte en el sistema, por ENS y redespacho, no justifican el agregado de ningún equipamiento adicional.

b) Características técnicas completas de las instalaciones de Generación.

c) Diseño básico del equipamiento de conexión, así como cualquier otro equipamiento adicional que se debe instalar en la Red de Transporte.

Estos elementos constituyen el Estudio de Factibilidad de Conexión, que podrá realizar por sí o solicitar su realización a su cargo por parte del OED y/o las Empresas de Transporte.

2.- La SEE hará pública la presentación del solicitante a través del Boletín Oficial para conocimiento de otros agentes involucrados y/o interesados en utilizar la capacidad de transporte remanente. Simultáneamente enviará el estudio de factibilidad al OED y a las Empresas de Transporte para que emitan sus opiniones técnicas.

3.- De presentarse, en un plazo de 10 días corridos a partir de la publicación, otros proyectos alternativos que resultaran competitivos respecto de la capacidad de transporte disponible y que cumplan con lo indicado en el punto 1, la SEE optará por el proyecto de mayor relación potencia máxima del emprendimiento - tiempo de entrada en servicio.

4.- De presentarse objeciones u oposiciones al proyecto, se derivarán para su resolución en instancia única al ENR. Provisoriamente, hasta el establecimiento del ENR, estas situaciones serán dirimidas por la SEE.

5.- La autorización de ingreso al MEM que emita la SEE implica la aprobación del equipamiento mínimo requerido para su efectivización, a instalar por el Generador o a través de las Empresas de Transporte, y constituye Reserva de la capacidad de transporte. Para mantener dicha reserva, se deberán abonar los cargos fijos de transporte del sistema existente, considerándose a estos fines que el Generador está

en servicio a partir de una fecha anticipada 12 meses a la de entrada en servicio comprometida en el proyecto aprobado por la S.E.E.. La falta de pago en término del Derecho de Reserva de la Capacidad de transporte significa su cancelación.

6.- Transcurridos 30 días de la fecha de entrada en servicio comprometida para un proyecto de generación autorizado sin haberse incorporado su producción al MEM, la SEE cancelará la autorización de ingreso al MEM. El interesado podrá realizar una nueva presentación, que seguirá el procedimiento indicado en los puntos anteriores.

7.- Los pedidos de autorización quedarán aprobados automáticamente 60 días después de cumplido el punto 1 en ausencia de respuesta fehaciente de la SEE. La autorización de ingreso de nuevos Generadores al Sistema será informado públicamente por la SEE a través del Boletín Oficial.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 53/92

Modifica Los Procedimientos.

BUENOS AIRES, 8 Octubre 1992

VISTO la Resolución EX-SEE Nº 61 del 29 de abril de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el adecuado funcionamiento de las transacciones económicas dentro del ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA requiere que sus pagos se efectúen en término, motivo por el cual el Capítulo V de la Resolución EX-SEE Nº 61/92 reguló la facultad de interrupción del suministro de energía eléctrica.

Que, siendo ello así, resulta imprescindible otorgar mayor ejecutividad a la implementación de tal facultad, regulando, para ello, el procedimiento que, a tales efectos, deberá cumplir la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA así como las consecuencias de no cumplimiento de las instrucciones que ésta imparta para llevar a cabo dicha interrupción.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello.

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el Primer Párrafo del Artículo 24 de la Resolución EX-SEE Nº 61 del 29 de abril de 1992 por el siguiente texto:

"Sin perjuicio de lo previsto en el artículo precedente, transcurridos QUINCE (15) días de mora, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) dispondrá la interrupción del suministro de energía eléctrica al deudor moroso conforme lo siguiente:"

ARTICULO 2º.- CAMMESA, para ejercer la facultad dispuesta en el Artículo 24 de la Resolución EX-SEE Nº 61 del 29 de abril de 1992, deberá, al cumplirse SIETE (7) días de mora por falta de pago de una factura emitida por CAMMESA a un agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, informar a esta Secretaría el nombre del deudor moroso y sus antecedentes al respecto, el monto adeudado, identificar el equipamiento de maniobra a operar para efectivizar la interrupción del suministro así como al o los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA que deban ejecutar tales operaciones y presentar el cronograma respectivo.

ARTICULO 3º.- CAMMESA, para ejercer la facultad dispuesta en el Artículo 24 de la Resolución EX-SEE Nº 61 del 29 de abril de 1992, deberá asimismo, al cumplirse OCHO (8) días de mora por falta de pago de facturas por ésta emitidas informar fehacientemente al deudor moroso y a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA que deban ejecutar la interrupción del suministro el cronograma de las acciones previstas en el citado Artículo 24 así como el equipamiento de maniobra a operar para ejecutar tal interrupción.

ARTICULO 4º.- CAMMESA y a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA que deban ejecutar las maniobras necesarias para llevar a cabo la interrupción del suministro de energía eléctrica por falta de pago, en los términos del Artículo 24 de la Resolución EX-SEE Nº 61/92, no serán responsables de las consecuencias mediatas, inmediatas y puramente casuales que se ocasionen como consecuencia de tal interrupción, siendo de ellas responsables exclusivos el deudor cuya mora ocasiona la aplicación de tal sanción.

ARTICULO 5º.- El agente de MERCADO ELECTRICO MAYORISTA que no ejecutare las maniobras necesarias para la interrupción del suministro de energía eléctrica, dispuesta por CAMMESA en los términos del Artículo 24 de la Resolución EX-SEE 61/92, será sancionado con una multa equivalente al del interés moratorio que se devengue desde el momento en que se le impartió tal instrucción hasta el de su efectivización cuyo monto será calculado sobre la base de la factura correspondiente al deudor cuya mora en el pago diera lugar a tal interrupción.

ARTICULO 6º.- La multa reglada en el artículo precedente ingresará a CAMMESA.

ARTICULO 7º.- El agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que por su condición de moroso fuese sancionado con una interrupción del suministro de energía eléctrica, en los términos del

Artículo 24 de la Resolución EX-SEE Nº 61/92, que trasladare los efectos de tal interrupción a otro agente del MEM, deberá abonarle la energía no suministrada al valor que para tal concepto determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA, no pudiéndose invocar como eximente el caso fortuito o fuerza mayor.

ARTICULO 8º.- La presente resolución será aplicable a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 9º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 137/92

Modifica Los Procedimientos.

BUENOS AIRES, 30 NOV. 1992

VISTO la Ley Nº 24.065, las Resoluciones EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992, Nº 137 y 176 del 31 de Septiembre de 1992, y las Resoluciones S.E. Nº 50 y Nº 53 del 8 de Octubre de 1992, Nº 75 del 26 de octubre de 1992 y Nº 100 del 6 de noviembre de 1992 y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que es necesario adecuar las normas establecidas en la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 a los criterios de regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica y de generación hidroeléctrica.

Que es experiencia recogida desde la fecha de vigencia de la citada Resolución aconseja perfeccionar y profundizar los procedimientos en aplicación.

Que, en consecuencia, resulta necesario ajustar los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Carga, y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" establecidos por la mencionada Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 y sus complementarias.

Que dichos procedimientos serán aplicables a todas las transacciones por compraventa de energía eléctrica en bloque que se ejecuten dentro del territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA, correspondiendo, en consecuencia, a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA intervenir en la operación, despacho económico y establecimiento de precios.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y por el Decreto Nº 1.594 del 31 de agosto de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

CAPITULO I

REGLAMENTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el Anexo 16 "Utilización de la Capacidad de Transporte existente por nuevos generadores" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92, por las "REGLAMENTACIONES DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSPORTE", que como Anexo I forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 2º.- Apruébase el REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ALTA TENSIÓN, cuyo texto integra el presente acto como Anexo I. El citado Reglamento deberá agregarse al Anexo 16 de LOS PROCEDIMIENTOS a que se hace mención en el artículo precedente.

ARTICULO 3º.- El incumplimiento de las "REGLAMENTACIONES DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSPORTE" por parte de los Usuario del Sistema de Transporte, origina la obligación de pago del sobrecosto que ello produce en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, la que por su diferente origen y naturaleza, no excluye al Usuario de las sanciones que por tal incumplimiento pudiere corresponder aplicar.

ARTICULO 4º.- El incumplimiento de una orden de operación manual o automática destinada al alivio de carga por desbalance de la energía, impartida por CAMMESA, genera para el agente del MEM que la hubiese incumplido, la obligación de pago de la carga no cortada, cuyo monto se calculará en función del costo de la energía no suministrada (CENS), la que por su diferente origen y naturaleza, no excluye al Usuario de las sanciones que por tal incumplimiento pudiere corresponder aplicar.

Si otros agentes del MEM hubieren cortado carga en reemplazo de quien hubiere incumplido la orden impartida por CAMMESA, se les abonará por el corte excedente respecto de su compromiso una suma calculada en función del CENS.

La diferencia entre el monto definido en el primer y segundo párrafo del presente artículo será acreditado en el FONDO DE ESTABILIZACIÓN.

ARTICULO 5º.- Sustitúyese el Anexo 11 de LOS PROCEDIMIENTOS "Instalaciones integrantes de la red de Transporte" por el texto contenido en el Anexo I del presente acto que bajo dicha denominación, describe el conjunto de instalaciones de la transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN y los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL de las REGIONES ELÉCTRICAS NOROESTE ARGENTINO, NORESTE ARGENTINO, PATAGONIA, COMAHUE Y CUYO.

CAPITULO II

ORGANIZACIÓN Y AGENTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

ARTICULO 6º.- Defínese como SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN al conjunto de instalaciones de transporte de energía eléctrica que integren el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ALTA TENSIÓN y el de TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL.

ARTICULO 7º.- Defínese como MERCADO ELECTRICO MAYORISTA al ámbito dentro del cual se ejecutan las transacciones de energía eléctrica en bloque ya sea que se efectúen por medio del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN o dentro de una Región Eléctrica que ha de ser interconectada a dicho Sistema. Corresponderá, en consecuencia, a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DE MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA intervenir en la operación, despacho económico y cálculo de precios.

ARTICULO 8º.- Las reglas de funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA serán aplicables, a partir del 1° de febrero de 1993, a las transacciones que se ejecuten dentro de todo su ámbito. A tales efectos, esta Secretaría definirá los procedimientos a aplicar en el SISTEMA PATAGONICO y en el SISTEMA MISIONES-NORESTE de CORRIENTES para adecuar las reglas del MEM a sus particulares condiciones.

“Se prorrogó la aplicación y entrada en funcionamiento del MEMSMC hasta el 01/05/93 por RESOLUCION SE 15/93 del 28/01/93.”

ARTICULO 9º.- Apruébase el procedimiento denominado "Ingreso de los Nuevos Agentes al MEM" cuyo texto como Anexo II forma parte integrante de la presente resolución, e incorpóraselo al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS.

CAPITULO III

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS

ARTICULO 10.- Sustitúyese el Punto 4 "Mercado a Término" del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS), por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo II de la presente resolución.

ARTICULO 11.- Sustitúyese el Anexo 3 "Cálculo de los factores de Nodo" del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo II de la presente resolución.

ARTICULO 12.- Sustitúyese, como consecuencia de lo indicado en el artículo anterior, los puntos 2.3.2: 2.3.3: 2.3.4.2 al 2.3.4.6 inclusive el punto 2.7, los puntos 3.1.2 y 3.1.3, el punto 3.3, el punto 3.4.1, y el punto 3.5.1 del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo II de la presente resolución.

ARTICULO 13.- Apruébase el Régimen remuneratorio del Sistema de Transporte cuyo texto integra el Anexo II de la presente norma, e incorpóraselo al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) como Anexo 18 "Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal".

ARTICULO 14.- Sustitúyese, como consecuencia de lo indicado en el artículo anterior, el punto 2.5.1, punto 3.2.3.8, los puntos 3.5.4 y 3.6 y el Anexo 4 "Transacciones de Potencia Reactiva" del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo II de la presente resolución.

Elimínase, por idéntica causa, los puntos 2.5.2 al 2.5.6. inclusive del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS).

ARTICULO 15.- Apruébase la "Guía de Referencia del Sistema de Transporte", cuyo texto integra el Anexo II de la presente norma, e incorpóraselo al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) como Anexo 20.

ARTICULO 16.- Sustitúyese, con el fin de modificar las transacciones de potencia, el punto 2.4, los puntos 3.1.3.1, 3.1.3.2, 3.2.3.4, 3.2.3.7, 3.5.3.1 y 3.5.3.2 del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo II de la presente resolución.

ARTICULO 17.- Apruébase los procedimientos "Despacho de Gas" y "Programación y Despacho de Centrales Hidroeléctricas", cuyos textos integran el Anexo II de la presente norma, e incorpóraselo al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) como Anexo 21 y 22 respectivamente.

ARTICULO 18.- Apruébase la "Regulación Primaria de Frecuencia, Supervisión y Control de la Reserva Rotante", cuyo texto integra el Anexo II de la presente norma, e incorpóraselo al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) como Anexo 23.

Sustitúyese, como consecuencia de lo dispuesto en el párrafo precedente, el punto 3.5.2 del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) por el de idéntica denominación contenido en el Anexo II de la presente resolución.

ARTICULO 19.- Dispónese como modelo para el despacho diario y cálculo de factores de nodo horario la utilización del identificado bajo el nombre "JUANA".

CAPITULO IV

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTICULO 20.- Hasta tanto se otorgue la concesión de los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL a Empresas Privadas, el Cargo Complementario mencionado en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS serán igual a la remuneración por Capacidad de Transporte y no se activará la respectiva Subcuenta de Apartamientos.

ARTICULO 21.- Se establecen, a partir del 1º de febrero de 1.993, los siguientes precios para la remuneración de los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL mencionados en el Artículo 5º de la presente norma:

a) CARGOS POR CONEXIÓN:

El cargo por hora de conexión (CHCONEX) será la suma del cargo horario por salida de la tensión de conexión del usuario, más el cargo horario por potencia de transformación correspondiente.

Salida de 330 kV 5 $/hora

Salida de 220 kV 4 $/hora

Salida de 132 kV 2 $/hora

Salida de 66 kV 2 $/hora

Salida de 33 kV 1,5 $/hora

Salida de 13 kV 1,5 $/hora

Transformador de rebaje dedicado 0,15 $/hora * MVA.

b) REMUNERACIÓN POR CAPACIDAD DE TRANSPORTE

La remuneración por capacidad de transporte será:

Línea de 330 kV 45 $/hora 100 Km

Línea de 220 kV 45 $/hora 100 Km

Línea de 132 kV 43 $/hora 100 Km

c) Considerando las particularidades que presenta la explotación del Servicio de Transporte en las Regiones Eléctricas NEA y COMAHUE, se incrementarán sus cargos por conexión y la remuneración por capacidad de transporte en un TREINTA POR CIENTO (30%). Este factor será revisado por el ENRE al finalizar el primer período de actualización tarifaria de las concesiones de transporte.

ARTICULO 22.- Hasta tanto se otorgue la concesión del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ALTA TENSIÓN a Empresas Privadas, el Cargo Complementario mencionado en el Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS

será igual a la remuneración por Capacidad de Transporte y no se activará la respectiva Subcuenta de Apartamientos. En dicho período no se aplicarán las sanciones indicadas en las "REGLAMENTACIONES DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSPORTE".

ARTICULO 23.- Derógase, a partir del 1º de febrero de 1.993, el Artículo 5º de la Resolución S.E. Nº 75 del 26 de octubre de 1.992. A partir de dicha fecha se aplicarán los precios para la remuneración de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión incorporados en el Artículo 2º de la presente Resolución y los precios indicados en su Artículo 21 para las Redes Troncales de Distribución, en los términos del Artículo 17 de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1.992.

ARTICULO 24.- Derógase, a partir del 1º de febrero de 1.993 los precios establecidos en el Artículo 32 de la Resolución EX-S.E. Nº 61/92 y en el Artículo 6º de la Resolución S.E. Nº 75/92. A partir de dicha fecha se aplicarán los siguientes precios para las transacciones de reactivo o pagos por apartamientos no tolerados:

a) cargo de reactivo de unidades generadoras o compensadores sincrónicos o estáticos de reemplazo 0,09 $/h x MVAr.

b) cargo de reactivo de reactores o capacitores de reemplazo 0,05 $/h MVAr.

c) todas las penalizaciones de reactivo para generadores, distribuidores y grandes usuarios se harán con 0,9 $/h x MVAr.

d) los cargos y penalizaciones de transporte serán los indicados en el Artículo 2º de la presente resolución.

ARTICULO 25.- La opción de oferta por el valor del agua, en los términos del Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS, solamente podrá ser ejercida por las Empresas Privadas concesionarias.

ARTICULO 26.- Prorrógase el plazo establecido en el Artículo 6º de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 para la presentación del Proyecto SOD hasta el 1º de abril de 1.993.

ARTICULO 27.- CAMMESA deberá aplicar los procedimientos que a continuación se indican, a partir de las siguientes fechas:

a) Despacho de Gas ANEXO 21 1/1/93

b) Regulación Primaria de la Frecuencia, supervisión y control de la reserva rotante ANEXO 23 1/2/93

c) Factores de nodo y adaptación ANEXO 3 1/2/93

d) Transacciones de potencia Artículo 16 1/2/93

e) Guía de referencia ANEXO 20 1/1/93

ARTICULO 27.- Esta Secretaría establecerá, antes del 30 de abril de 1993, los procedimientos, condiciones técnicas y remuneración de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

ARTICULO 28.- Instrúyese a CAMMESA a presentar ante esta Secretaría, antes del 5 de enero de 1.993, un texto ordenado de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1.992, sus aplicaciones y modificaciones.

ARTICULO 29.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 163/92

Modifica Los Procedimientos.

BUENOS AIRES, 3 DIC. 1992

VISTO, la Ley Nº 24.065, la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992, la Resolución S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, y el Decreto Nº 2.443 del 18 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 8º de la Resolución S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 estableció un plazo para definir los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGA, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) a aplicar en el SISTEMA PATAGONICO.

Que en las reglamentaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO debe considerarse el efecto dominante de la demanda de ALUMINIO ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA INDUSTRIAL Y COMERCIAL (ALUAR SAIC) y el hecho de que el suministro de energía eléctrica de tal planta industrial es abastecido por la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, por el Artículo 10 del Decreto Nº 1.398 del 6 de agosto de 1.992 y por el Artículo 7º del Decreto Nº 2.443 del 18 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en las Resoluciones EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992 y S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992, se aplicará a la comercialización y despacho del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a partir del 1º de Febrero de 1993, con las adaptaciones indicadas en la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- Defínese como DEMANDA COMPROMETIDA para el abastecimiento a ALUAR SAIC a la energía eléctrica resultante de multiplicar la energía total generada por la Central Hidroeléctrica FUTALEUFU por el factor de energía comprometida (FEC), calculado por CAMMESA, como el cociente entre una demanda anual de DOS MIL TRESCIENTOS CINCUENTA GIGAWATTIOS - HORA (2350 GWh) y la energía promedio anual generada en las diferentes series hidroeléctricas por tal Central Hidroeléctrica descontadas las pérdidas correspondientes al Transporte hasta la barra PUERTO MADRYN 330 KV.

- Artículo eliminado por RESOLUCION SE 212/93 del 20/07/93.

ARTICULO 3º.- La energía eléctrica asociada a la DEMANDA COMPROMETIDA se determinará el día 15 de cada mes para el mes siguiente, en función del FEC y de los pronósticos realizados por el titular de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU.

ALUAR SAIC podrá solicitar se traslade al mes inmediato posterior al que le hubiere correspondido en los términos del párrafo precedente, hasta el DIEZ POR CIENTO (10 %) en más o menos energía mensual autorizada para la DEMANDA COMPROMETIDA.

ARTICULO 4º.- ALUAR SAIC. deberá informar a CAMMESA y al titular de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU, antes del día 20 de cada mes, la curva de carga de la DEMANDA COMPROMETIDA para el próximo mes, de acuerdo a lo indicado en el artículo precedente

ARTICULO 5º.- La energía y la potencia de la DEMANDA COMPROMETIDA será comercializada directamente entre ALUAR SAIC y el titular de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU, por lo cual los créditos y débitos resultantes de tal transacción serán independientes del resto de las facturaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO.

Toda información requerida a los fines de tal transacción será emitida mensualmente por CAMMESA e informada a las partes mencionadas en el párrafo precedente.

ARTICULO 6º.- A los efectos de la determinación de la remuneración que corresponda al titular de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU por la DEMANDA COMPROMETIDA para el abastecimiento de ALUAR SAIC, se deberá aplicar lo dispuesto en el Decreto Nº 2443 del 18 de diciembre de 1992, asimilados

por ello al titular de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU a un ENTE DISTRIBUIDOR cuya demanda es la asignada a ALUAR SAIC.

- Artículo eliminado por Res. SE 212/93 del 20/07/93.

ARTICULO 7º.- Para el cálculo de la asignación que corresponde al titular de la Central Hidroeléctrica Futaleufú, en los términos del Inciso a) del Anexo I del Decreto Nº 2443/92, la energía y potencia de la DEMANDA COMPROMETIDA será valorizada a los precios estacionales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO.

- Artículo eliminado por Res. SE 212/93 del 20/07/93.

ARTICULO 8º.- Los costos de transporte asociados a la DEMANDA COMPROMETIDA para el abastecimiento de ALUAR SAIC, que deba abonar el titular de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU serán determinados en función de los precios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO.

ARTICULO 9º.- Las demandas adicionales de energía que requiera ALUAR SAIC serán valorizadas con los sobrecostos que se produzcan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO por tal requerimiento de demanda. La potencia adicional será valorizada en función del precio que surja de la aplicación de las normas vigentes.

- Artículo eliminado por Res. SE 212/93 del 20/07/93.

ARTICULO 10.- Para el cálculo de los Precios de la energía en el SISTEMA PATAGONICO se aplicará lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS incluyendo como demanda de ALUAR SAIC la DEMANDA COMPROMETIDA, determinándose el precio marginal del área, cuando ni exista ninguna máquina térmica funcionando en despacho libre, como el equivalente al valor del agua, determinado mediante el programa OSCAR para la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU, transferido al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO con el factor de nodo correspondiente.

ARTICULO 11.- Las centrales de generación térmica, que dentro del SISTEMA PATAGONICO, aún se encuentran a cargo de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, serán requeridas permanentemente como reserva fría, valorizándose su potencia de acuerdo a lo indicado en los PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 12.- Se define como nodo Mercado del SISTEMA PATAGONICO al nodo PUERTO MADRYN 330 kV.

ARTICULO 13.- CAMMESA deberá realizar el despacho de la Central Hidroeléctrica de FUTALEUFU y de la Central Hidroeléctrica de FLORENTINO AMEGHINO determinando el valor del agua mediante modelos de optimización.

ARTICULO 14.- El Centro de Control Regional de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO realizará la coordinación de la operación en tiempo real y relevamiento de la información operativa, subordinándose, para ello, a las instrucciones operativas que le imparta CAMMESA.

La operación de este centro de control será función de la EMPRESA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL PATAGONICA, y le será transferida al ser constituida.

ARTICULO 15.- Se considera GRAN USUARIO del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO a aquellos que en forma individual o asociada alcancen un módulo de potencia igual o superior a UN MEGAWATT (1 MW).

Asimílase al GRAN USUARIO, a las Entidades Cooperativas prestadoras del servicio público de electricidad que tengan el módulo de potencia que se define en el párrafo precedente, a los efectos de determinar su forma de participación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO.

El GRAN USUARIO del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO, hasta tanto formalice los contratos correspondientes en el MERCADO A TERMINO, comprará el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda de energía eléctrica al precio estacional y el resto al precio spot.

ARTICULO 16.- Los procedimientos específicos para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA PATAGONICO, establecidos en los artículos precedentes, serán de aplicación hasta que la Región Eléctrica Patagónica se vincula con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN.

ARTICULO 17.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 164/92

Incorpora el Anexo 24: Sistema de Medición Comercial del MEM (SMEC) a Los Procedimientos.

BUENOS AIRES, 30 DIC. 1992

VISTO la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer un Sistema de Medicación Comercial que permita realizar adecuadamente las transacciones económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y sus normas correspondientes, conforme lo dispone el Artículo 6 de la Resolución EX-S.E.E Nº 61/92.

Que se requiere establecer las responsabilidades de los agentes en la implementación del citado sistema de medición.

Que aunque no estén constituidas las empresas que serán titulares de la concesión de transporte de energía eléctrica, las que deberán operar y mantener el "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista", resulta imprescindible proceder a su implementación inmediata y determinar los mecanismos por los cuales ello ha de ser solventado.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 se la Ley Nº 24.065 y por el Decreto Nº 1.594 del 31 de agosto de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébase la norma que regirá para el "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista" (SMEC) cuyo texto integra el Anexo I de la presente resolución, e incorporarse al Anexo 1 de la Resolución EX-SEE Nº 61/92 "Procedimientos Para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" como ANEXO 24.

ARTICULO 2º.- Los agentes de MERCADO ELECTRICO MAYORISTA deberán cumplir con los requisitos establecidos en el "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista" que se aprueba en el artículo precedente, a partir de la siguientes fechas:

Transporte en Alta Tensión	31 de octubre de 1993
Transporte por Distribución troncal	31 de enero de 1994
Generadores	31 de octubre de 1993
Vínculos entre distribuidores	31 de enero de 1994

Exceptúase del cumplimiento del plazo definido precedentemente a los generadores de energía eléctrica que hayan adquirido tal condición como resultado del proceso de privatización de la actividad de generación térmica a cargo de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y de SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA, siempre que en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones se hubiera definido un plazo para la implementación del sistema de medición.

ARTICULO 3º.- CAMMESA deberá implementar el "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista" que se apruebe por Artículo 1º de este acto, en lo que concierne a las empresas que desarrollaren la actividad de transporte de energía eléctrica, y trasladar los costos de tal implementación a los usuarios del Sistema de Transporte, de la siguiente manera:

a) Costos de proyecto, en función de los puntos de medición dispuestos para cada usuario directo;

b) Costos de adquisición, montaje y puesta en servicio del equipamiento de medición y registro instalados en las conexiones al sistema de transporte, se trasladará a los usuarios directos de dichas conexiones. En caso de existir más de un usuario directo en una conexión, el costo se imputará en la misma proporción en que cada usuario abona el cargo de conexión por la prestación del servicio público de transporte;

c) Costos asociados a la adquisición, montaje y puesta en servicio de los Centros de Recolección y/o equipamiento de comunicaciones, a prorrata entre los agentes del MEM en proporción a los puntos de medición dispuestos para cada uno.

ARTICULO 4º.- Los costos de implementación del "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista" en CAMMESA, serán abonados por los agentes del MEM en la misma proporción en que se abonan los gastos de CAMMESA.

ARTICULO 5º.- Aquellos agentes del MEM que no resultaren comprendidos en el Artículo 3º de este acto tendrán a su cargo la implementación del "Sistema" en relación a las mediciones no incluidas en tal artículo.

ARTICULO 6º.- Los gastos de CAMMESA en operación y mantenimiento del "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista" serán incluidos dentro de su presupuesto de gastos.

ARTICULO 7º.- Los gastos de auditoría que insuma SMEC serán solventados mediante una tasa de auditoría que deberán abonar los responsables de la medición en proporción al número de medido RESOLUCION CAMMESA deberá someter para su aprobación a esta Secretaría el presupuesto anual de gastos de auditoría.

ARTICULO 8º.- Los montos que los agentes del MEM deban abonar en concepto de penalizaciones en los términos de la norma aprobada por el Artículo 1º de este acto, se destinarán a solventar los gastos de auditoría a que hace referencia el artículo precedente.

ARTICULO 9º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Normativa del Año 1993

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 35/93

Incorpora el Anexo 25: Procedimientos Operativos para el SADI a Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 48/93

Precios de Referencia del Gas.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 55/93

Sustitúyense los tramos horarios correspondientes a los períodos tarifarios establecidos en el artículo 35 de la resolución ex-SEE Nº 61/92 por los indicados en los artículos 2º y 3º de la presente resolución.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 67/93

Establécese un régimen especial de abastecimiento para los grandes usuarios indicados en el anexo I de la presente resolución, que son abastecidos hasta el presente por Agua y Energía Sociedad del Estado o Hidroeléctrica Norpatagonica Sociedad Anónima y se encuentren vinculados a los sistemas de transporte de distribución troncal (Grandes Usuarios Temporarios).
El resto de los usuarios atendidos por Agua y Energía Sociedad del Estado o Hidroeléctrica Norpatagonica Sociedad Anónima pasarán a depender de las empresas distribuidoras con jurisdicción en la zona.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 71/93

Modifica Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 72/93

Modifica el Anexo 13 de Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 84/93

Define y constituye TRANSNOA S.A.
Modifica los Anexos 11 Y 16 de Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 100/93

Define el funcionamiento del MEMSMC.
Incorpora información al Anexo 11.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 116/93

Equipos SADI y prorroga la vigencia del Anexo 14 "COSTO DE ARRANQUE Y PARADA".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 148/93

Extender la validez del artículo 3º de la resolución S.E. Nº 164 del 30 de diciembre de 1992 a todos los generadores del estado nacional.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 167/93

Modifica Los Procedimientos y
Anexo 5 "Listado de Maquinas Excluidas"
Anexo 22 "Programación de Despacho de Centrales Hidráulicas"
Crea Anexo 26 "Calculo del Precio Local".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 168/93

Modifica Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 212/93

MEMSP. elimínanse los artículos 2º, 6º, 7º y 9º de la Resolución de la Secretaría De Energía Nº 163 del 30 de diciembre de 1992.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 216/93

MEM. MEMSP. MEMSMC. Apruébase la revisión de precios estacionales incluidos en la reprogramación estacional correspondiente al periodo agosto de 1993- octubre de 1993.

RESOLUCION MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS 683/93

Convalida Circulares 1,2,4,5,8,9 y 12 de TRANSENER.
Modifica Anexos de Los Procedimientos

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 229/93

Define y constituye TRANSCOMAHUE
Modifica los Anexos 11 y 16 de Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 267/93

Autoriza el aplazamiento de la fecha indicada en el artículo 2º de la Resolución De La Secretaría De Energía Nº 164 de 30 de diciembre de 1992, establecidos en el sistema de medición comercial SMEC para los agentes del mercado eléctrico mayorista, hasta el 31 de marzo de 1994.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 283/93

Define y constituye TRANSPA
Modifica los Anexos 11 y 16 de Los Procedimientos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 317/93

Fija a partir de la fecha de la publicación en el boletín oficial, que el fondo nacional de la energía eléctrica se constituirá por un recargo de dos pesos con cuarenta centavos por megavatio hora ($ 2,40/mwh) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado eléctrico mayorista.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 321/93

Modifica puntos de Los Procedimientos del
Capítulo 2.: Precios Estacionales
Capítulo 3.: Mercado De Precios Horarios" (Mercado Spot).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 322/93

Modifica Los Procedimientos y
Anexo 12 Autogeneradores Y Cogeneradores
Anexo 17 Ingreso De Nuevos Agentes Al MEM

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 336/93

Modifica Los Procedimientos.
Anexo 3 "Calculo De Los Factores De Energía Eléctrica".
Anexo 23 "Regulación Primaria De Frecuencia".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 422/93

Modifica Los Procedimientos y Anexo 24 "Norma del SMEC"

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 35/93

BUENOS AIRES, 11 DE FEBRERO DE 1993

VISTO la Ley Nº24.065, las Resoluciones EX-SEE Nº 61 del 30 de Abril de 1992 y S.E. Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992; y

CONSIDERANDO:

Que es necesario regular la operación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) de acuerdo a la organización empresaria del Sector Eléctrico establecida en la Ley Nº 24.065.

Que para asegurar la calidad del servicio es necesario, que la operación en tiempo real del SADI se efectúe descentralizadamente desde los Centros de Control de Operaciones de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, con la coordinación de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que tal descentralización de operaciones no implica delegación alguna de la responsabilidad que le corresponde a CAMMESA, en los términos del Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébanse los "Procedimientos Operativos para el Sistema Argentino de Interconexión", cuyo texto integra la presente como Anexo I y se incorpora a los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) de la Resolución EX-SEE Nº 61 del 30 de Abril de 1992, como Anexo Nº 25.-

ARTICULO 2º.- Los transportistas y distribuidores, que tengan vinculados a su red a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) respecto de los cuales cumplan técnicamente funciones de transporte, podrán solicitar a CAMMESA que se instituyan las Ordenes de Servicio requeridas para la operación interconectada de sus sistemas.

ARTICULO 3º.- CAMMESA deberá dentro de los QUINCE (15) días de efectuada la presentación, informar al solicitante sobre la viabilidad de su propuesta y simultáneamente informar a los agentes del MEM involucrados sobre la propuesta presentada, quienes contarán con un plazo de TREINTA (30) días para formular observaciones.

CAMMESA resolverá dichas presentaciones en un plazo máximo de TREINTA (30) días y pondrá en vigencia las respectivas órdenes de servicio a partir de la siguiente programación o revisión trimestral si fuere el caso.

En los casos en que CAMMESA no considere viable la propuesta la devolverá, expresando las razones en que funda tal decisión, dentro del plazo previsto en el párrafo precedente.

ARTICULO 4º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA.

ARTICULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 35.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 48/93

BUENOS AIRES, 24 DE FEBRERO DE 1993.-

VISTO, la Resolución de la EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 137 del 31 de Julio de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el punto 3.3 de la citada Resolución establece los precios de referencia del gas natural para usinas, hasta tanto se efectivice la privatización de Gas del Estado.

Que por Decretos, Nº 2451, 2454, 2455, 2456, 2457, 2458, del 18 de Diciembre de 1992; 2452, 2453 del 16 de Diciembre de 1992 y 2459, 2460, del 21 de Diciembre de 1992, constituyen y fijan la nuevas tarifas que rigen en las empresas distribuidoras y transportadoras de gas.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA está facultada para el presente acto por el artículo Nº 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el punto 3.3 de la Resolución de la Ex S.E.E. Nº 137/92 por el texto contenido en el anexo I de la presente.

ARTICULO 2º.- Los valores correspondientes tendrán vigencia a partir del 1º de Marzo de 1993.

ARTICULO 3º.- A los valores consignados en el anexo I no se le agregarán impuestos de ninguna índole.

ARTICULO 4º.- Cada generador deberá declarar el tipo de tarifa en que se encuentre cada vez que se produzcan cambios respecto de lo señalado en el anexo I.

ARTICULO 5º.- Estos precios tendrán vigencia hasta el 31 de julio de 1993, correspondiendo a posteriori el ajuste que se calcule en base a lo dispuesto en el Subanexo I título IX punto 9.1. del Decreto 2255/92.

ARTICULO 6º.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E.E. Nº 48

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 55/93

BUENOS AIRES, 5 DE MARZO DE 1993

VISTO la Ley Nº 24.065 y la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992 y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que los cambios a la hora oficial que establece el Decreto 1074 del 13 de octubre de 1989 requieren la adaptación delos tramos horarios correspondientes a los periodos tarifarios utilizados para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de la citada Resolución y los estudios realizados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA aconsejan modificar los tramos horarios correspondientes a los periodos tarifarios establecidos por la mencionada Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y por el Decreto Nº 1.594 del 31 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyense los tramos horarios correspondientes a los períodos tarifarios establecidos en el Artículo 35 de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 por los indicados en los Artículos 2º y 3º de la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- A partir del 7 de Marzo de 1993 los tramos horarios correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" en los procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, serán los siguientes:

Pico	18 a 23 hs
Valle	23 a 5 hs
Hs. RESOLUCION	5 a 18 hs

ARTICULO 3º.- En coincidencia con el cambio de la hora oficial, que en virtud del Decreto 1074 del 13 de octubre de 1989 establece el adelanto en una hora para el período estival, los tramos horarios indicados se desplazarán consecuentemente, correspondiendo los siguientes:

Pico	19 a 24 hs
Valle	24 a 6 hs
Hs. Res.	6 a 19 hs

ARTICULO 4º.- A los fines de la facturación en el Mercado Eléctrico Mayorista, cuando el cambio de horario produjese días de VEINTITRÉS (23) horas, se deberá considerar una hora de transacción mula, y, cuando produjese días de VEINTICINCO (25) horas se deberá considerar un día adicional con VEINTITRÉS (23) horas de transacción nula.

ARTICULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 55

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 67/93

BUENOS AIRES, 24 MAR 1993

VISTO la Ley Nº 24.065, la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992, la Resolución S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, y el Decreto Nº 2.443 del 18 de diciembre de 1.992, y

CONSIDERANDO:

Que la política tarifaria implementada en el Sector Eléctrico desde el mes de abril de 1991 acompañando el Plan Económico vigente a partir de la Ley de Convertibilidad, implica basar las tarifas eléctricas en los costos económicos incurridos para la prestación del servicio.

Que el Régimen de Comercialización para el Mercado Eléctrico Mayorista, implementado mediante Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias, siguiendo la mencionada política tarifaria fija los precios de compra de energía eléctrica en bloque, en función de los costos de la generación en el Sistema Interconectado Nacional.

Que las Empresas AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO e HIDROELÉCTRICA SOCIEDAD ANÓNIMA están en un proceso de reestructuración tendiente a su privatización total.

Que esta situación implica la transferencia de los servicios de distribución a las jurisdicciones provinciales.

Que AGUA Y ENERGÍA SOCIEDAD DEL ESTADO brinda servicios a un conjunto de usuarios de grandes demandas (Tarifa 4) en algunas Provincias en que la prestación del servicio eléctrico se encuentra a cargo de empresas distribuidoras locales.

Que algunos de los mencionados usuarios se encuentran vinculados a los Sistemas de Transporte de Distribución Troncal.

Que se considera necesario establecer un Régimen Temporario para estos usuarios.

Que la Planta de Agua Pesada ubicada en la localidad de Arroyito, Provincia del NEUQUEN, se encuentra abastecida de energía eléctrica por HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado de la presente norma en virtud de lo dispuesto en el artículo 37 de la Ley Nro. 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Establécese un Régimen Especial de Abastecimiento para los Grandes Usuarios indicados en el ANEXO I de la presente Resolución, que son abastecidos hasta el presente por AGUA Y ENERGÍA SOCIEDAD DEL ESTADO O HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA y se encuentren vinculados a los Sistemas de Transporte de Distribución Troncal (Grandes Usuarios Temporarios).

El resto de los usuarios atendidos por AGUA Y ENERGÍA SOCIEDAD DEL ESTADO O HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA pasarán a depender de las empresas distribuidoras con jurisdicción en la zona.

ARTICULO 2º.- En vista de lo expresado en el artículo precedente se invita a las Empresas Provinciales Distribuidoras de energía eléctrica a aplicar un régimen tarifario acorde con los criterios establecidos en la Ley 24.065 y las reglamentaciones vigentes en el ámbito Nacional.

ARTICULO 3º.- El Régimen Temporario a que se hace referencia en el Artículo 1º de la presente norma tendrá vigencia de UN (1) año a partir del 1º de Mayo de 1993. Una vez cumplido dicho plazo, los Grandes Usuarios Temporarios pasarán a depender del Distribuidor de su zona si previamente no hubieren celebrado contratos de abastecimiento de energía eléctrica con las empresas generadoras privadas, de acuerdo a las reglamentaciones establecidas para el Mercado Eléctrico Mayorista por la SECRETARÍA DE ENERGÍA en los términos de la Ley Nº 24.065, la Resolución ex-S.E.E Nº 61/92 y la Resolución S.E. Nº 137/92.

El Régimen Temporario a que se hace referencia en el Artículo 1º de la presente norma consiste en la vinculación de la generación proveniente de Centrales Hidráulicas de propiedad de Empresas del ESTADO NACIONAL, en vías de privatización, con el abastecimiento a los mencionados Grandes Usuarios Temporarios.

ARTICULO 4º.- A efectos de compatibilizar las modalidades operativas de cada Central Hidroeléctrica con las necesidades de abastecimiento de los Grandes Usuarios Temporarios, se establecen en el ANEXO II, que forma parte integrante de la presente Resolución, los procedimientos para la determinación de la DEMANDA HORARIA COMPROMETIDA por cada Central Hidroeléctrica.

ARTICULO 5º.- La DEMANDA HORARIA COMPROMETIDA o el valor limitado que le corresponda de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 7º del presente acto, seré valorizada según los precios de potencia y energía que se establecen en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente Resolución y por la aplicación de la fórmula especificada en dicho ANEXO III.

ARTICULO 6º.- La energía y la potencia de la DEMANDA HORARIA COMPROMETIDA será comercializada directamente entre Los Grandes Usuarios Temporarios y los titulares de las Centrales Hidroeléctrica asociadas. La facturación por los créditos y débitos que correspondan a tal demanda serán independientes del resto de las facturaciones del Mercado de Mayorista Eléctrico. Toda la información requerida para el cálculo de dicha transacción será proporcionada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO a ambas partes simultáneamente, en forma coincidente con la facturación mensual que emite dicha compañía.

ARTICULO 7º.- La producción horaria de la Central Hidroeléctrica asociada a uno o más Grandes Usuarios Temporarios, se destinará prioritariamente a satisfacer la DEMANDA COMPROMETIDA, pudiendo las Centrales Hidroeléctricas disponer libremente de la energía y potencia no requerida por la citada demanda para ser comercializada de acuerdo a las normas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista.

Si la suma de todas las DEMANDAS HORARIAS COMPROMETIDAS por la presente resolución durante el período de pico para una Central Hidroeléctrica supera su potencia generada por motivos de despacho y no por indisponibilidad propia, se limitará su compromiso a la potencia neta generada repartiendo proporcionalmente la restricción entre los Grandes Usuarios Temporarios asociados. De darse esta situación fuera del período de pico, la Central Hidroeléctrica deberá comprar el faltante en el Mercado Spot en la medida que no haya restricciones en el suministro. Si hubiera restricciones, estas se repartirán proporcionalmente entre los Grandes Usuarios Temporarios asociados.

ARTICULO 8º.- En caso que la Central Hidroeléctrica no pueda satisfacer la DEMANDA HORARIA COMPROMETIDA por tener el equipamiento indisponible deberá comprar los faltantes en el Mercado Spot para satisfacer la citada demanda. De haber restricciones de suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista, deberá abonar al Gran Usuario Temporario una compensación equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) del costo de la energía no suministrada, establecido en la programación estacional vigente.

ARTICULO 9º.- A los efectos de la adquisición, por parte de los Grandes Usuarios Temporarios, de valores de demanda horaria por encima de la DEMANDA HORARIA COMPROMETIDA, éste régimen temporario se asimila a la figura de un contrato a término en el Mercado Eléctrico Mayorista, y por ello serán valorizadas al precio resultante en el Mercado Spot.

ARTICULO 10.- Los cargos de transporte asociados a la energía y potencia realmente consumidas serán asumidos por Las Centrales Hidráulicas y por los Grandes Usuarios Temporarios de acuerdo a las normas vigentes para la remuneración del transporte, los cuales serán determinados al Precio del Mercado Eléctrico Mayorista independientemente de la valorización de la energía y potencia asociada a la DEMANDA COMPROMETIDA.

ARTICULO 11.- El presente Régimen Temporario mantendrá su vigencia una vez que las Centrales Hidráulicas sean transferidas al sector privado.

ARTICULO 12.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 67

ANEXO I a la RESOLUCIÓN Nº 67

RÉGIMEN ESPECIAL DE ABASTECIMIENTO PARA GRANDES USUARIOS TEMPORARIOS

Alcances

Los Grandes Usuarios Temporarios comprendidos en el presente Régimen Temporario son los siguientes:

Usuarios de AGUA Y ENERGÍA SOCIEDAD DEL ESTADO

Acindar de la Provincia de Santa Fe

Autolatina de la Provincia de Santa Fe

Aceros Paraná de la Provincia de Buenos Aires

YPF Medanito de la Provincia de Río Negro

YPF Mendoza de la Provincia de Mendoza

Loma Negra de la Provincia de Catamarca

Papel de Tucumán de la Provincia de Tucumán

Juan Minetti de la Provincia de Jujuy

Aceros Zapla de la Provincia de Jujuy

Usuario de HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA

Planta de Agua Pesada de Arroyito de la Provincia del Neuquén

Centrales Hidráulicas vinculadas al abastecimiento de los Grandes Usuarios Temporarios

Estos Grandes Usuarios Temporarios serán abastecidos de un conjunto de Centrales de acuerdo a la siguiente agrupación:

a) Acindar y Aceros Paraná con la Central Hidráulica de Alicurá perteneciente a Hidronor Sociedad Anónima.

b) La Planta de Agua Pesada de Arroyito con la Central Hidráulica de Arroyito perteneciente a Hidronor Sociedad Anónima.

c) YPF Medanito con la Central hidráulica de Planicie Banderita perteneciente a Hidronor Sociedad Anónima.

d) YPF Mendoza y Autolatina con el Complejo hidráulico Los Nihuiles perteneciente a Agua y Energía Sociedad del Estado.

e) Loma Negra con la Central Hidráulica de Agua del Toro perteneciente a Agua y Energía Sociedad del Estado.

f) Papel de Tucumán con la Central Hidráulica de Los Reyunos perteneciente a Agua y Energía Sociedad del Estado.

g) Juan Minetti y Aceros Zapla con la Central Hidráulica de Cabra Corral perteneciente a Agua y Energía Sociedad del Estado.

ANEXO II a la Resolución Nº 67

Procedimientos para la determinación de la Demanda Horaria Comprometida para el abastecimiento a los Grandes Usuarios Temporarios

a) Defínese como DEMANDA COMPROMETIDA (DC) para el abastecimiento de un Gran Usuario Temporario a la que resulta de multiplicar la energía que se prevé producirá, en un período trimestral, la Central Hidroeléctrica asociada a su abastecimiento por el factor de energía comprometida (FEC). Esta será calculada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO como el cociente entre la demanda histórica de energía eléctrica del año 1992, detallada en el ANEXO III, y la energía promedio anual generada en las diferentes series hidrológicas por tal Central.

La (OC) para los siguientes tres meses será determinada por CAMMESA antes del día CINCO (5) del mes previo a cada programación Trimestral (marzo, junio, setiembre y diciembre) en función del FEC y de los pronósticos realizados con la información brindada por los titulares de la Centrales hidroeléctricas. Si tal cálculo resultara inferior al OCHENTA POR CIENTO (80%) de la demanda histórica de energía del año 1992, definida en el ANEXO III, se fijará la (OC) en este último valor.

b) Los Grandes Usuarios Temporarios dentro de los DIEZ (10) días siguientes a recibir la información indicada en el punto a) deberán notificar al titular de la Central Hidroeléctrica asociada y a CAMMESA la CURVA DE CARGA HORARIA REPRESENTATIVA para el período trimestral, definida como la potencia asociada a cada hora del período, la que no podrá exceder la máxima histórica del año 1992 y cuya energía no podrá superar la energía definida para la DEMANDA COMPROMETIDA.

c) Defínese como DEMANDA HORARIA COMPROMETIDA de un Gran Usuario Temporario al menor valor de la energía entre la realmente consumida y la prevista en la CURVA HORARIA REPRESENTATIVA para esa hora.

ANEXO III a la RESOLUCIÓN Nº 67

Precio de comercialización de la energía

El precio de comercialización de la energía eléctrica para cada Gran Usuario Temporario será el monómico resultante de la aplicación de una expresión, que contempla un cargo por potencia de DOS MIL (2000) US$/MW-mes y un cargo por energía de TREINTA (30,00) US$/MWh.

PRECIO = (Pot x 2000 + Ener/12 x 30,00) / (Ener/12)

PRECIO: Precio de comercialización de la energía (US$/MWh)

Pot: Potencia Histórica (MW)

Ener: Energía anual Histórica (MWh)

Valores de Demanda Histórica a utilizar para el cálculo del PRECIO y de la DEMANDA COMPROMETIDA.

GRAN USUARIO TEMPORARIO	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (MWh)
ACINDAR	100	705.300
ACEROS PARANÁ	25	185.900
AUTOLATINA	11	44.800
YPF MEDANITO	32	284.900
AGUA PESADA ARROYITO	10	36.300
YPF MENDOZA 132 kV	12	82.500
YPF MENDOZA 66 kV	5	39.200
YPF MENDOZA 33 kV	7	44.700
YPF MENDOZA 13,2 kV	17	109.800
LOMA NEGRA	15	74.200
PAPEL DE TUCUMÁN	9	64.300
JUAN MINETTI	11	37.900
ACERO ZAPLA	8	8.800

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 71/93

MODIFICA LOS PROCEDIMIENTOS.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 72/93

MODIFICA EL ANEXO 13 DE LOS PROCEDIMIENTOS.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 84/93

BUENOS AIRES, 26 MAR. 1993

VISTO el Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1.992, y CONSIDERANDO:

Que el Artículo 93 de la Ley Nº 24.065 declara sujeta a privatización la actividad de transporte de energía eléctrica actualmente a cargo de la empresa AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA Y SERVICIOS ELÉCTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA.

Que el Decreto Nº 2.743/92 habilita la ejecución de la privatización de la actividad de transporte de energía eléctrica, facultando a esta Secretaría a determinar las unidades de negocio y forma de privatización de la actividad de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal a cargo de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO Y HIDROELÉCTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANÓNIMA.

Que la actividad de transporte de energía eléctrica por distribución troncal se desarrolló fundamentalmente a través de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, conformándose distintas regiones eléctricas, que se unieron a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN, estando sometida dentro de tal ámbito la actividad de transporte a jurisdicción nacional.

Que el conjunto de instalaciones del Sistema de Transporte, con tensiones iguales o superiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y menores a CUATROCIENTOS KILOVOLTIOS (400 kV) de titularidad de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, comprendidas dentro de los límites de las Provincias de CATAMARCA, JUJUY, LA RIOJA, SALTA, SANTIAGO DEL ESTERO y TUCUMÁN, que constituyen la Región del Noroeste Argentino, tienen características propias que determinan su conformación como una unidad de negocio.

Que, siendo ello así, corresponde ejercer las facultades que fueran delegadas a esta Secretaría por el decreto antes mencionado a los efectos de definir su modalidad de privatización.

Que, teniendo en cuenta como antecedente, la constitución de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), resulta conveniente adoptar como modalidad de privatización la de constituir una sociedad anónima, la que será titular de la concesión del servicio público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino.

Que la concesión de la actividad de transporte de energía eléctrica por distribución troncal dentro del ámbito de la Región Eléctrica del Noroeste Argentino se adecua a los criterios generales contenidos en la que se otorgara a TRANSENER S.A. mediante el Decreto Nº 2.743/92.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por la Resolución M.E. y O.S.P. Nº 857 del 12 de agosto de 1.991, por el Artículo 11 del Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1.992 y por el Decreto Nº 1.594 del 31 de julio de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Determínase que la Región Eléctrica del Noroeste Argentino está constituida por el conjunto de instalaciones de transmisión en tensiones iguales o superiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y menores a CUATROCIENTOS KILOVOLTIOS (400 kV), pertenecientes al SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, en los términos definidos por el Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, comprendidas dentro de los límites de las Provincias de CATAMARCA, JUJUY, LA RIOJA, SALTA, SANTIAGO DEL ESTERO Y TUCUMÁN.

Determínase que tal conjunto de instalaciones, de titularidad de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, constituyen una unidad de negocio.

ARTICULO 2º.- Con el objeto de la privatización de la actividad de transporte de energía eléctrica por distribución troncal dentro de la Región Eléctrica del Noroeste Argentino a cargo de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, dispónese la constitución de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL TRANSNOA SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.) y apruébase su Estatuto Societario, que como Anexo I se agrega al presente acto, del que forma parte integrante.

ARTICULO 3º.- Determínase que la Sociedad cuya constitución se dispone en el Artículo 2º de este acto, se regirá por el Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1.992, por esta resolución, por su respectivo Estatuto y por el Capítulo II, Sección V, Artículos 163 a 307 y concordantes de la Ley Nº 19.550 (t.o. 1984).

Sus acciones serán nominativas, correspondiendo el NOVENTA Y NUEVE POR CIENTO (99%) de su capital al ESTADO NACIONAL y el UNO POR CIENTO (1%) a AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, hasta que se efectivice su transferencia al Sector Privado.

Esta Secretaría será la tenedora del paquete accionario de titularidad del Estado Nacional y ejercerá los derechos societarios consecuentes. La SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN o el organismo que la sustituya, tendrá a su cargo, durante el período señalado en el párrafo precedente, el control de los actos societarios.

ARTICULO 4º.- Ordénase la protocolización del acta constitutiva, del Estatuto de TRANSNOA S.A., así como de toda actuación que fuere menester elevar a escritura pública a los efectos registrales. Facúltase al Señor SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA y al Señor Interventor en AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y/o funcionarios que éstos designen, a firmar las correspondientes escrituras públicas y a suscribir e integrar el capital inicial en representación de los órganos respectivos, con facultades para la realización de todos aquellos actos que resulten necesarios para la constitución y puesta en marcha de la sociedad mencionada en el párrafo precedente.

ARTICULO 5º.- Ordénase la inscripción respectiva por ante la INSPECCIÓN GENERAL DE JUSTICIA y demás Registros Públicos pertinentes, a cuyo fin asimílase la publicación del presente acto en el Boletín Oficial a la dispuesta en el Artículo 10 de la Ley Nº 19.550 (t.o. 1984), en los términos del Artículo 5º del Decreto Nº 2.743/92. Facúltase, a tales efectos, al Señor Interventor en AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y/o al funcionario que éste designe.

ARTICULO 6º.- Los resultados económico-financieros, emergentes de la gestión de los bienes que se transferirán a la Sociedad que se constituye por el presente acto, corresponderán a AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO hasta el momento en que se concrete la transferencia al Sector Privado del porcentaje del paquete accionario correspondiente a la citada sociedad que se licite o concurse.

Entiéndase, a los efectos reglados en el párrafo precedente, que la transferencia se opera en el momento en que, quienes resulten adjudicatarios del paquete mayoritario de la citada sociedad como consecuencia del proceso licitatorio que se lleve a cabo a los fines de su privatización, hayan efectuado el pago de la parte del precio que el correspondiente Pliego de Bases y Condiciones disponga en efectivo, constituido la garantía por la parte que establezca en título de la deuda pública, tomado posesión de los activos correspondientes a la sociedad, firmado el Contrato de Compraventa de acciones y demás documentación vinculada a dicha operación, debiendo, asimismo, haber asumido la nuevas autoridades societarias.

ARTICULO 7º.- El Directorio de la Sociedad que se constituye por el presente acto, durante el período de transición y hasta que se efectivice la transferencia al Sector Privado del porcentaje del paquete accionario que se concurse o licite, estará a cargo de las autoridades superiores de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, quienes, respectivamente, asumirán los cargos de Presidente y Vicepresidente y deberán rendir cuenta de lo actuado por ante esta Secretaría, órgano que ejercerá las funciones propias de la Asamblea de Accionistas.

La Comisión Fiscalizadora, durante el lapso descripto en el párrafo precedente, estará integrada por UN(1) Síndico Titular y UN (1) Suplente que serán designados por la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN o el organismo que la sustituya.

ARTICULO 8º.- Durante el período de transición descripto en el artículo que antecede, en lo referente al funcionamiento de la sociedad que se constituye por el presente acto, se aplicarán las siguientes reglas especiales:

a) Se designará exclusivamente el Presidente y Vicepresidente del Directorio, como Directores Titulares y no se elegirán Directores Suplentes.

b) La retribución del Presidente y Vicepresidente del Directorio, así como la de los integrantes de la Comisión Fiscalizadora será, exclusivamente, la que ya perciben por su condición de funcionarios públicos, en los términos de la Ley Nº 22.790.

c) Los Directores no deberán constituir la garantía prevista en el Estatuto Societario.

ARTICULO 9º.- Otórgase a TRANSNOA S.A., por el término de NOVENTA Y CINCO (95) años, la concesión del servicio público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino, conforme las condiciones que se establecen en el contrato de concesión, cuyos términos se aprueban por el presente acto, del que forma parte integrante como Anexo II.

ARTICULO 10.- Comuníquese a la Comisión Bicameral creada por el Artículo 14 dela Ley Nº 23.696.

ARTICULO 11.- El presente acto tendrá vigencia a partir de la fecha de su dictado.

ARTICULO 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº84

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 100/93

BUENOS AIRES, 14 de ABRIL 1993

VISTO la Ley Nº 24.065, la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, la Resolución SECTARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, y

CONSIDERANDO

Que el Artículo 8º de la Resolución S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 estableció un plazo para definir la modalidad de aplicación de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la resolución EX-SEE Nº 61/92, en el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES (SMC).

Que el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES se encuentra en la actualidad físicamente aislado del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Que sin embargo, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 24.065, corresponde extender a dicho sistema lo principios de organización de la industria allí establecidos, así como la implantación de sistemas de precios para la energía eléctrica basados en costos económicos.

Que lo anterior es particularmente relevante en momentos en que se planifica el ingreso de inversión privada en el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES, y la transferencia a gestión privada de activos de propiedad pública nacional y provincial, existentes en dicho ámbito.

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en su carácter de Organismo Encargado de Despacho, deberá hacerse responsable de la coordinación de la operación y el despacho de tal Sistema, a partir de su vinculación física con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), y es la entidad responsable de calcular e informar los precios de referencia de la electricidad en los distintos mercados mayoristas.

Que la Secretaría de Energía está facultada para el presente acto en virtud de lo dispuesto por el artículo 36 de la ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos en las Resoluciones EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1992 y S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 se aplicarán a la comercialización y despacho del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES (MEMSMC) con las adaptaciones indicadas en la presente, a partir del primero de Mayo de 1993.

ARTICULO 2º.- Instrúyese a CAMMESA a adaptar los modelos de simulación para realizar lo indicado en el artículo precedente y presentar la Programación Estacional y cálculo de Precios para el MEMSMC antes del 20 de Abril de 1993.

ARTICULO 3º.- Considéranse dedicados al Servicio Público por Distribución Troncal dentro del Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES, los equipamientos listados en el anexo I de la presente, y dispónese su incorporación al Anexo 11 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Autorízase a CAMMESA a actualizar la asignación de los equipamientos de conexión de cada estación en función de las modificaciones que sean formalmente informadas por la transportista involucrada.

ARTICULO 4º.- Los precios para la remuneración del Servicio Público de Transporte son los indicados en el artículo 21 del Resolución S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, en los que no se considerará el factor establecido para los cargos de capacidad y conexión en la región eléctrica NEA. El sistema remuneratorio del ANEXO 19 de LOS PROCEDIMIENTOS se aplicará en el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES, con independencia del resto del SADI, hasta el momento de su vinculación física.

ARTICULO 5º.- Para el cálculo de los Precios de la energía en el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES se aplicará lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS. En particular, cuando no exista ninguna máquina térmica funcionando en despacho libre, el precio de mercado se basará en el valor del agua, determinado mediante el programa OSCAR para la Central Hidroeléctrica de Uruguaí, transferido al nodo Mercado.

ARTICULO 6º.- Las centrales de generación térmica que a la fecha estén generando sobre el SMC serán requeridas permanentemente como reserva fría, valorizándose su potencia de acuerdo a lo aplicado en LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 7º.- Se define como nodo Mercado del Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES al nodo Posadas 132 kV.

ARTICULO 8º.- Encomiéndese a ELECTRICIDAD DE MISIONES SOCIEDAD ANÓNIMA (EMSA) hasta tanto no existan unidades de negocio especializadas operando en el ámbito del SMC, la administración de las transacciones económicas que se registren dentro de dicho sistema. A partir del inicio del período estacional en que se registre el ingreso al MEMMC del primer agente independiente de EMSA, dicha responsabilidad pasará a ser ejercida por CAMMESA, incorporándose los agentes del SMC al sistema de recuperación de gastos e inversiones del OED desde esa fecha.

ARTICULO 9º.- Encomiéndase al Centro de Control de EMSA la realización de la coordinación de la operación en tiempo real y el relevamiento de la información operativa subordinándose en todo ello a las normas que le imparta CAMMESA. Tales funciones serán transferidas a la Empresa de Transporte por Distribución Troncal correspondiente, una vez establecida.

ARTICULO 10.- Será considerado Gran Usuario del Mercado Eléctrico Mayorista MISIONES NORESTE DE CORRIENTES (MEMMC) quién alcance un módulo de potencia igual o superior a UN MEGAVATIO (1 MW), sea éste un usuario individual o una asociación de usuarios.

ARTICULO 11.- Los procedimientos específicos para el MEMMC indicados en los artículos precedentes serán de aplicación hasta que el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES se vincule con el resto de SADI.

ARTICULO 12.- Autorízase a EMSA, informando en cada caso a CAMMESA, y hasta la integración del SMC con el resto del SADI, a realizar importaciones y exportaciones de energía y potencia en el marco Acuerdo aprobado por el decreto 247/92 a los precios que resultan de tal convenio.

ARTICULO 13.- Autorízase a generadores, distribuidores y grandes usuarios del Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES a realizar contratos de exportación o importación de energía y potencia, en los términos previstos en las resoluciones ex-SEE Nº61/92 y SE Nº 137/92. Mientras el MEMMC se encuentre desvinculado del MEM, no será de aplicación para dichos contratos el Punto 4.5.5 de los PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 14.- Defínese dentro del Fondo de Estabilización, indicado en el punto 5.7 de Anexo I de la Resolución 61/92 del 29 de abril de 1992, una Cuenta específica para el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES, cuyos saldos serán de aplicación exclusiva a tal Sistema.

ARTICULO 15.- El Factor de proporcionalidad, indicado en el punto 5.3.1 de Anexo I de la Resolución 61/92 del 29 de abril de 1992, se determinará para el Sistema MISIONES NORESTE DE CORRIENTES, con independencia del resto del Mercado Eléctrico Mayorista.

ARTICULO 16.- Notifíquese a CAMMESA y a EMSA.

ARTICULO 17.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 100

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 116/93

BUENOS AIRES, 22 de Abril de 1993

VISTO, la Ley Nº 24.065 del 16 de enero de 1992, la Resolución ex-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución S.E Nº 163 del 30 de Diciembre de 1992, y la Resolución S.E. Nº 100 del 14 de abril de 1993, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA ha elevado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA la Programación Estacional y los correspondientes precios de ventas a Distribuidores, según lo dispuesto en el punto 2.7 del Anexo I de la Resolución ex-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1992.

Que corresponde fijar tales precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período semestral que se inicia el 1º de mayo de 1993.

Que de acuerdo a lo establecido en la Resolución S.E. Nº 100 del 14 de abril de 1993, a partir del 1º de mayo de 1993 se aplicarán a la comercialización y despacho del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA MISIONES-NORESTE DE CORRIENTES (MEMSMC) los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS

b.1) en horas de pico: SESENTA Y CUATRO PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (64,20 $/MWh)

b.2) en horas restantes: CINCUENTA Y CINCO PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (55,58 $/MWh)

b.3) en horas DE VALLE: CINCUENTA Y CINCO PESOS CON CINCUENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (55,55 $/MWh)

ARTICULO 6º.- Autorízase a CAMMESA a actualizar en el ámbito del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), la asignación de los equipamientos de conexión de cada estación en función de las modificaciones que sean formalmente informadas por la Transportista involucrada.

ARTICULO 7º.- Prorrógase la vigencia del método de cálculo de la remuneración de los costos de arranque y parada descripto en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS, hasta el 31 de octubre de 1993.

ARTICULO 8º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 116

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 148/93

BUENOS AIRES, 20 de Mayo de 1993

VISTO la Ley Nº 24.065, la Resolución EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992, la Resolución S.E. Nº 164 del 30 de Diciembre de 1992 y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución S.E. Nº 164/92 indica que CAMMESA implementará en el ámbito de las Empresas de Transporte el Sistema de Mediación Comercial (SMEC).

Que la existencia de Generadores sujetos a privatización, cuyo plazo de ejecución excede al previsto para la implementación del SMEC, dará lugar a la demora en la instalación de un sistema de mediación único y homogéneo, manteniendo en parte las falencias del actual.

Que la Secretaría de Energía está facultada para el presente acto en virtud de lo dispuesto por el artículo 36 de la ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Extender la validez del Artículo 3º de la Resolución S.E. Nº 164 del 30 de diciembre de 1992 a todos los Generadores del Estado Nacional, enumerados en el Anexo I.

ARTICULO 2º.- Las obligaciones emergentes de lo dispuesto en el artículo precedente, serán transferidas a las empresas sucesoras que se formen en los procesos de privatización, debiendo tales empresas asumir las facturaciones que al efecto realice CAMMESA

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 148/93

Anexo I: centrales

Centrales Hidráulicas del Noroeste:

- Cabra Corral
- El Cadillal
- Escaba
- Pueblo Viejo
- Río Hondo.

Central Hidrotérmica de Mendoza:

- Los Nihuiles
- Lujan de Cuyo
- Cruz de Piedra

Central Hidrotérmica de San Juan:

- Ullum
- Sarmiento

Centrales Hidráulicas de Cuyo:

- Reyunos
- Agua de Toro
- El Tigre

Centrales Hidráulicas Patagónicas:

- Futaleufú
- Florentino Ameghino

Centrales Térmicas del Litoral:

- Calchines
- Santa Fe Oeste
- Paraná

Centrales Térmicas de Patagonia:

- Pico Truncado I y II
- Comodoro Rivadavia
- Sierra Grande
- Planta Aluminio

Central de Bombeo Río Grande

Centrales de HIDRONOR

Planicie Banderita

Chocón

Arroyito

Alicura

Piedra del Aguila

Centrales de CNEA

Atucha I/Embalse Río Tercero.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 167/93

BUENOS AIRES, 3 de JUNIO de 1993

VISTO la Ley Nº 24.065, las Resoluciones EX-S.E.E. Nº 61 del 29 de Abril de 1992, S.E. Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y S.E. Nº 71 del 26 de Marzo de 1993 y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de las citadas Resoluciones aconseja perfeccionar y profundizar los procedimientos en aplicación.

Que, en consecuencia, resulta necesario ajustar los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas, y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la mencionada Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 y sus complementarias.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 del 19 de diciembre de 1991.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE;

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el Anexo " Programación y Despacho de Centrales Hidroeléctricas" contenido en el Anexo II de la Resolución S.E. Nº 137/92, e incorporado al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) como Anexo 22, por el texto de idéntica denominación contenida en el Anexo I de la presente resolución.

ARTICULO 2º.- Apruébase el procedimiento "Cálculo del Precio Local", cuyo texto integra el Anexo II de la presente resolución, e incorpóraselo al Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº 61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) como Anexo 26/

ARTICULO 3º.- Sustitúyese, como consecuencia de lo indicado en el artículo anterior, lo puntos 2.3.4.2 y 3.2.3.2 del Anexo I de la Resolución EX-S.E.E. Nº61/92 (LOS PROCEDIMIENTOS) por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo III de la presente resolución.

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS "Estado de Máquinas Excluidas" por el texto de idéntica denominación incorporado en el Anexo IV de la presente resolución. Establécese que a partir del 01/05/94 no se considerará la exclusión de máquinas indicada en el punto 2.3.4.1. de "LOS PROCEDIMIENTOS" en la sanción de precios.

ARTICULO 5º.- CAMMESA deberá aplicar los procedimientos que a continuación se indican, a partir de las siguientes fechas:

a) Programación y Despacho de Centrales Hidroeléctricas 01/07/93

b) Cálculo de Precio Local 01/07/93

ARTICULO 6º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 167

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 168/93

BUENOS AIRES,

VISTO, el Decreto Nº 2743 del 29 de Diciembre de 1992

CONSIDERANDO:

Que es necesario contemplar la situación de las entidades preexistentes al proceso de privatización de la actividad del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, cuyas instalaciones seccionan el Sistema de Transporte a transferir a TRANSENER S.A..

Que la Secretaría de Energía se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de Diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Incorpórase como Artículo 33 bis del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA el siguiente texto:

"ARTICULO 33 bis.-"

"Asimílese la condición de TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, al USUARIO propietario de instalaciones existentes a la fecha del dictado del presente Reglamento, cuya conexión al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) seccione líneas de propiedad de LA TRANSPORTISTA."

"La asimilación establecida en el párrafo precedente alcanza sólo a las instalaciones de conexión directamente asociadas a tal seccionamiento, y tiene por efecto el otorgamiento a tal USUARIO, y con los alcances antes descriptos, de los derechos y obligaciones que el presente Reglamento establece para el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE."

ARTICULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 168

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 212/93

BUENOS AIRES, 20 de Julio de 1993

VISTO la Ley 24.065 del 16 de enero de 1992, la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 163 del 30 de Diciembre de 1992, y el Decreto Nº 2443 del 18 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución Nº 162/92 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ha extendido a todo el país la autoridad del Organismo Encargado del Despacho en cuanto a la operación, el despacho económico y el establecimiento de precios.

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA un análisis sobre el resultado de la aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº163/92 a la energía eléctrica consumida por la Demanda de ALUAR ALUMINIO ARGENTINO S.A.I.C. (ALUAR).

Que la compatibilización del régimen de precios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con el régimen especial temporario para Usuarios Electrointensivos requiere ajustes que aconsejan la experiencia recogida desde la vigencia de la Resolución S.E. Nº 163/92.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA está facultada para el dictado del presente acto por el artículo Nº 36 de la Ley 24.065 .

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Elimínase los artículos 2º, 6º, 7º y 9º de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 163 del 30 de diciembre de 1992.

ARTICULO 2º.- Defínese como DEMANDA COMPROMETIDA para el abastecimiento de ALUAR a la energía eléctrica que resulta cada mes de multiplicar la energía total prevista despachar por la CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU, descontadas las pérdidas correspondientes al Transporte hasta la barra PUERTO MADRYN TRESCIENTOS TREINTA KILOVOLTIOS (330 kV), por el factor de energía comprometida (FEC) que se define igual a NUEVE DÉCIMAS (FEC = 0,9), más el ajuste correspondiente al mes anterior tal como se define el Artículo 7º de la presente resolución.

ARTICULO 3º.- ALUAR comprará la DEMANDA COMPROMETIDA con la CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU a un precio que será establecido por el régimen temporario para Electrointensivos en tanto el mismo esté en vigencia para ALUAR, en caso contrario, al precio estacional salvo que exista un contrato entre partes en que será el precio acordado en dicho contrato.

ARTICULO 4º.- ALUAR, como agentes del MEM Sistema Patagónico (MEMSP), deberá suministrar toda información requerida para la programación de la operación y despacho de cargas dentro de los plazos que se fijan en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios establecidos en la Resolución de la EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificaciones.

ARTICULO 5º.- ALUAR podrá requerir un demanda superior a la mencionada en el Artículo 3º de la presente resolución, comprando tales adicionales en el Mercado Spot sujeto a lo indicado en el Artículo 6í de este acto.

ARTICULO 6º.- Cuando en el MEMSP exista riesgo de falla y/o necesidad de realizar reducciones a la demanda, ALUAR deberá:

a) Requerir una demanda que no supere la DEMANDA COMPROMETIDA;

b) Entregar al MEMSP una potencia de hasta CUARENTA MEGAWATIOS (40 MW), de acuerdo a lo requerido por CAMMESA. Esta potencia se denominará Reserva de Potencia Comprometida por ALUAR (RESAL). Esta generación requerida por CAMMESA. Esta potencia se denominará Reserva de Potencia Comprometida por ALUAR (RESAL). Esta generación requerida por CAMMESA será remunerada, la energía al costo de producción y la potencia, los días hábiles en las horas de funcionamiento fuera de valle, al precio de la potencia puesta a disposición y al sobreprecio por riesgo de falla de existir este último. De no poder suministrar ALUAR la potencia comprometida, el faltante de la misma será obtenido por el MEMSP a partir de una reducción del suministro comprometido de CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU a ALUAR.

La obligación por parte de ALUAR de entregar la RESAL en caso de riesgo de falla y/o necesidad de realizar reducciones en la demanda desaparecerá de darse cualquiera de las siguientes situaciones:

a) Que la disponibilidad del parque térmico perteneciente al resto de los agentes del MEMSP, informada por CAMMESA, resulta inferior al SETENTA POR CIENTO (70%) de la potencia efectiva informada por CAMMESA en la Programación Semestral mayo/octubre de 1993 - Sistema Patagónico-. El valor de esta potencia efectiva es de DOSCIENTOS SETENTA Y SIETE CON CINCO DÉCIMAS MEGAWATIOS (277,5 MW).

b) Que la diferencia entre la potencia máxima demandada en el MEMSP excluida la correspondiente a ALUAR y el OCHENTA POR CIENTO (80%) del incremento de la potencia de generación instalada en el MEMSP a partir de la fecha de vigencia de la presente supere en un VEINTE POR CIENTO (20%) la máxima potencia demandada en el MEMSP, excluida la correspondiente a ALUAR, durante el año 1992. Este valor es de CIENTO NOVENTA Y DOS MEGAWATIOS (192 MW).

ARTICULO 7º.- Al finalizar cada mes, CAMMESA calculará la diferencia entre la energía mensual prevista despachar por la CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU y efectivamente generada. El NOVENTA POR CIENTO (90%) de esta diferencia, desconectadas las pérdidas correspondientes al Transporte hasta la barra PUERTO MADRYN TRESCIENTOS TREINTA KILOVOLTIOS (330 KV), se adicionará con un signo al NOVENTA POR CIENTO (90%) de la energía prevista despachar por la CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU para el mes siguiente, desconectadas las pérdidas correspondientes al Transporte hasta la barra PUERTO MADRYN TRESCIENTOS TREINTA KILOVATIOS (330 KV), conformando la DEMANDA COMPROMETIDA para el abastecimiento correspondiente a dicho mes por parte de CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU a ALUAR.

ARTICULO 8º.- ALUAR podrá ofertar generación de sus máquinas al MEMSP, cuya aceptación dependerá del despacho económico que realice CAMMESA. La potencia correspondiente a su RESAL se considerará con los precios para a la energía y la potencia indicados en el Artículo 6º inciso b) de este acto. La oferta de potencia superior a su RESAL será en las condiciones establecidas para su autogenerador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 9º.- Aplícase el presente procedimiento a partir del 1º de agosto de 1.993.

ARTICULO 10.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 212

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 216/93

BUENOS AIRES, 29 JUL. 1993

VISTO, la Ley Nº 24.065 del 16 de enero de 1992, las Resoluciones S.E.E. Nº 61 del 29 de abril y S.E. Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, la Resolución S.E. Nº 163 del 30 de Diciembre de 1992, y la Resolución S.E. Nº 100 del 14 de abril de 1993, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA ha elevado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA la revisión trimestral de precios de venta a Distribuidores según lo dispuesto en el punto 2.8 del Anexo 1 de la resolución ex-S.E.E. Nº 61 del 29 de abril de 1992.

Que ante las variaciones significativas corresponde fijar tales precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período trimestral que se inicia el 1º de agosto de 1993, manteniéndose sin modificaciones los precios establecidos para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA MISIONES-NOROESTE DE CORRIENTES (MEMSMC).

Que se generó un saldo acumulado positivo en el Fondo de Estabilidad de MEM producto de la diferencia entre el precio estacional y spot en el mercado.

Que adicionalmente se generó un saldo positivo en tal Fondo debido a las áreas con precios locales producto de las.....

ARTICULO 9º.- Los factores de nodo a aplicar en el Cálculo de Precios a Distribuidores y Grandes Usuarios del MEMSP y los factores de adaptación nodal, para el período comprendido entre el 1º de Agosto y el 31 de Octubre de 1993, provenientes de la aplicación de LOS PROCEDIMIENTOS, se incluyen como Anexo III del presente acto del que forma parte integrante.

ARTICULO 10.- Los saldos mensuales que se produzcan por las diferencias ocurridas entre los sobrecostos previstos estacionales y los precios horarios en áreas con restricciones de transporte serán afectados a Cuentas Especiales del Fondo de Estabilización para su posterior asignación a tales áreas.

ARTICULO 11.- Apruébase para el Sistema de Transporte en Alta Tensión un Cargo Complementario igual a UNA CON SETENTA Y UNA (1,71) veces el monto correspondiente a la remuneración por capacidad de Transporte de tal sistema.

ARTICULO 12.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 216

RESOLUCION MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS 683/93

BUENOS AIRES, 25 de junio de 1993.

VISTO lo actuado por el COMITÉ PRIVATIZADOR creado por el Artículo 7º de la Resolución M.E. y O. y S.P. Nº 1.483 del 29 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que a raíz de las consultas que formularan los adquirentes del Pliego de Base y Condiciones correspondiente al Concurso Público Internacional para la venta del SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) del paquete accionario de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), el COMITÉ PRIVATIZADOR ha emitido Circulares que forman parte integrante de dicho Pliego, por lo que resulta conveniente la intervención de este Ministerio a los efectos de su aprobación respectiva.

Que el MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Convalídanse las Circulares Nº 1,2,4,5,8,9 y 12 emitidas por el COMITÉ PRIVATIZADOR creado por el Artículo 7º de la Resolución M.E. y O. y S.P. Nº 1.483 del 29 de diciembre de 1.992, las que en fotocopias autenticadas obran como Anexo I de

este acto el que forman parte integrante.

ARTICULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN M.E.y O. y S.P. Nº 683

CONCURSO PUBLICO INTERNACIONAL PARA LA VENTA DE 65% DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER S.A.

(Circular Nº4)

Con relación al Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a Concurso Público Internacional para la Venta del 65% de las Acciones de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A., el Comité Privatizador resuelve:

1. En relación con el numeral 14.4., se adjunta como Anexo I la cláusula cuarta del Convenio suscripto entre la Secretaría de Energía, The First Boston Corporation, Kleinwort Benson Limited y Banco General de Negocios con fecha 8 de setiembre de 1992.

2. La restricción establecida en el numeral 11.12.1. se refiere al capital y a las acciones que se emitan que otorguen directa o indirectamente el control de la sociedad.

3. La cesión de los convenios indicados en el numeral 16.1. se perfeccionará con la notificación que SEGBA (residual) o su liquidador efectuará a Edenor/Edesur indicando a TRANSENER S.A. como cesionaria .

4. El compromiso establecido en los numerales 16.11. y 16.12. comienza el día de la Toma de Posesión.

5. Se reemplaza el párrafo introductorio del inciso b) del numeral 5.3.1. por el siguiente:

Demostrar tener a cargo la operación de un sistema de tensión nominal igual o mayor a 220 kV, con la siguiente estructura mínima:

6. Se adjunta como Anexo II el texto de los mandatos a ser otorgados por los accionistas y por la transportista al Estado Nacional.

7. Se reemplaza el numeral 16.3. por el siguiente:

Estacional Transformadora de Piedra del Aguila y línea hasta el bushing de la E.T. de SF6 de la CH Piedra del Aguila (Hidronor S.A.).

La transferencia de las mismas a Transener se efectuará en el estado en que se encuentre las obras a la fecha de la Toma de Posesión.

La ejecución de la Estación Transformadora en 500 kV. estaba a cargo de la firma Desaci conforme al Contrato.

En relación con el ANEXO I-DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE A TRANSFERIR

1. En el cuarto párrafo de la primera página del ANEXO I en donde dice 6867 km., debe leerse 6881 km.

2. Los Cuadros I-1 y I-2 se reemplazarán por los que se adjuntan como Anexo V a la presente circular.

En relación con el Contrato de Concesión

1. Los honorarios y gasto del veedor que el ENTE podrá designar conforme al artículo 11 estará a cargo de dicho organismo.

2. El contrato de prenda a que hace referencia el artículo 28 se redactará por ambas partes con sujeción a lo establecido en el Contrato.

3. Se detalla a continuación la normativa que regirá las transacciones económicas correspondientes a los consumos propios de LA TRANSPORTISTA que se refieren en el inciso 11) del Artículo 22:

LA TRANSPORTISTA deberá asumir los costos de sus consumos propios de energía eléctrica, que se medirán en el lado MT del transformador de servicios auxiliares o en el alimentador de MT equivalente.

LA TRANSPORTISTA deberá instalar, dentro de los sesenta días contados desde la toma de posesión, el correspondiente equipamiento de medición en aquellos puntos donde no se encuentre instalada una medición de características indicadas a continuación.

El medidor será trifásico de simple tarifa para la medición de energía activa, de clase 2 o mejor.

Será responsabilidad de LA TRANSPORTISTA informar a CAMMESA los valores integrados cada mes, antes del segundo día hábil del mes siguiente. CAMMESA podrá auditar dichos valores y el instrumental cuando lo considere conveniente.

Mientras no haya instalado la medición descripta más arriba CAMMESA procederá a estimar los consumos a los fines de su facturación.

La facturación de los consumos será efectuada por CAMMESA al precio monómico resultante de la aplicación de la siguiente expresión:

$$PRECIO = (\$PM + \$PPAD * NHFV) * K$$

$$0{,}8 \qquad NH$$

siendo:

$PM: promedio del precio de la energía en el Mercado, para el período estacional correspondiente.

$PPAD: precio de potencia puesta a disposición en el Mercado.

NHFV: número mensual de horas fuera de valle en días hábiles.

NH: número mensual de horas.

K: coeficiente de distribución, adoptado igual a 1,2.

En caso de existir consumos conectados a los servicios auxiliares, no atribuibles directa o indirectamente a la función de transporte, los mismos serán medidos con el mismo equipamiento y considerados para la facturación de la siguiente forma:

- Consumos propios de otros agentes del mercado para su función: serán facturados de igual manera que para LA TRANSPORTISTA

- Otros consumos: serán medidos de igual modo, pero facturados con un coeficiente de distribución K igual a 2,0.

En relación con el Contrato de Transferencia

1. Respecto de la Nota al pie del SUBANEXO IV. A.5, se entiende por "pago o cargos relativos a su constitución", toda contraprestación o indemnización a favor del propietario del inmueble que tenga su origen en hechos anteriores a la Toma de Posesión.

Todos los trámites y gestiones tendientes a su regularización o implementación estarán a cargo de la Transener conforme al Artículo Séptimo, inciso IV del Contrato de Transferencia. Esta obligación no implica

autorización para aceptar o reconocer obligaciones a cargo del Estado Nacional, Agua y Energía, Hidronor o Segba.

Mientras no se implementes o regularicen las transferencias de inmuebles o servidumbres correspondidas en este Pliego, se entiende que las áreas o superficies correspondientes se encuentran cedidas en concesión de uso administrativo a favor de Transener S.A.

CONCURSO PUBLICO INTERNACIONAL PARA LA VENTA DE 65% DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER S.A.

(CIRCULAR Nº 5)

Con relación al Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a Concurso Público Internacional para la Venta del 65 % de las Acciones de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A., el Comité Privatizador resuelve introducir las siguientes modificaciones:

1.- Se reemplazan las fechas consignadas en el numeral 1.5.3. por las siguientes:

1.5.3.1. 26 de mayo de 1993

1.5.3.2. 2 de junio de 1993

1.5.3.3. 9 de junio de 1993

1.5.3.4. 16 de junio de 1993

1.5.3.5. 25 de junio de 1993

1.5.3.6. 2 de julio de 1993

1.3.3.7. 16 de julio de 1993

2.- En cumplimiento de lo expresado en el numeral 16.4 se acompaña como Anexo I el Contrato suscripto el 30 de abril de 1993 entre UESTY y TRANELSA.

3.- En relación con lo establecido en el numeral 16.5 se adjunta como Anexo II la Resolución SE Nº 130 del 3 de mayo de 1993, de cuya aplicación surge la obligación del Estado Nacional de abonar la proporción del CANON que le corresponda como beneficiario del Contrato de Electroducto por la aplicación YACYRETA E.T. RESISTENCIA, en un todo de acuerdo con lo establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y APLICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En relación con la Circular Nº 4:

Respecto al numeral 3 del apartado relacionado con el Contrato de Concesión, relativo a la normativa que regirá las transacciones económicas correspondientes a los consumos propios de LA TRANSPORTISTA, se adiciona el siguiente párrafo:

El total de los consumos propios de las instalaciones de la red existente, hasta el valor de 800 MWh/mes, será fracturado a los usuarios del Sistema de Transporte de Alta Tensión en proporción a sus cargos de conexión y capacidad de transporte.

El excedente del total de los consumos propios de las instalaciones de la red existente respecto al valor base de 800 MWh/mes se facturará a LA TRANSPORTISTA al precio consignado más arriba.

Los consumos propios producto de cualquier ampliación serán facturados a LA TRANSPORTISTA al precio indicado y se incluirán en los cargos fijos de los usuarios.

La presente Circular Nº 5, que consta de 35 páginas, integra la documentación del Concurso.

Comité Privatizador

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 229/93

BUENOS AIRES, 20 de agosto de 1993

VISTO la Ley Nº 24.065, las Resoluciones de la EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992 y de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992,y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que se encuentra en marcha el proceso de transferencia definitiva del Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE a las Empresas Eléctricas de las Provincias de RÍO NEGRO y de NEUQUEN.

Que resulta necesario establecer las normas que transitoriamente reglarán la presentación del servicio de transporte de energía eléctrica por distribución troncal en la REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE hasta tanto se perfeccione la transferencia antes mencionada.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y por Decreto Nº 1.594 del 31 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Se establece para el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE, entendido este con los alcances dados en los acuerdos de transferencia suscriptos con las Provincias del NEUQUEN y de RÍO NEGRO, A PARTIR DEL 1º de agosto de 1993, el Régimen Remuneratorio y el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones que como Anexos I y II, respectivamente, forman parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 2º.- A partir del 1º de agosto de 1993 los precios a aplicar para la Remuneración del Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE serán los indicados en el Anexo III de la presente resolución.

ARTICULO 3º.- La remuneración por Energía Eléctrica Transportada correspondiente al Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la Región Eléctrica Comahue, a aplicar a partir del 1º de agosto y hasta el 31 de octubre de 1993, será la que actualmente es utilizada para las instalaciones comprendidas en los acuerdos de transferencias suscriptos con las Provincias del NEUQUEN y de RÍO NEGRO.

ARTICULO 4º.- Hasta el 31 de octubre de 1993 el Cargo Complementario mencionado en el Anexo 19 de la Resolución Nº 61/92 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, será igual a la remuneración por Capacidad de Transporte. Las diferencias que resultaren con la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada serán acreditadas a la CUENTA DE APARTAMIENTOS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL de cada concesionario. Para el semestre que comienza el 1º de noviembre de 1993, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) incorporará al cálculo de los precios estacionales a cobrar a los usuarios del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL las correcciones requeridas para saldar estas diferencias.

ARTICULO 5º.- La responsabilidad del mantenimiento del equipamiento indicado en el Anexo IV, asociado al Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE, será por cuenta de las respectivas empresas provinciales.

ARTICULO 6º.- A los efectos de los derechos y obligaciones asumidos con respecto al MEM, considérase que las Empresas Eléctricas de la Provincias de RÍO NEGRO y del NEUQUEN son continuadoras de quienes prestarán el servicio de transporte de energía eléctrica por distribución troncal en la REGIÓN ELÉCTRICA DEL COMAHUE con anterioridad a la transferencia provisoria de tal servicio.

ARTICULO 7º.- Instrúyese a CAMMESA a efectuar los cálculos requeridos para fijar la remuneración por ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA correspondiente al Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la REGIÓN ELÉCTRICA COMAHUE, a los fines de ser presentada ante esta Secretaría, antes del día 15 de Octubre de 1993.

ARTICULO 8º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese

RESOLUCIÓN S.E. Nº 229

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 267/93

BUENOS AIRES, 15 de setiembre de 1993

VISTO la Ley Nº 24.065, las Resoluciones de la EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Nº 61 del 29 de abril de 1992, y de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164/92 se establecieron los plazos para la puesta en marcha del Sistema de Medición Comercial SMEC para los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Que los generadores han solicitado una prórroga para la entrada en servicio del citado equipamiento.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 del 19 de diciembre de 1991.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Autorizar el aplazamiento de la fecha indicada en el artículo 2º de la Resolución de la Secretaría de Energía Nº 164 de 30 de diciembre de 1992, establecidos en el Sistema de Medición Comercial SMEC para los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, hasta el 31 de marzo de 1994.

ARTICULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 267

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 283/93

DEFINE Y CONSTITUYE TRANSPA

MODIFICA LOS ANEXOS 11 Y 16 DE LOS PROCEDIMIENTOS.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 317/93

BUENOS AIRES, 15 DE OCTUBRE DE 1993.

VISTO, el Artículo 70 de la Ley N° 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que es política del Gobierno Nacional la disminución de costos a las actividades productivas.

Que en la misma política económica se tienda a eliminar los impuestos y gravámenes a todas las formas de la energía.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA, de acuerdo a las variaciones económicas que se operaron en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 24.065, tendrá la facultad de modificar el monto del recargo hasta un 20% en más o en menos.

Que la Secretaría de Energía está facultada para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 70 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Fijar a partir de la fecha de la publicación en el Boletín Oficial, que el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de dos pesos con cuarenta centavos por megavatio hora ($ 2,40/MWh) sobre las tarifas que paguen los compradores del Mercado Eléctrico Mayorista.

Artículo 2°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. BASTOS.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 321/93

MODIFICA PUNTOS DE LOS PROCEDIMIENTOS DEL

CAPITULO 2.: PRECIOS ESTACIONALES

CAPITULO 3.: MERCADO DE PRECIOS HORARIOS" (MERCADO SPOT).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 322/93

MODIFICA LOS PROCEDIMIENTOS Y

ANEXO 12 AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

ANEXO 17 INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MEM

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 336/93

MODIFICA LOS PROCEDIMIENTOS.

ANEXO 3 "CALCULO DE LOS FACTORES DE ENERGIA ELECTRICA".

ANEXO 23 "REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 422/93

BUENOS AIRES, 27 DIC. 1993

VISTO, la Ley Nº 24.065 del 16 de enero de 1992, las Resoluciones ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992, SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 148 del 20 de mayo de 1993, SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 322 del 20 de octubre de 1993, y

CONSIDERANDO:

Que con motivo del grado de avance de la instrumentación del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL en transporte y generación oportunamente encargada a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA se ha detectado que existen nodos de medición MEM que no disponen en los transformadores de medición de núcleos independientes para ser afectados a la medición comercial.

Que mientras se utilicen los transformadores en los niveles de prestaciones en los cuales el fabricante asegura la clase según las normas IRAM o IEC correspondientes, es factible compartir los circuitos secundarios, con igual calidad a la que se lograría de contar con núcleos independientes.

Que en consecuencia resulta recomendable mantener los transformadores existentes, contemplando la adecuación de los circuitos de medición asociados, a los efectos de responder a las restantes disposiciones de la normativa.

Que es práctica habitual en la compra de equipamiento la adquisición de los repuestos requeridos para el período inicial de operación, debiendo establecerse quién es el responsable por tal compra.

Que es necesario especificar cómo se realizará la medición de energía en el caso de los Autogeneradores a los efectos de registrar sus transacciones económicas.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el artículo 36 de la Ley Nº 20.065 y por el Decreto Nº 1.594 del 31 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Se adiciona al último párrafo del punto 2.1.3. del Anexo 24 de los "PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS", establecidos en la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias, lo siguiente:

"EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL podrá compartir los bobinados de los transformadores de medición con el equipamiento de medición existente siempre y cuando la carga total no supere su potencia de exactitud, definida según las normas indicadas en 2.1.1. .Esta situación es válida hasta tanto se requiera el reemplazo de los mismos en virtud de lo expresado en el párrafo anterior".

ARTICULO 2º.- La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA deberá adquirir los repuestos que evalúe como mínimos necesarios para el período inicial de operación, junto con la adquisición del equipamiento a su cargo. Entregándoselo a los Agentes responsables del mantenimiento.

ARTICULO 3º.- Los costos de adquisición de los repuestos se trasladarán de acuerdo a lo indicado en el inciso b) del artículo 3º de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992.

ARTICULO 4º.- Se reemplaza el 5º párrafo del punto 4.1 del Anexo 24 de los "PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGA Y EL CALCULO DE PRECIOS", establecidos en la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias, lo siguiente:

"Como referencia de tiempo los registradores utilizarán alternativamente la frecuencia de red o la base de tiempo propio, previéndose la disponibilidad de sincronización externa, o la puesta en hora remota de los mismos. Si la frecuencia de la red se usa como referencia, el registrador hará uso de la base de tiempo propia a fin de mantener la hora durante el período de interrupción del suministro de la red".

ARTICULO 5º.- Se adiciona como segundo párrafo del punto 5.1.3. de los "PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS", establecidos en la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias, lo siguiente:

"La Transacción Comercial de los Autogeneradores será realizada considerando en cada hora la facturación de la energía comprada y la liquidación de la energía vendida independientemente. La Transacción de Potencia será considerada también independiente".

ARTICULO 6º.- Se elimina el segundo punto del apartado d) del título "2.- INCORPORACIÓN COMO AGENTE DEL MEM" del Anexo 12 de los "PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGA Y EL CALCULO DE PRECIOS", establecidos en la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias, que dice lo siguiente: "Medidores de energía activa de la demanda total de la planta".

ARTICULO 7º.- Regístrese, comuníquese y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 422

Normativa del Año 1994

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 5/94

Modifica Los Procedimientos. Anexo 13 "Valores De Referencia y Máximos Reconocidos Para Combustibles y Fletes". Anexo 21 "Despacho De Gas".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 8/94

Establece la metodología de cálculo de las regalías establecida en el Artículo 43 de la Ley N° 15.336.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 9/94

Define y constituye TRANSNEA. Modifica Los Anexos 11 Y 16 de Los Procedimientos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 10/94

Apruébase la utilización de medidores de energía eléctrica, trifásicos, de dos sistemas de medición, en las instalaciones del sistema de 27,5 kV que vinculan a EDENOR sociedad anónima y EDESUR sociedad anónima, y que trabajan en una configuración con neutro aislado.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 42/94

Modifica puntos de Los Procedimientos.
Capítulo 3.: "Mercado De Precios Horarios" (Mercado Spot).
Capítulo 5.: "Facturación, Cobranzas Y Liquidaciones" Temas: "Información A Suministrar Por Transportistas" "Facturación De Penalidades Por Indisponibilidad Del Transporte".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 65/94

Establece prorroga a los plazos para el SMEC.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 87/94

Especifica alcances del punto 2.4.1.4."Grandes Usuarios Interrumpibles" de Los Procedimientos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 115/94

Exclúyese a partir del 1º de mayo de 1994 de la declaración de potencia interrumpible.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 147/94

Sustituye Anexo 18 "Transporte De Energía Eléctrica En Alta Tensión".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 159/94

Modifica Los Procedimientos, incorpora
Anexo 27: Reglamentación aplicable a la Prestación de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica a Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista".
Anexo 28: Reglamentación de la Función Técnica de Transporte prestada a Generadores y otros Distribuidores".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 160/94

Modifica Puntos de Los Procedimientos del
Capítulo 4.: "Mercado A Termino" en los Puntos:
4.5.3. "Máxima Demanda Contratable".
4.6. "Programación Estacional".
4.9. "Distribuidores y Grandes Usuarios con Contratos De Abastecimiento".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 178/94

Modifica Los Procedimientos, sustituye:
Capítulo 2.: "Precios Estacionales a Distribuidores"
Capítulo 3.: "Mercado de Precios Horarios",
Punto 3.5.1. "Remuneración de la Energía".
Capítulo 4.: "Mercado a Término",
Punto 4.11.2. "Remuneración del Transporte"

Punto 4.11.2.1. "Cargo Variable asociado a la Energía"
Anexo 12: "Autogeneradores y Cogeneradores",
Punto 6. "Cargo fijo por Potencia"
Punto 7. "Pago por el Servicio de Transporte"

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 186/94

Define Y Constituye DISTROCUYO S.A.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 194/94

Suspende aplicación del Anexo 21 "Despacho de Gas" hasta el 4/12.1994.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 197/94

Establece Remuneración por Energía Eléctrica Transportada para TRANSCOMAHUE.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 205/94

Modifica Los Procedimientos. Sustituye
Anexo 3 "Calculo De Los Factores De La Energía Eléctrica"
Anexo 19 "Transporte De Energía Eléctrica Por Distribución Troncal"
Sustituye del Anexo 26: Punto 2. "Maquinas Forzadas" Punto 4.2. "Precio Local".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 206/94

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye Anexo 17 "Ingreso De Nuevos Agentes Al Mercado Eléctrico Mayorista".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 247/94

Modifica Los Procedimientos
Anexo 13 "Valores de Referencia y Máximos Reconocidos para Combustibles y Fletes"
Punto 4.2. "Combustibles líquidos"

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 274/94

Modifica Los Procedimientos
Anexo 18 Transporte De Energía Eléctrica En Alta Tensión
Punto 3. Recaudación Por Energía Eléctrica Transportada
Punto 4. Cuentas Del Sistema De Transporte
Punto 4.1. Cuenta De Apartamientos Del Transporte
Punto 4.2. Cuenta De Excedentes Por A La Capacidad De Transporte
Punto 6.2.1. Determinación Del Cargo Horario Para Cada Línea
Punto 7.2. Cálculo Del Cargo Complementario En El Periodo De Amortización De Una Ampliación
Anexo 19 Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal
Punto 2.2 Cuentas de las Distro y de los PAFTT
Punto 2.2.1. Cuenta De Apartamientos De Las Distro Y De Los PAFTT
Punto 2.2.2. Cuenta De Excedentes Restricciones A La Capacidad De Transporte De Sistemas De Transporte Por Troncal
Punto 3.1.1. Sistema de Transporte por Distribución Troncal
Punto 3.3. Cargo Complementario de las Distro y PAFTT

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 285/94

Proyecto De Recursos Estabilizantes Para El SADI

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 326/94

Modifica Los Procedimientos, Incorpora al Capítulo 2: Precios Estacionales A Distribuidores
Punto 2.13 Precios De Referencia Distribuidores Para Las Tarifas De Usuarios Finales

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 332/94

Amplia Anexo 24
Sistema de Operación y Despacho agregando norma del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR)

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 334/94

Modifica Los Procedimientos. Sustituye Anexo 17 "Ingreso de Nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista".
Incorpora Anexo 29 "Grandes Usuarios Menores".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 458/94

Establece Prorroga para la Suspensión de la Aplicación del Anexo 21 Despacho De Gas

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 459/94

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye Del Capítulo 3:
Punto 3.4.4. Calidad Del Servicio Del Sistema De Transporte.
Punto 3.4.5. Cuestionamientos De Los Agentes Al Documento De Calidad De Servicio Del Transporte Provisorio (DCSTp).
Sustituye Del Capítulo 5:
Punto 5.3.2. Facturación de las Operaciones de Compra/Venta en el MEM
Punto 5.3.6. Penalidades Aplicadas a los Transportistas por Calidad de Servicio

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 460/94

Establece prórroga del Anexo 4:
Para los valores tolerados de los factores de potencia límite para Distribuidores y Grandes Usuarios. Para los rangos de tensiones comprometidas por los Transportistas en las Barras de su Red. Deroga los precios establecidos en el art. 24 de la res. Se 137/1992.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 462/94

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye:
Punto 2.1.1. Base De Datos Estacionales
Punto 3.1.1. Información Básica
Sustituye el Anexo 2 Base De Datos Estacional
Sustituye el Anexo 9 Base De Datos Semanal
Sustituye del Anexo 13: punto 4. Precios de Referencia de Combustibles
Sustituye del Anexo 29:
Punto 6.4. Determinación de los Cargos por Potencia de la Demanda Asignada al Área de Distribución.
Punto 6.5. Facturación y Liquidación al Distribuidor
Punto 6.6. Facturación al Generador con Contratos con Grandes Usuarios

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 5/94

Modifica Los Procedimientos

Anexo 13 "Valores De Referencia y Máximos Reconocidos Para Combustibles y Fletes".

Anexo 21 "Despacho De Gas".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 8/94

Boletín Oficial N° 27.812, jueves 20 de enero de 1994, p. 2.

Citas Legales: Decreto 00287/1993; Decreto 01398/1992; Decreto 01398/1992 - Anexo I - artículo 02; Ley 15.336 - artículo 15 inciso 9); Ley 15.336 - artículo 37; Ley 15.336 - artículo 39; Ley 15.336 - artículo 43; Ley 23.164; Ley 24.065; Ley 24.065 - artículo 85; Resolución SE 0164/1992

BUENOS AIRES, 10 DE ENERO DE 1994.

VISTO lo dispuesto por el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, modificada por la Ley N° 23.164, reglamentada por el Decreto N° 1398 del 6 de agosto de 1992, la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 164 del 30 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 2° del Decreto N° 1398 del 6 de agosto de 1992 el PODER EJECUTIVO NACIONAL, reglamentó el Artículo 43 de la Ley N° 15.336 y los criterios de regulación contenidos en la Ley N° 24.065, norma complementaria de aquélla.

Que tal reglamentación vino a cubrir un vacío normativo dado que la profunda modificación en la estructura tarifaria y régimen de comercialización de la energía eléctrica introducida por la Ley N° 24.065 no admite en modo alguno la subsistencia a ningún efecto del régimen instrumentado por el derogado Artículo 39 de la Ley N° 15.336 y en tal sentido armonizó las disposiciones vigentes.

Que el Decreto N° 287 del 22 de febrero de 1993 determinó la periodicidad y el plazo dentro del cual deberá hacerse efectivo el pago de regalías, así como los intereses correspondientes en caso de mora, y estableció, en mejor garantía de los derechos de las aludidas provincias, la posibilidad de éstas de solicitar a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) la retención de las sumas que les corresponden por tal concepto.

Que las concesiones para explotación de aprovechamientos hidroeléctricos otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco del proceso de privatización de la actividad de generación de energía eléctrica contienen disposiciones que ponen en cabeza de las sociedades concesionarias privadas el pago de los importes por regalías a que son acreedoras las provincias en cuyos territorios se encuentran las fuentes hidroeléctricas.

Que, no obstante lo antes expuesto, varias provincias han comunicado a esta Secretaría que tales concesionarias no hacen interpretaciones unívocas sobre los alcances de las disposiciones vigentes, principalmente en lo relativo al punto de medición y a la valorización correspondiente.

Que, a su vez, en las concesiones otorgadas, ha sido criterio del PODER EJECUTIVO NACIONAL fijar el canon en el Artículo 15, inciso 9, de la Ley N° 15.336 en un porcentaje de la suma que se toma como base para el cálculo de la regalía prevista en el precitado Artículo 43 y disponer la determinación y plazo de pago del canon, conforme la metodología y plazos de pago que se apliquen para la determinación y pago de la regalía.

Que, en consecuencia, resulta necesario precisar los alcances de la regulación sobre la materia a efectos de evitar liquidaciones defectuosas y pagos inoportunos o incompletos.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y Artículo 85 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- La cantidad de energía generada por la fuente hidroeléctrica, a los efectos del cálculo de la regalía establecida en el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, será la energía neta teniendo en cuenta exclusivamente los consumos internos de la central generadora en los términos de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 164 del 30 de diciembre de 1992.

Artículo 2°- Para determinar la base de cálculo de la regalía mensual deberá utilizarse el precio monómico de la energía producida por la fuente hidroeléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que resulta de efectuar la sumatoria del monto resultante de valorizar la energía generada en el mes al precio horario sancionado en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para el nodo correspondiente y del monto que le correspondería recibir por potencia puesta a disposición en el Mercado Spot durante el mes de

comercializar toda la energía en ese Mercado, procediendo a dividir tal sumatoria por la energía total generada en tal mes.

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 9/94

Define y constituye TRANSNEA. Modifica Los Anexos 11 y 16 de Los Procedimientos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 10/94

BUENOS AIRES, 10 ENE 1994

VISTO, la Resolución ex-SECRETARÍA ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992, la Resolución Nº 164 del 30 de Diciembre de 1992 y sus complementarias y

CONSIDERANDO:

Que las instalaciones en el sistema de distribución de 27,5 kV de EDENOR SOCIEDAD ANÓNIMA Y EDESUR SOCIEDAD ANÓNIMA, en las que se debe instalar la Medición Comercial presentan por su estado un alto factor de riesgo al intervenir sobre ellas en las condiciones que establece la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de Diciembre de 1992.

Que el citado sistema trabaja con una configuración con neutro aislado.

Que corresponde aceptar para este caso específico las instalaciones trifilares existentes.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065 del 19 de diciembre de 1991.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébase la utilización de medidores de energía eléctrica, trifásicos, de dos sistemas de medición, en las instalaciones del sistema de 27,5 kV que vinculan a EDENOR SOCIEDAD ANÓNIMA y EDESUR SOCIEDAD ANÓNIMA, y que trabajan en una configuración con neutro aislado.

ARTICULO 2º.- Las restantes características y condiciones estipuladas en la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de Diciembre de 1992 y sus complementarias permanecerán invariables.

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 10

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 42/94

Modifica puntos de Los Procedimientos

En el Capítulo 3.: "Mercado De Precios Horarios" (Mercado Spot).

Capítulo 5.: "Facturación, Cobranzas Y Liquidaciones"

Temas: " Información A Suministrar Por Transportistas" "Facturación De Penalidades Por Indisponibilidad Del Transporte".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 65/94

BUENOS AIRES, 30 MAR 1994

VISTO, la Ley Nº 24.065, la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias, y las Resoluciones SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992, SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 267 del 15 de septiembre de 1993 y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 267 del 15 de septiembre de 1993 se fijaron los plazos para la puesta en marcha del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) para los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dicho plazo ha resultado insuficiente y los distribuidores y generadores han solicitado una prórroga para la entrada en funcionamiento del equipamiento del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), el cual está demorado por problemas de abastecimiento por parte de los proveedores de instrumentos de medición.

Que está ingresando una gran cantidad de nuevos agentes al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), los cuales no podrán cumplir con los plazos previstos en la normativa vigente.

Que es conveniente que exista un plazo razonable para el funcionamiento del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) como un sistema integrado, plazo durante el cual se realizará las verificaciones y los ajustes necesarios.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de los dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Estipúlase el 31 de marzo de 1994 como la fecha límite en la cual el Sistema de Transporte en Alta Tensión debe cumplir con los requisitos de instalación de los instrumentos de medición y registro requeridos por el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC).

ARTICULO 2º.- Aplázase hasta el 30 de junio de 1994 la fecha indicada en el artículo 1º de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 267 del 15 de septiembre de 1993 a los efectos del cumplimiento de los requisitos establecidos en el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), por todos los agentes, exceptuando lo indicado en el artículo 1º de la presente Resolución.

ARTICULO 3º.- Exceptúase hasta el 30 de septiembre de 1994 la aplicación de las Penalidades, previstas en la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992, a todos aquellos agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que hayan cumplido con la instalación de los instrumentos de medición y registro por el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) en las fechas indicadas en los artículos precedentes.

ARTICULO 4º.- Las Penalidades que se cobren hasta el 30 de noviembre de 1994, inclusive, por incumplimiento en la instalación de los instrumentos de medición requeridos por el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), se destinará a una cuenta específica creada a tal efecto. La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) podrá requerir a la SECRETARÍA DE ENERGÍA la utilización de dichos fondos para solventar la compra e implementación, en los puntos que considere más conveniente, de los instrumentos de medición necesarios para poder realizar, provisoriamente y hasta tanto instalen los equipos los agentes responsables, las mediciones que permitan el cierre de las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Los saldos no comprometidos de esta cuenta, pasarán a la cuenta creada para solventar los gastos de auditoría, cuyos aportes provienen de los cobros previstos en la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992,

ARTICULO 5º.- Se realizará, asociada a la habilitación comercial, una verificación in situ del instrumental a los efectos de detectar errores groseros. La citada verificación se efectuar ya sea por contraste con instrumental de clase similar existente en el nodo o en su defecto mediante verificación por contraste en el punto de trabajo utilizando un instrumento patrón. En el caso que la instalación de potencia se encuentre fuera de servicio, la verificación en un punto se deberá realizar mediante inyección de corriente y tensión.

ARTICULO 6º.- El ensayo metrológico de los transformadores de medida actualmente en uso para el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) no será requerido para la habilitación comercial del nodo. El mismo se deberá realizar en forma coordinada entre el propietario de las instalaciones y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en el plazo de los dos años siguientes a la habilitación del nodo, plazo durante el cual no serán de aplicación las penalidades por desvíos en la clase especificada en placa por el fabricante.

ARTICULO 7º.- Realizadas las pruebas de habilitación del equipamiento, de haber objeciones a la habilitación aprobada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), los agentes deberán elevar las observaciones a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, la cual dispondrá de treinta días hábiles para reunir la información y comunicar la decisión a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a los agentes involucrados. Hasta tanto la SECRETARÍA DE ENERGÍA se expida, se considerarán como válidos los datos medidos por el sistema habilitado.

ARTICULO 8º.- Los agentes responsables de la Instalación de nuevos instrumentos registradores no compatibles con los existentes en los Centros Recolectores (CR) deberán abonar los gastos incurridos para la compatibilización que permita el procesamiento automático de la adquisición de datos y elaboración de archivos en el formato seleccionado para la transmisión a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 9º.- Las instalaciones y equipamientos del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) a cargo de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) serán transferida, en oportunidad de la habilitación comercial de los nodos, a los agentes responsables del mantenimiento y operación por cuenta de los cuales se realizó la instalación, según lo dictado por la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992.

ARTICULO 10.- Se considerará solamente el flujo de energía en sentido comprador para aquellos Distribuidores o Grandes Usuarios que no tengan conectados otros agentes que ingresen energía eléctrica para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), excepto que por razones operativas de transporte puedan producirse flujos en sentido contrario.

ARTICULO 11.- En la etapa transitoria, hasta tanto se habilite comercialmente el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), los actuales agentes responsables del envío de las mediciones para el proceso de facturación deberán seguir enviando la información a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a los demás agentes afectados. A partir de la habilitación de los puntos, y hasta tanto esté en funcionamiento el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) como sistema integrado, cada agente responsable deberá incorporar la información de estos puntos a la que suministre a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a los demás agentes que corresponda.

ARTICULO 12.- Hasta tanto la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) contrate el Servicio de Auditoría, las habilitaciones solicitadas por los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que instalaron por cuenta propia los instrumentos de medición requeridos pro el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), serán convenidas puntualmente con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), la cual podrá facturar los gastos en que incurra para brindar el citado servicio.

ARTICULO 13.- Los Grandes Usuarios que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tienen ciento veinte (120) días desde la fecha de su aceptación como agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cumplir con la instalación del equipamiento del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC) previsto en la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992. Transitoriamente, desde el comienzo de sus actividades hasta la instalación del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), deben contar como mínimo con un medidor de características similares a las indicadas en dicha Resolución para el equipamiento existente, en cada punto de compra al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Durante este período deberá enviar los registros de la potencia promedio de cada cuarto de hora, medidos en los puntos de compra al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), de acuerdo a la modalidad de recolección de datos prevista por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para las Transacciones

Comerciales previas a la implementación del SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC).

ARTICULO 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 65

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 87/94

BUENOS AIRES, 27 ABR. 1994.

VISTO la Ley Nº 24.065, la Resolución Ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 321 del 20 de octubre de 1.993, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de las citadas Resoluciones aconseja ajustar los procedimientos en aplicación.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 del 19 de diciembre de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Exclúyese a partir del 1º de mayo de 1.994 de la declaración de potencia interrumpible, en los términos de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 321 del 20 de octubre de 1.993 en su Anexo I punto 2.4.1.4., a todos los grandes usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), incluido el Sistema Patagónico, que suministran energía eléctrica, dentro de una zona determinada, a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su abastecimiento en forma independiente.

ARTICULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN Nº 87

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 115/94

BUENOS AIRES, 29 ABR. 1994

VISTO el Expediente Nº 752.427/93 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Central Hidroeléctrica YACYRETA constituye un aprovechamiento hidroeléctrico binacional integral, en que las obras de la Central Hidroeléctrica y las instalaciones para su vinculación física con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) necesarias para evacuar su producción de energía eléctrica conforman una unidad de proyecto y resultan, por tanto, inescindibles.

Que la oportunidad, necesidad y conveniencia de contar con el Segundo Tramo del Sistema de Transmisión Asociado a la Central Hidroeléctrica YACYRETA, que garantice la concreción de tal propósito, no es materia de análisis por cuanto su oportuna disponibilidad está asociada a la decisión original de llevar adelante la construcción integral del proyecto y su cronograma de puesta en marcha.

Que, por otro lado, la decisión de llevar adelante las obras de interconexión con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) y todas las acciones de ella derivadas, conforme el Anexo "C" del Tratado de YACYRETA, siempre fueron responsabilidad primaria y exclusiva del Estado Nacional Argentino.

Que la presencia del Estado Nacional Argentino, a través de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, teniendo en cuenta su rol fundamental de representar el interés general de la Nación y el de sus habitantes, hace innecesario un acto especial y explícito que otorgue a este proyecto la Certificación de Conveniencia y Necesidad Pública que prevé el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica - Anexo 16 de los Procedimientos para la Programación de la Operación

el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992, modificada por Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y sus modificatorias y ampliatorias.

Que, conforme las normas que regulan el accionar del Estado Nacional Argentino, este debe utilizar procedimientos de contratación que garanticen la publicidad y transparencia de sus actos, sujetos por otra parte, al control de organismos específicos.

Que entre tales procedimientos, el de Licitación Pública coincide, en lo esencial, con los establecidos por la regulación aplicable a las Aplicaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica a realizar por iniciativa de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en la aprobación de la documentación licitatoria y la evaluación del orden de mérito de las ofertas presentadas a los efectos de obtener el valor de un CANON surgido de un mecanismo abierto de competencia, constituye un procedimiento que habilita a extender, en el futuro, la participación en los costos a otros beneficiarios que, conforme la regulación en la materia, se identifiquen durante el período de amortización.

Que teniendo en cuenta las particularidades expuestas corresponde el dictado de un acto que establezca, para esta ampliación, un procedimiento específico que las contemple, y a su vez sea compatible con los objetivos estipulados en la Regulación vigente.

Que conforme los estudios técnicos encargados por esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, resulta posible postergar la conexión de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) entre las Estaciones Transformadoras COLONIA ELIA y GENERAL RODRÍGUEZ.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 12 del Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Instrúyase a la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY), a circunscribir el objeto de la contratación para la Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de las obras del Segundo Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica YACYRETA a la línea en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que vinculen las Estaciones Transformadora RINCÓN SANTA MARÍA Y SALTO GRANDE (Argentina) y a las ampliaciones de ambas

Estaciones Transformadoras, incluyendo la playa de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) en la Estación Transformadora RINCÓN SANTA MARÍA; y, "ad referéndum" del PODER EJECUTIVO, a la línea en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que vinculen las Estaciones Transformadoras RINCÓN SANTA MARÍA y POSADAS así como todas las obras que resulten necesarias para su energización provisoria en CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV).

ARTICULO 2º.- El Contrato para la Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de las obras del Segundo Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica YACYRETA importa una Ampliación del Sistema del Transporte de Energía Eléctrica a efectuarse por un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE para la cual no serán de aplicación los procedimientos establecidos en los Títulos II y III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA - Anexo 16 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992, modificada por Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y demás modificatorias y ampliatorias - sino exclusivamente los contenidos en la presente Resolución.

ARTICULO 3º.- La UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACYRETA (UESTY) presentará una solicitud simultáneamente ante la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA - TRANSENER S.A.(LA TRANSPORTISTA) y ante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que deberá contener la siguiente información:

a) Descripción y característica del anteproyecto técnico de las obras del Segundo Tramo del Sistema de Transmisión asociado la Central Hidroeléctrica YACYRETA a contratar;

b) Fecha de habilitación requerida para el servicio;

c) Estudios del Sistema de Transporte, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la Solicitud;

d) Información básica requerida por la SECRETARÍA DE ENERGÍA al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

La EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA - TRANSENER S.A.(LA TRANSPORTISTA) remitirá la Solicitud acompañada de su evaluación, dentro de los QUINCE (15) días corridos de recibido, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

A su vez, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) también remitirá al aludido ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la Solicitud acompañada de su evaluación dentro de los VEINTE (20) días corridos de recibida.

ARTICULO 4º.- La UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY), simultáneamente con la presentación de la solicitud indicada en el Artículo precedente, deberá requerir a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA - TRANSENER S.A. (LA TRANSPORTISTA) la definición de lo términos de la Licencia Técnica requerida para la ejecución de la ampliación regulada por este acto. La EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA - TRANSENER S.A. (LA TRANSPORTISTA) deberá expedirse dentro de los QUINCE (15) días corridos bajo apercibimiento de que tales términos sean definidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Los términos de dicha Licencia Técnica, así como el Contrato para la Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de las obras del Segundo Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica YACYRETA a celebrar entre la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY) y quien resulte adjudicatario de tal contrato, deberán ser parte del Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación Pública para la selección del Contratista.

ARTICULO 5º.- La UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY) elaborará y remitirá para su consideración por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), los documentos licitatorios para la Aplicación regida por este acto.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá expedirse dentro de los VEINTICINCO (25) días corridos de recibida la documentación referida.

ARTICULO 6º.- De no mediar observaciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a los documentos licitatorios referidos en el Artículo precedente, o subsanadas las que hubiere, la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY) llamará a Licitación Pública para la Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la Ampliación propuesta.

ARTICULO 7º.- Recibidas las ofertas, la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY) establecerá un orden de mérito de las mismas e identificará como la oferta más conveniente a aquella que, satisfaciendo los requisitos establecidos en la documentación licitatoria, proponga el CANON menor.

ARTICULO 8º.- Toda la documentación respaldatoria de la identificación de oferta más conveniente efectuada será remitida por la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY) al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a fin de que éste la evalúe y autorice a la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETA (UESTY) a adjudicar el Contrato para la Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) al titular de la oferta más conveniente.

ARTICULO 9º.- Recibida la autorización del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), se procederá a adjudicar conforme lo previsto en la documentación licitatoria y la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACYRETA (UESTY) celebrará con el adjudicatario el correspondiente Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM).

ARTICULO 10.- La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) realizará aplicando la regulación vigente, un Estudio de Beneficiarios de las obras descritas en el Artículo 1º de la presente. El estudio deberá ser elevado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, para efectuar la asignación del pago del CANON entre los dichos Beneficiarios.

Si durante el período de amortización se identificaran nuevos Beneficiarios del área de influencia de la aplicación reglada por el presente acto, el CANON será solventado por todos aquellos agentes que sean reconocidos como tales Beneficiarios por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en la proporción que determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en ejercicio de las facultades emergentes del Artículo 36º de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 11.- A los efectos de lo dispuesto en el Artículo precedente, el o los contratos de las obras descritas en el Artículo 1º de este acto deberán establecer CANONES diferenciados según la itemización que se disponga en los documentos licitatorios.

ARTICULO 12.- Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA - TRANSENER S.A. (LA TRANSPORTISTA)

ARTICULO 13.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 115.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 147/94

BUENOS AIRES, 17 MAYO 1994

VISTO la Ley Nº 24.065 del 16 de enero de 1992, el Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1992, la Resolución EX-SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y las Resoluciones de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 8 de octubre de 1992 y Nº 42 del 10 de marzo de 1994 y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley 24.065 encomienda a esta Secretaría la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de las citadas Resoluciones aconseja perfeccionar y profundizar los procedimientos en aplicación.

Que el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de Diciembre de 1992 encomienda a la SECRETARÍA DE ENERGÍA la determinación de la proporción con que cada Beneficiario de una Ampliación debe solventar dicha ampliación.

Que es necesario adecuar los Regímenes Tarifarios aplicables a los Usuarios del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión, establecidos en la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 8 de Octubre de 1992, para incluir la remuneración de las aplicaciones del Sistema de Transporte.

Que, en consecuencia, resulta necesario ajustar los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" establecidos por la mencionada Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065 y por el decreto Nº 1594 del 31 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el Anexo 18 "Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, por el texto de idéntica denominación contenido en el Anexo I de la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) deberá aplicar las modificaciones al Régimen Tarifario para los Usuarios del Transporte Existente a partir del 1º de Agosto de 1994.

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 147

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 159/94

BUENOS AIRES, 31 DE MAYO DE 1994

VISTO el Expediente Nº 751409/94 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la comercialización de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido por la Ley Nº 24.065 está sujeta a la regulación federal contenida en dicha - Ley y sus Normas Complementarias y Reglamentarias.

Que en el marco establecido la tal regulación puede celebrar Contratos Compra Venta de energía eléctrica los vendedores y compradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de todo el país.

Que los agentes reconocidos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de todo el país puedan realizar operaciones de compraventa en tanto cumplan los requisitos establecidos en las disposiciones federales que lo rigen, aunque no estén conectados en forma directa al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), dado que la comunicación puede realizarse a través de instalaciones de otros agentes de dicho mercado o conectadas con estas, a las que debe permitírseles el acceso no discriminatorio conforme los principios que informan el MARCO REGULATORIO ELECTRICO y demás Normas Técnicas y Económicas que rigen el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dichas instalaciones por su interconexión física cumplen en tales casos, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, una etapa de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) en la comercialización mayorista de energía eléctrica.

Que en cuanto hace a la aludida función o servicio de comunicación o vinculación entre compradores y vendedores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), dichas instalaciones forman parte de un sistema eléctrico integrado.

Que atento al incremento de agentes reconocidos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que han solicitado a esta Secretaría la determinación de los precios correspondientes a la utilización de instalaciones de transporte de energía eléctrica a través de las cuales se vincula al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), es conveniente y oportuno establecer precisiones en la regulación que sobre la materia introdujo la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sin perjuicios de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y Artículo Nº 1 del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

CAPITULO I

IDENTIFICACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTICULO 1º - Denomínase FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) al servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forman parte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) o las que están conectadas con estas o con instalaciones conectadas con estas últimas, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto comunican físicamente a los vendedores y compradores de energía eléctrica entre sí y con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 2º - Las Instalaciones eléctricas utilizadas en la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) se clasifican en:

a) INSTALACIONES SUPERIORES DE VINCULACIÓN ELÉCTRICA: Las correspondientes a los niveles de tensión de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) o superiores.

b) INSTALACIONES INFERIORES DE VINCULACIÓN ELÉCTRICA: Las correspondientes a los niveles de tensión inferiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV)

ARTICULO 3º - Aclárese que todas las instalaciones eléctricas, en cuanto sirven a la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT), están alcanzadas por los principios de libre acceso no discriminatorio contenidos en la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 4º - El intercambio de energía eléctrica entre INSTALACIONES SUPERIORES DE VINCULACIÓN ELÉCTRICA e INSTALACIONES INFERIORES DE VINCULACIÓN ELÉCTRICA y la valoración de tal intercambio (Transacciones de Transporte) serán identificadas en todos los casos. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) efectuará los cálculos correspondientes, los que se publicarán en las programaciones estacionales.

Asimismo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) identificará los servicios de transporte que se requieran cuando las INSTALACIONES SUPERIORES DE VINCULACIÓN ELÉCTRICA pertenecientes a Entes o Empresas responsables de la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de la electricidad de sus usuarios en los términos del Artículo 3º de la Ley Nº 15.336, sean o puedan ser utilizadas por terceros.

Serán de aplicación, a efectos de los dispuesto en los párrafos precedentes, LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 30 de noviembre de 1992, modificada por la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, incluyendo las disposiciones contenidas en el presente acto.

CAPITULO II

SUJETOS DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTICULO 5º - Denomínase PRESTADORES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PFTT) a los titulares de instalaciones superiores e inferiores de vinculación eléctrica utilizadas en la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) definidas en el Artículo 1º de este acto.

ARTICULO 6º - Denomínase USUARIOS DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UFTT) a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en cuanto requieren de FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) para efectuar sus transacciones mayoristas de energía eléctrica.

ARTICULO 7º - Aclárese que, por aplicación de lo dispuesto en la presente Resolución, especialmente en el primer párrafo del Artículo precedente, pueden existir transacciones en que las calidades de PRESTADOR DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PFTT) y USUARIO DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UFTT) se reúnan en un mismo sujeto.

CAPITULO III

TARIFAS CORRESPONDIENTES A LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTICULO 8º - Las tarifas aplicables para remunerar la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicios y de expansión, se ajustarán, en cuanto tal función sirva a Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a lo acordado entre estos y la o las Empresas o Entes que exploten tales instalaciones. Sino se alcanzara un acuerdo dentro de los TREINTA (30) días de la solicitud de servicio presentada a la empresa o ente por un Gran Usuario, esta Secretaría, a solicitud del interesado, fijará dicha tarifa y demás condiciones, conforme a lo establecido en el Anexo I de la presente Resolución de la que forma parte integrante, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 9º - Las tarifas aplicables para remunerar la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicios y de expansión, se ajustarán, en cuanto tal función sirva a Generadores y otros distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a lo acordado entre estos y la o las Empresas o Entes que exploten tales instalaciones. Sino se alcanzara un acuerdo dentro de los TREINTA (30) días de la solicitud de servicio presentada a la empresa o ente por un Generador o Distribuidor, esta Secretaría, a solicitud del interesado, fijará dicha tarifa y demás condiciones, conforme a lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integrarán la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 sus modificatorias y complementarias, y a lo dispuesto en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10 - Las tarifas que surgen de aplicar lo dispuesto en los Artículos 8 y 9 de la presente Resolución podrán ser revisadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y sometidas a la aprobación de la SECRETARÍA DE ENERGÍA el 1º de Noviembre de 1994, y posteriormente el 1º de Mayo de cada año en la medida que razones debidamente fundadas así lo justifiquen, sin perjuicio de las que se generen por las modificaciones de los precios estacionales de la energía y la potencia.

ARTICULO 11 - Las tarifas aplicables para remunerar la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) mediante el uso de instalaciones que forman parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, definidos en el Artículo 3º y 6º del REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, continuarán rigiéndose exclusivamente por la regulación pertinente contenida en LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 sus modificatorias y complementarias, y a lo dispuesto en el Anexo II de este acto.

ARTICULO 12 - La FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) mediante el uso de instalaciones de empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 en cuanto sirva a Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), ubicados en sus respectivas áreas de Concesión, continuará rigiéndose por los términos de cada uno de los Contratos de Concesión, quedando excluida del ámbito de aplicación del Anexo I de este acto.

CAPITULO IV

INFORMACIÓN ADICIONAL VINCULADA CON LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTICULO 13 - Intrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a identificar a los USUARIOS DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DEL TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (UFT) y a determinar los cargos de transporte correspondientes, conforme los términos de la presente Resolución.

La información resultante de lo dispuesto en los párrafos precedentes será incorporada a la que periódicamente publica el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 14 - Las autoridades competentes de cada una de las provincias, deberán presentar ante esta Secretaría dentro de los CUARENTA Y CINCO (45) días contados desde la fecha de este acto, toda la información relativa a las instalaciones superiores e inferiores de vinculación eléctrica utilizadas en la función técnica de transporte en todo el ámbito provincial y que ni forme parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión ni de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

En los casos en los que la información aludida en el párrafo precedente no fuera oportunamente suministrada, ella se estimará sobre la base de la información disponible en el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED).

CAPITULO V

DISPOSICIONES MODIFICATORIAS Y COMPLEMENTARIAS DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS

ARTICULO 15 - Incorpórase los Anexos I y II de la presente Resolución de la que forman parte integrante, como Anexos 27 y 28 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIO (LOS PROCEDIMIENTOS) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que como Anexo I forman parte de la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 16 - Sustitúyese el punto 4 "CONDICIONES DE CONEXIÓN Y USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE" del Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integraran la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el siguiente texto:

"4.- CONDICIONES DE CONEXIÓN Y USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE.".

"Si el solicitante debe ingresar al Sistema de Transporte de Alta Tensión o por Distribución Troncal deberán cumplir complementariamente con los requisitos del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Aplicación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica".

"Si el solicitante no está conectado al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a través de instalaciones eléctricas que forman parte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) sino a través de instalaciones que están conectadas con ellas, o con las instalaciones conectadas con estas últimas, el solicitante informará junto con su solicitud de ingreso el correspondiente acuerdo por el uso de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) con la o las empresas o entes que exploten tales instalaciones. Dicho acuerdo deberá ser entregado a la SECRETARÍA DE ENERGÍA dentro de los TREINTA (30) días de recepción de la nota de solicitud de ingreso.

Transcurrido este plazo sin haber sido informada de un acuerdo entre las partes, la SECRETARÍA DE ENERGÍA, a pedido del solicitante, fijará dicha tarifa aplicando, según corresponda, lo establecido en los Anexos 27 ó 28 de LOS PROCEDIMIENTOS, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065 ".

CAPITULO VI

VIGENCIA Y NOTIFICACIONES

ARTICULO 17 - La presente Resolución será de aplicación a partir del 1º de mayo de 1994.-

ARTICULO 18 - Notifíquese a cada una de las provincias, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 19 - Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a notificar la presente Resolución a todos los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 20 - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº159.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 160/94

Modifica Puntos de Los Procedimientos del

Capítulo 4.: "Mercado A Termino" en los Puntos:

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 178/94

Modifica Los Procedimientos

Sustituye:

Capítulo 2.: "Precios Estacionales a Distribuidores"

Capítulo 3.: "Mercado de Precios Horarios",

Punto 3.5.1. "Remuneración de la Energía".

Capítulo 4.: "Mercado a Término",

Punto 4.11.2. "Remuneración del Transporte"

Punto 4.11.2.1. "Cargo Variable Asociado a la Energía"

Anexo 12: "Autogeneradores y Cogeneradores",

Punto 6. "Cargo Fijo por Potencia"

Punto 7. "Pago por el Servicio de Transporte"

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 186/94

Define y constituye DISTROCUYO S.A.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 194/94

Suspende aplicación del Anexo 21 "Despacho de Gas" hasta el 4/12/1994.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 197/94

Establece Remuneración por Energía Eléctrica Transportada para TRANSCOMAHUE.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 205/94

Modifica Los Procedimientos.

Sustituye

Anexo 3 "Calculo De Los Factores De La Energía Eléctrica"

Anexo 19 "Transporte De Energía Eléctrica Por Distribución Troncal"

Sustituye del Anexo 26:

Punto 2. "Maquinas Forzadas"

Punto 4.2. "Precio Local".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 206/94

Modifica Los Procedimientos.

Sustituye Anexo 17 "Ingreso De Nuevos Agentes Al Mercado Eléctrico Mayorista".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 247/94

Modifica Los Procedimientos

Anexo 13 "Valores De Referencia Y Máximos Reconocidos Para Combustibles Y Fletes"

Punto 4.2. "Combustibles líquidos"

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 274/94

Modifica Los Procedimientos

Anexo 18 Transporte De Energía Eléctrica En Alta Tensión

Punto 3. Recaudación Por Energía Eléctrica Transportada

Punto 4. Cuentas Del Sistema De Transporte

Punto 4.1. Cuenta De Apartamientos Del Transporte

Punto 4.2. Cuenta De Excedentes Por A La Capacidad De Transporte

Punto 6.2.1. Determinación Del Cargo Horario Para Cada Línea

Punto 7.2. Cálculo Del Cargo Complementario En El Periodo De Amortización De Una Ampliación

Anexo 19 Transporte De Energía Eléctrica Por Distribución Troncal

Punto 2.2 Cuentas De Las Distro Y De Los PAFTT

Punto 2.2.1. Cuenta De Apartamientos De Las Distro Y De Los PAFTT

Punto 2.2.2. Cuenta De Excedentes Restricciones A La Capacidad De Transporte De Sistemas De Transporte Por Troncal

Punto 3.1.1. Sistema De Transporte Por Distribución Troncal

Punto 3.3. Cargo Complementario De Las Distro Y PAFTT

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 285/94

BUENOS AIRES, 7 DE SETIEMBRE DE 1994

VISTO la Ley Nº 24.065, la Resolución EX-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y el Expediente Nº 750-002263/94 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a la SECRETARÍA DE ENERGÍA la fijación de normas de despacho económico para transacciones de energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que ante fallas en el Sistema de Transporte en Alta Tensión del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) es necesario extremar la funcionalidad de los sistemas de control para mantener el nivel de confiabilidad requerido en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que usuarios del corredor COMAHUE - BUENOS AIRES del Sistema de Transporte en Alta Tensión han solicitado la revisión y ajuste del esquema actual de estabilizadores de potencia, para amortiguar oscilaciones que son causa de limitaciones de transporte.

Que usuarios del Sistema de Transporte en Alta Tensión han solicitado la revisión del esquema actual de Desconexión Automática de Generadores (DAG).

Que dichos usuarios han presentado estudios que demuestran que la implementación de tales recursos estabilizantes aumentan los límites de transferencia del corredor mencionado.

Que las atribuciones, idoneidad y recursos de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) la habilitan para coordinar la implementación de las medidas propuestas, asegurando su homogeneidad.

Que los costos de implementación deben ser compartidos por los usuarios del Sistema de Transporte en Alta Tensión, en tanto sean beneficiarios de las mejoras que se introducen al conjunto.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º.- Instruyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que defina los recursos estabilizantes necesarios para mantener el nivel de confiabilidad requerido en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) e incrementar los límites de transferencia en el corredor COMAHUE - BUENOS AIRES del Sistema de Transporte en Alta Tensión y coordine el proyecto y la implementación de la revisión, provisión e instalación en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) de dichos recursos, informando cada caso a la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Artículo 2º.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que evalúe y apruebe los costos incurridos para cumplir con lo indicado en el Artículo 1º, e informe a la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Artículo 3º.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que realice las previsiones presupuestarias y debite de la Cuenta de Apartamientos del Transporte en Alta Tensión los costos indicados en el Artículo 2º.

Artículo 4º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 285

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 326/94

Modifica Los Procedimientos, Incorpora Al:

Capítulo 2.:Precios Estacionales A Distribuidores

Punto 2.13 Precios De Referencia Distribuidores Para Las Tarifas De Usuarios Finales

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 332/94

BUENOS AIRES, 1 de Noviembre de 1994

VISTO el Expediente Nº 750-002723/94 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la Resolución EX-SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer un Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) que brinde al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que se requiere establecer las responsabilidades de los agentes en la implementación del citado Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

Que debido al proceso de transformación del sector es necesario prever un tiempo de adaptación e instalación del equipamiento requerido.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 6 de la Resolución EX-SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 ha preparado un proyecto del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébase la norma que regirá el "Sistema de Operación en Tiempo Real" (SOTR) cuyo texto integra el Anexo I de la presente Resolución, e incorpórase a los "Procedimientos para la Programación de Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) de la Resolución EX-SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, como parte integrante del ANEXO Nº 24.

ARTICULO 2º.- Los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán cumplir con los requisitos establecidos en el artículo precedente dentro de los siguientes plazos, contados a partir de la fecha de la presente Resolución:

* Transporte en Alta Tensión: 12 meses
* Transporte por Distribución Troncal: 18 meses
* Generadores: 15 meses
* Distribuidores: 18 meses

ARTICULO 3º.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá cumplir con todos los requisitos de la presente Resolución dentro de un plazo de 24 meses. Entre tanto, deberá adecuar en lo posible su equipamiento actual para poder recibir información de los agentes en los plazos establecidos para cada uno de ellos en el artículo precedente.

ARTICULO 4º.- Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a ajustar los datos no definidos taxativamente que los agentes deben enviar por el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en función de las características particulares de cada instalación con el acuerdo del agente correspondiente. De no existir acuerdo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS su decisión con las observaciones del agente, para que en un término de 30 días dictamine al respecto.

ARTICULO 5º.- Los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) responsables del suministro de información para el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) asumirán las siguientes penalizaciones máximas por el incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida en el ANEXO I de la presente:

* Generadores: tendrán una penalización máxima equivalente al 2,5% de los pagos que recibirán mensualmente por potencia puesta a disposición de las unidades generadoras asociadas, como si toda su potencia se comercializara en el Mercado Spot.

* Transportistas en Alta Tensión y por Distribución Troncal: tendrán una penalización máxima equivalente al 5% de los cargos fijos del equipamiento asociado.

• Distribuidores con función técnica de transporte de energía eléctrica: igual penalización que las de un Transportista por Distribución Troncal.

ARTICULO 6º.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será el encargado de la determinación de las sanciones que, hasta los valores máximos establecidos en el artículo anterior, corresponderá aplicar en cada caso de incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida en el ANEXO I de la presente.

ARTICULO 7º.- Hasta el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por esta Resolución, los agentes no podrán degradar el envío de información en tiempo real al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), que se presta mediante el equipamiento disponible actualmente para el funcionamiento del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

ARTICULO 8º.- Las empresas u organismos responsables por la parte argentina, de un Ente o Interconexión Binacionales, tendrán las mismas obligaciones que los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con respecto al cumplimiento de la presente.

ARTICULO 9º.- La SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS emitirá la norma que regulará el "Sistema de Comunicaciones para la Operación del MEM" (SCOM), la cual contendrá también las especificaciones de los procedimientos de transmisión de datos.

ARTICULO 10.- Las inversiones para la instrumentación de los sistemas requeridos por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para dar cumplimiento a las obligaciones que le asigna la presente Resolución, no se imputarán a su presupuesto ordinario, y por lo tanto no estarán sujetas al límite establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 178 del 24 de junio de 1994. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá presentar a aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS el correspondiente presupuesto, con su plan de inversiones asociado. La metodología de distribución y pago por derivados de esta inversión, será la misma aplicable al reembolso de gastos y/o inversiones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 11.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 334/94

BUENOS AIRES, 1 de NOVIEMBRE de 1994.

VISTO la Ley Nº 24.065 y las Resoluciones EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad es uno de los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad como ha quedado explicado en la Ley 24.065.

Que, a su vez, recientemente ha sido elevado al rango constitucional - Artículo 42 - el derecho de los consumidores y usuarios de bienes y servicios a la libertad de elección en la relación de consumo.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico vigente está plenamente ordenado al mencionado precepto constitucional en cuanto crea el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y permite la actuación en éste de los denominados "GRANDES USUARIOS", quienes, como consumidores de energía eléctrica están facultados a contratar libremente su aprovisionamiento.

Que, por ello, y en cuanto resulte técnicamente posible es adecuado a los objetivos y principios antes aludidos, ampliar el espectro de los consumidores de energía eléctrica facultados para comprar su consumo de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que a tal fin, es necesario adecuar las disposiciones contenidas en el Anexo 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista aprobados por la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, Artículo 10 del Anexo I del Decreto Nº 1.398 del 6 de agosto de 1992 y Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1.982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Incorpórase como Anexo 29 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista aprobados por Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- Sustitúyese el Anexo 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista aprobados por la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 206 del 28 de julio de 1994, por el texto que como Anexo II forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 3º.- Sustitúyese el segundo párrafo del Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de mayo de 1994 por el siguiente texto:

"Si no se alcanzara un acuerdo dentro de los VEINTE (20) días de la solicitud de servicio presentada a la empresa o ente por un Gran Usuario, la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, a solicitud del interesado, fijará dicha tarifa y demás condiciones, conforme a lo establecido en el Anexo I de la presente Resolución de la que forma parte integrante, sin perjuicio de los dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065."

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el segundo párrafo del Artículo 9º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de mayo de 1994 por el siguiente texto:

"Si no se alcanzara un acuerdo dentro de los VEINTE (20) días de la solicitud de servicio presentada a la empresa o ente por un Generador o Distribuidor, la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, a solicitud del interesado, fijará dicha tarifa y demás condiciones, conforme a lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I

integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 sus modificatorias y complementarias, y a lo dispuesto en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065."

ARTICULO 5º.- Establécese en CINCUENTA CENTAVOS KILOVATIO MES (0,50 $kW-mes) el valor mensual a aplicar por el SERVICIO TÉCNICO Y ADMINISTRATIVO DE LOS CONTRATOS ($SERV) referido en el punto 6.5. del Anexo 29 de GRANDES USUARIOS MENORES.

ARTICULO 6º.- La presente Resolución entrará en vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 7º.- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 8º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº334

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 458/94

Establece Prorroga Para La Suspensión De La Aplicación Del Anexo 21 Despacho De Gas

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 459/94

Modifica Los Procedimientos.

Sustituye Del Capítulo 3:

Punto 3.4.4. Calidad Del Servicio Del Sistema De Transporte.

Punto 3.4.5. Cuestionamientos De Los Agentes Al Documento De Calidad De Servicio Del Transporte Provisorio (DCSTp) .

Sustituye Del Capítulo 5:

Punto 5.3.2. Facturación De Las Operaciones De Compra/Venta en el MEM

Punto 5.3.6. Penalidades Aplicadas a Los Transportistas por Calidad De Servicio

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 460/94

BUENOS AIRES, 29 de DICIEMBRE de 1994

VISTO la Ley Nº 24.065 del 16 de Enero de 1992, las Resoluciones EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley 24.065 encomienda a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS la fijación de las normas de despacho económico para transacciones de energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el Artículo 35 de la Ley 24.065 establece que la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS determinará las normas a las que se ajustará el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para cumplir sus funciones.

Que la experiencia recogida desde la fecha de entrada en vigencia de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos mediante Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, aconseja perfeccionar y profundizar los procedimientos en aplicación.

Que resulta conveniente reformular las reglamentaciones vigentes sobre control de tensión y potencia reactiva.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Prorróganse hasta el 1º de Noviembre de 1995 los valores tolerados, vigentes a la fecha, de los Factores de Potencia límite para Distribuidores y Grandes Usuarios, indicados en el Anexo 4 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos mediante Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias y modificatorias.

ARTICULO 2º.- Prorróganse hasta el 1º de Noviembre de 1995 los rangos, vigentes a la fecha, de tensiones comprometidas por los Transportistas en la barras de su red, indicados en el Anexo 4 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos mediante Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias y modificatorias.

ARTICULO 3º.- Derógase, a partir del 1º de Mayo de 1995 los precios establecidos en el Artículo 24 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992. A partir de dicha fecha se aplicarán los siguientes precios para las transacciones de reactivo o pagos por apartamientos no tolerados:

a) Cargo de reactivo de unidades generadoras o compensadores sincrónicos o estáticos de reemplazo: 0,45 $/h x MVAr.

b) Cargo de reactivo de reactores o capacitores de reemplazo: 0,25 $/h x MVAr.

c) Todas las penalizaciones de reactivo para Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios se harán sobre la base de 4,5 $/h x MVAr.

d) Los cargos y penalizaciones del transporte serán los indicados en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992.

ARTICULO 4º.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que, entre el 1º de Enero de 1995 y el 31 de Octubre de 1995, aplique a Distribuidores y Grandes Usuarios los siguientes coeficientes multiplicativos "k" al valor base de las penalizaciones por reactivo indicado en el inciso c) del Artículo 3º de la presente Resolución.

Para horas de pico y resto:

capacitivo ó 1.00 inductivo > cos PHI <= 0.92 inductivo k = 0

0.92 inductivo > cos PHI <= 0.85 inductivo	k = 1
0.85 inductivo > cos PHI <= 0.60 inductivo	k = 3
0.60 inductivo > cos PHI	k = 10

Para horas de valle:

para cos PHI capacitivo	k = 1

ARTICULO 5º.- Solicítase a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA) y a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA) que, con la supervisión del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), realicen los análisis y estudios necesarios para obtener una metodología de determinación del Factor de Potencia y del Rango de Tensión óptimos para cada nodo del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) y cada período estacional, y lo eleven a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, antes del 1º de Setiembre de 1995, para su aprobación y puesta en vigencia a partir del 1º de Noviembre de 1995.

ARTICULO 6º.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que emita un PROCEDIMIENTO TÉCNICO, con entrada en vigencia el 1º de Mayo de 1995, para:

a) Determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar responsabilidades de los Centros de Operaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en el Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva, en el marco de lo estipulado por Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas, y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos mediante la Resolución Ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus complementarias y modificatorias.

b) Especificar los criterios e instrucciones para las acciones a tomar ante la necesidad de restablecer las tensiones del sistema a valores admisibles o la posibilidad de la pérdida del control de tensión.

ARTICULO 7º.- Notifíquese a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA) y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 8º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 460

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 462/94

Modifica Los Procedimientos.

Sustituye:

Punto 2.1.1. Base De Datos Estacionales

Punto 3.1.1. Información Básica

Sustituye el Anexo 2 Base De Datos Estacional

Sustituye el Anexo 9 Base De Datos Semanal

Sustituye del Anexo 13:punto 4. Precios De Referencia De Combustibles

Sustituye del Anexo 29:

Punto 6.4. Determinación de los Cargos por Potencia de la Demanda Asignada al Área de Distribución.

Punto 6.5. Facturación Y Liquidación Al Distribuidor

Punto 6.6. Facturación Al Generador Con Contratos Con Grandes Usuarios

Normativa del Año 1995

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 7/95

Precisa Los Alcances De La Concesión De Transporte De Uso Particular A Que Hace Referencia La Reglamentación Del Art. 31 De La Ley 24.065.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 52/95

Precisa La Forma De Facturación De Los Consumos Auxiliares De Los Sistemas De Transporte En Alta Tensión Y Distros.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 105/95

Modifica Los Procedimientos:
Sustituye Del Capítulo 2:
Punto 2.1.1. Datos Estacionales
Punto 2.2. Modelos De Optimización Y Programación De La Operación
Punto 2.3.1.2. Centrales Hidroeléctricas Optimizadas por el OED
Punto 2.3.1.3. Embalses a Optimizar por el Generador
Punto 2.3.1.2. Centrales Hidroeléctricas De Capacidad Estacional
Punto 2.3.1.2.1. Datos Estacionales
Punto 2.3.1.2.2. Programación Indicativa
Punto 2.3.1.2.3. Declaración Del Valor Del Agua
Punto 2.3.1.3. Centrales Hidroeléctricas De Capacidad Mensual Y Semanal
Punto 2.4.2. Precio Del Mercado Y Precios De Nodo
Punto 2.4.3.1. Oferta En El Mercado
Punto 2.4.3.3. Precio De Referencia De La Energía
Punto 2.4.3.3.1. Precio Medio En El Mercado
Punto 2.4.3.3.2. Sobreprecio Estacional Por Riesgo De Falla
Punto 2.4.3.3.3. Precios Probables De La Energía Por Banda Horaria
Punto 2.5.2.1. Precio Máximo De La Potencia Puesta A Disposición
Punto 2.5.2.2. Determinación De La Capacidad De Potencia Base En Reserva
Punto 2.5.2.3. Determinación De La Reserva Fría
Punto 2.5.3.2. Precio De La Potencia Despachada
Punto 2.5.3.3. Precio De La Reserva De Potencia
Punto 2.5.3.4. Precio Por Servicios Asociados A La Potencia
Punto 2.5.2.4. Sobreprecio Por Riesgo De Falla
Punto 2.11 Reprogramación Trimestral
Sustituye Del Capítulo 3:
Punto 3.1.1. Información Básica
Punto 3.1.2. Modelos Utilizados
Punto 3.1.3. Despacho Semanal
Punto 3.1.3.1. Determinación Del Riesgo De Falla Y Remuneración Adicional
Punto 3.1.3.3. Envío De La Programación Semanal
Punto 3.2.2. Modelo Utilizado
Punto 3.2.3.1. Despacho De Cargas Y Determinación del PM
Punto 3.2.3.2. Programas De Cargas Y Definición De Precios Locales
Punto 3.2.3.3. Despacho De Combustibles
Punto 3.2.3.9. Envío De La Programación Diaria
Punto 3.3. Operación En Tiempo Real
Punto 3.3.3. Redespacho
Punto 3.4.1. Determinación De Los Intercambios
Punto 3.5.1. Remuneración De La Energía
Punto 3.5.3.1. Potencia Puesta Disposición
Punto 3.5.3.2. Remuneración Adicional Por Riesgo De Falla
Punto 3.7. Arranque Y Parada De Maquinas
Sustituye Del Capítulo 4:
Punto 4.4.2. Contratos De Abastecimiento
Punto 4.7.4. Operación En Tiempo Real
Punto 4.8. Determinación Y Valorización De Los Apartamientos De Un Generador En Los Contratos De Abastecimiento
Sustituye Del Anexo 1:
Punto 1.1. Información Básica De Generadores

Sustituye Los Anexos 2,5,6,7,8,9,13 Y 21 Completos
Sustituye Del Anexo 22:
Punto 3. Programación Estacional De La Operación
Punto 4. Programación Mensual
Punto 5.1 Oferta Hidroeléctrica
Punto 6. Despacho Diario
Sustituye Del Anexo 26:
Punto 2. Maquinas Forzadas
Punto 3. Definición Del Valor Del Agua Y Costo Del Agua
Punto 3.1. Central Hidroeléctrica Vinculada Al Mercado
Punto 3.2. Central Hidroeléctrica En Área Desvinculada
Punto 4.1. Definición Del Precio Nodal Representativo
Punto 4.2. Precio Local
Punto 5. Restricciones Forzadas
Punto 5.1. Definición Del Precio Nodal Representativo
Punto 5.2. Precio Local

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 106/95

Agrega Al Anexo 24 Sistema De Operación y Despacho La Norma Del Sistema De Comunicaciones Para Operación Del MEM (SCOM)

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 123/95

Modifica Los Procedimientos:
Sustituye Los Puntos 3.2 Y 8. Del Anexo 27

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 151/95

Modifica Los Procedimientos:

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 245/95

Modifica Los Procedimientos:
Sustituye El Punto 5.6. Del Capítulo 5

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 250/95

Modifica Los Procedimientos:

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 258/95

Proyecto De Islas Y Arranque En Negro

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES 78/95

Modifica Los Procedimientos:
Define el Título hábil para la ejecución del procedimiento ejecutivo según Art. 84 Ley 24.065.
Adecua "Los Procedimientos" en lo referente a la cobranza a los deudores - punto 5.5. del Capítulo 5

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES 337/95

Modifica Los Procedimientos:
Adecua "Los Procedimientos" para establecer reglas mínimas para el procedimiento a seguir para realizar observaciones al DTE - punto 5.2.4. del Capítulo 5

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 19/95

Modifica Los Procedimientos:
Unifica los plazos de vencimiento para el cumplimiento de las obligaciones dispuestas en las Res. SE 332.1994 (SOTR) y SE 106.1995 (SCOM) por parte de los agentes del MEM.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 26/95

Modifica Los Procedimientos:

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 29/95

Modifica Los Procedimientos:
Adecua "Los Procedimientos" para hacer efectivas las interrupciones de suministro por incumplimiento en los pagos.
Agrega en la normativa los procedimientos para considerar la Regulación Secundaria de Frecuencia.
Sustituye el Anexo 23 - REGULACION DE FRECUENCIA,
Sustituye los puntos 2.5.3.4.1, 2.5.3.4.2, 3.2.3.6, 3.5.2 y 4.11.4 de "Los Procedimientos"
Sustituye el punto 2 del Anexo 5 Cálculo del Precio Spot y Costo Operativo

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 7/95

BUENOS AIRES, 5 ENE 1995

VISTO el Expediente Nº 080-003457/94 del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la necesidad de precisar los alcances de la concesión de transporte de uso particular a que hace referencia la reglamentación del Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 al definir el Marco Regulatorio Eléctrico si bien estableció la prohibición de ser transportista de energía eléctrica al generador, distribuidor y gran usuario (incluyendo ello a las empresas controladas o controlante de alguno de éstos), a modo de excepción permitió que cualquiera de ellos pudiera construir, previa autorización, una línea de transporte, a su exclusivo costo y para su propia necesidad.

Que el Decreto Nº 1.398 del 11 de agosto de 1.992 al reglamentar el citado Artículo 31 delegó a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS la facultad de autorizar la construcción de una línea de transporte de energía eléctrica de tales características, caracterizó tal acto como una concesión de transporte de uso particular y determinó que dicha Secretaría debía definir su contenido y alcances.

Que el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica establece los criterios de financiación y de construcción de una línea de tales características, la que, a tales efectos, se considera que integra las instalaciones del agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que solicite autorización para su construcción.

Que, en consecuencia, la Ley Nº 24.065 en su Artículo 31 admitió una excepcionalidad que tiene por objeto el asegurar, por un lado el abastecimiento de energía eléctrica de Grandes Usuarios o de Distribuidores que lo requiriesen del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y por otro, que un Generador aislado pudiera colocar su energía en tal Mercado.

Que tal objetivo, compatible con los criterios definidos para el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), permite mayor competencia en el ámbito de la Generación de energía eléctrica y asegura a los demandantes de energía eléctrica en bloque (Grandes Usuarios, Distribuidores) su provisión a costos económicos.

Que, por otra parte, la Ley Nº 24.065 en su Artículo 83 modificó la Ley Nº 19.552 de Servidumbre Administrativa de Electroducto con el objeto de adaptar sus alcances a la división vertical de la industria eléctrica y de determinar cómo indemnizable su constitución.

Que, en consecuencia, corresponde determinar si la excepcionalidad admitida por el Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 se encuentra alcanzada por la servidumbre de electroducto.

Que si bien el titular de dicha línea no es considerado como transportista por la regulación del Transporte de Energía Eléctrica, la ley admite su construcción sometiéndola a una aprobación expresa de la autoridad administrativa que debe determinar en tal

acto los alcances y condiciones con los que se aprueba tal tendido de línea.

Que tal autorización sería de cumplimiento imposible de no estar comprendido dicha línea dentro del Régimen de "Servidumbre Administrativa de Electroducto, elemento que, por otra parte, es accesorio a la autorización de un tendido de línea por parte de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

Que dicha línea está comprendida dentro del concepto de electroducto definido por la Ley Nº 19.552.

Que, en consecuencia, dados los principios que determinaron que el legislador estableciera la excepcionalidad del Artículo 31 de la Ley Nº 24.065, la condición de electroducto de la línea y el carácter accesorio de su otorgamiento a cada tendido corresponde el dictado de acto de alcance general que determine comprendido dentro de la concesión de uso particular de transporte de energía eléctrica la aprobación del proyecto y planos de la obra a ejecutar en los términos del Artículo 4º de la Ley Nº 19.552.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por la Ley Nº 19.552, por la Reglamentación del Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 y por su condición de Autoridad de Aplicación del Marco Regulatorio Eléctrico.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Determínase que las líneas de transporte que sean autorizadas por la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS en los términos del Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 están alcanzadas por la Servidumbre Administrativa de Electroducto reglada por la Ley Nº 19.552, modificada por el Artículo 83 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 7

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 52/95

BUENOS AIRES, 14 FEB. 1995

VISTO el Expediente Nº 750-000067/95 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la Resolución Ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias, y la Resolución MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Nº 683 del 25 de junio de 1993, y

CONSIDERANDO:

Que las Circulares Nº 4 y 5 modificatorias del Pliego del Concurso Público Internacional para la venta del SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) de las acciones de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE Y ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.) establecen la metodología de facturación de los consumos propios de las instalaciones de la red existente a la fecha de privatización de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.)

Que es necesario precisar la forma en que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) debe facturar del total de los consumos propios de las instalaciones de la red existente, a los usuarios del Sistema de Transporte en Alta Tensión el valor de OCHOCIENTOS MEGAVATIOS-HORA por MES (800 MWh/mes), y a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.) el excedente respecto a dicho valor.

Que es conveniente y oportuno asumir la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de la Resolución MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Nº 683, del 25 de junio de 1993, aprobó las citadas Circulares Nº 4 y 5, y profundizar los procedimientos en aplicación, siendo para ello necesario ajustar la modalidad de pago al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de la energía utilizada como Consumos Propios para Servicios Auxiliares por la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.).

Que es necesario precisar la forma en que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) debe facturar la energía utilizada como Consumos Propios para Servicios Auxiliares por las EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS está facultada para el dictado del presente acto en virtud de los dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Los Consumos Propios de energía eléctrica de las instalaciones de la red existente a la fecha de privatización de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), que miden en el lado de Media Tensión del Transformador de Servicios Auxiliares o en el alimentador de Media Tensión equivalente, serán abonados por los Usuarios y por la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), de acuerdo a lo estipulado en los Artículos 3º y 4º de la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- La facturación de los Consumos Propios de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (TRANSENER S.A.) y de las EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, que se miden en el lado de Media Tensión equivalente, será efectuada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al finalizar cada período estacional semestral, al precio Monómico resultante de la aplicación de la siguiente expresión:

$$Precio = \left(\$PM + \$PPAD * \frac{NHFV}{0,8 \; NH} \right) * K$$

siendo:

$ PM: promedio del precio de la energía en el Mercado, para el período estacional correspondiente.

$PPAD: precio de la potencia puesta a disposición en el Mercado.

NHFV: número mensual de horas fuera de valle en días hábiles.

NH: número mensual de horas

K: coeficiente de distribución

ARTICULO 3º.- Al finalizar cada período estacional semestral, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) debitará de la Cuenta de Apartamientos del Transporte correspondiente a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.) los montos correspondientes a los Consumos Propios de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.) hasta el valor de OCHOCIENTOS MEGAVATIOSHORA por MES (800 MWh/mes), utilizando para valorizarlos la fórmula del Artículo 2º de la presente Resolución con un coeficiente de distribución K de UNO COMA DOS (K = 1,2), y los acreditará al Fondo de Estabilización.

ARTICULO 4º.- La facturación de los Consumos Propios responsabilidad de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (TRANSENER S.A.) y de las EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, se realizará al finalizar cada período estacional semestral asimilando dichos consumos, a los efectos impositivos, al de un agente GENERADOR que compra para abastecer un contrato al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Este consumo será valorizado con la metodología y al precio establecido en el Artículo 2º de la presente Resolución adoptando dentro de la fórmula el coeficiente de distribución K de UNO COMA DOS (K = 1,2).

ARTICULO 5º.- La facturación de consumos de otros agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) conectadas a las Instalaciones de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (TRANSENER S.A.) o de las EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, que se miden en el lado de Media Tensión del Transformador de Servicios Auxiliares o en el alimentador de Media Tensión equivalente, atribuibles a la Función Técnica de Transporte, se realizará al finalizar cada período estacional semestral, valorizando con la metodología y al precio establecido en el Artículo 2º de la presente Resolución, adoptando dentro de la fórmula el coeficiente de distribución K de UNO COMA DOS (K = 1,2).

ARTICULO 6º.- Los consumos de otros agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) conectados a instalaciones de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (TRANSENER S.A.) o de las EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, que se miden en el lado de Media Tensión Transformador de Servicios Auxiliares o en el alimentador de Media Tensión equivalente, no atribuibles a la Función Técnica de Transporte, se facturarán al finalizar cada período estacional semestral valorizado con la metodología y al precio establecido en el Artículo 2º de la presente Resolución adoptando dentro de la fórmula el coeficiente de distribución K igual al DOS (K = 2).

ARTICULO 7º.- La aplicación de la presente metodología para la facturación de los Consumos previstos en los Artículos 3º, 4º, 5º y 6º de la presente Resolución tendrá vigencia retroactiva a partir de la fecha de privatización de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN (TRANSENER S.A.) o de cada una de las EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, según corresponda.

ARTICULO 8º.- Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE),la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.), la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNEA S.A.), la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSPA S.A.), la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A.), y a los integrantes del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL TRANSCOMAHUE, ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DE NEUQUÉN (EPEN) y ENERGÍA RÍO NEGRO SOCIEDAD DEL ESTADO (ERSE).

ARTICULO 9º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 52

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 105/95

BUENOS AIRES, 20 MAR 1995 (BOLETÍN OFICIAL 28.107)

VISTO la Ley Nº24.065 y las Resoluciones EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias,

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 fija entre los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento de electricidad los de alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo, incentivar el abastecimiento y usos eficientes de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas, y alentar la realización de inversiones privadas en producción y transporte de electricidad asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Que la misma ley en su Artículo Nº 36 encomienda a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, fijar las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia que están explícitamente comprometidos a aceptar quienes actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para tener derecho a suministrar o recibir energía eléctrica no pactada libremente entre las partes.

Que las normas referidas rigen las transacciones en el denominado "Mercado Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y se plasmaron en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992.

Que en el marco de los criterios definidos en el antes mencionado Artículo 36 resulta oportuno y necesario perfeccionar y profundizar tales procedimientos en resguardo de la consecución de los objetivos aludidos en el primer Considerando de este acto.

Que en tal sentido corresponde considerar para la sanción del precio de la energía los costos variables de producción adicionales al combustible requeridos para la producción de energía eléctrica con centrales térmicas.

Que expresamente el Artículo 1º del Anexo I del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 reglamenta que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Que en función de ello, con el objeto de minimizar la regulación resguardando a la vez el sistema de costos económicos para las transacciones en el Mercado Spot, cabe permitir en primera instancia al Generador evaluar su costo variable de producción, en tanto se determina la proporción máxima considerada aceptable de los otros costos variables en relación con el precio de referencia del combustible.

Que asimismo admitir la participación del valor del agua en la definición del precio de la energía refleja el costo de producción del sistema valorizando el riesgo de falla lo que a su vez es plenamente compatible con la preservación de condiciones de competencia entre los generadores en el mercado.

Que, por otra parte, a fin de transmitir señales económicas precisas, se procura que el precio de la energía refleje el costo real de abastecer el siguiente megavatio teniendo en cuenta las restricciones vigentes que afectan al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que garantizando el precio de punta refleje el riesgo de faltante de potencia para abastecer los picos de demanda se orientan las inversiones hacia donde son necesarias en el sector.

Que las señales destinadas a estimular la cobertura futura de la energía de base en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deben considerar los cambios tecnológicos a la vez que incentivar la disponibilidad de las máquinas en las horas que no se remunera la potencia.

Que resulta de todo lo anterior que las disposiciones del presente acto en relación con la sanción del precio "spot" de la energía y la remuneración de la potencia a los generadores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) hacen el perfeccionamiento en la aplicación de los criterios contenidos en el Marco Regulatorio Eléctrico para el mejor logro de los objetivos de la política nacional en el sector.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º - Sustitúyese el punto "2.1.1 DATOS ESTACIONALES" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluyen en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 2º - Sustitúyese el punto "2.2. MODELOS DE OPTIMIZACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluyen en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 3º - Sustitúyense los puntos "2.3.1.2. Centrales Hidroeléctricas Optimizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" y "2.3.1.3. Embalses a Optimizar por el Generador" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30

de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto que se incluye en el Anexo I de esta Resolución, de la que forma parte integrante, como puntos "2.3.1.2. Centrales Hidroeléctricas de Capacidad Estacional", "2.3.1.2.1. Datos Estacionales", "2.3.1.2.2. Programación Indicativa", "2.3.1.2.3. Declaración del Valor del Agua" y "2.3.1.3. Centrales Hidroeléctricas de Capacidad Mensual y Semanal".

Art. 4º - Sustitúye el punto "2.4.2. PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS DE NODO" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA"(LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de que forma parte integrante.

Art. 5º - Sustitúyese el punto "2.4.3.1. Oferta en el Mercado" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución que forma parte integrante.

Art. 6º - Sustitúyese el punto "2.4.3.3. Precio de Referencias de la Energía" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que se incluye en el Anexo I de esta Resolución que forma parte integrante, como puntos "2.4.3.3. Precio de Referencia de la Energía", "2.4.3.3.1. Precio Medio en el mercado", "2.4.3.3.2. Sobreprecio Estacional por el Riesgo de Falla" y "2.4.3.3.3. Precios Probables de la Energía por Banda Horaria".

Art. 7º - Sustitúyense los puntos "2.5.2.1. Precio Máximo de la Potencia Puesta a Disposición", "2.5.2.2. Determinación de la Capacidad de Potencia Base en Reserva" y "2.5.2.3. Determinación de la Reserva Fría" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución que forma parte integrante, como puntos

"2.5.2.1. Precio Máximo de la Potencia Puesta a Disposición", "2.5.2.2. Determinación de la Venta de Potencia Base en Reserva" y "2.5.2.3. Determinación de la Reserva Rotante Operativa y Reserva Fría".

Art. 8º - Sustitúyense los puntos "2.5.3.2. Precio de la Potencia Despachada", "2.5.3.3. Precio de la Reserva de Potencia Despachada", "2.5.3.4. Precio por Servicios Asociados a la Potencia" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 9º - Elimínase el punto "2.5.2.4. Sobreprecio por Riesgo de Falla" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE LAS CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA"(LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias.

Art. 10.- Sustitúyese el punto "2.11. REPROGRAMACIÓN TRIMESTRAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante como puntos "2.11. REPROGRAMACIÓN TRIMESTRAL", "2.11.1. DEMANDA", "2.11.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO", "2.11.3. BASE DE DATOS ESTACIONAL", "2.11.4. MODIFICACIÓN DE LOS VALORES DECLARADOS", "2.11.4.1. Costos Variables de Producción", "2.11.4.2. Programación Indicativa y Modificación de los Valores de Agua" y " 2.11.5. PROGRAMACIÓN PROVISORIA Y DEFINITIVA".

Art. 11.- Sustitúyense los puntos "3.1.1. INFORMACIÓN BÁSICA", "3.1.2. MODELOS UTILIZADOS", "3.1.3. DESPACHO SEMANAL", "3.1.3.1. Determinación del Riesgo de Falla y Remuneración Adicional" y "3.1.3.3. Envío de la Programación Semanal" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE LAS CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante como puntos "3.1.1. INFORMACIÓN BÁSICA", "3.1.2. MODELOS UTILIZADOS", "3.1.3. DESPACHO SEMANAL", "3.1.3.1. Prevención de Restricciones a la Demanda" y "3.1.3.3. Envío de la Programación Semanal".

Art. 12.- Sustitúyense los puntos "3.2.2. MODELO UTILIZADO", "3.2.3.1. Despacho de Carga y Determinación del PM", "3.2.3.2. Programas de Cargas y Definición de los Precios Locales" y "3.2.3.3. Despacho de Combustible" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante, como puntos "3.2.2. MODELO UTILIZADO", "3.2.3.1 Despacho de cargas y determinación del Precio del Mercado", "3.2.3.2. Programas de Cargas y Definición de Precios Locales" y "3.2.3.3. Despacho de Combustibles".

Art. 13.- Sustitúyese el punto "3.2.3.9. Envío de la Programación Diaria" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGA Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 14.- Sustitúyese el punto "3.3. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGA Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por

Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 15.- Sustitúyese el punto "3.3.3. REDESPACHO" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 16.- Sustitúyese el punto "3.4.1. DETERMINACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 17.- Sustitúyese el punto "3.5.1. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 18.- Sustitúyense los puntos "3.5.3.1. Potencia Puesta a Disposición" y "3.5.3.2. Remuneración Adicional por Riesgo de Falla" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante, como puntos "3.5.3.1. Potencia Puesta a Disposición" y "3.5.3.2. Potencia Base".

Art. 19.- Sustitúyese el punto "3.7. ARRANQUE Y PARADA DE MAQUINAS" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 20.- Sustitúyese el punto "4.4.2. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 21.- Sustitúyese el punto "4.7.4. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 22.- Sustitúyese el punto "4.8. DETERMINACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LOS APARTAMIENTOS DE UN GENERADOR EN LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por

Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 23.- Sustitúyese el punto "1.1. INFORMACIÓN BÁSICA DE GENERADORES ....."ANEXO I: BASE DE DATOS DEL SISTEMA" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 24.- Sustitúyese el "ANEXO 2: BASE DE DATOS ESTACIONAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo III de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 25.- Sustitúyese el "ANEXO 5: MAQUINAS EXCLUIDAS" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo denominación de "ANEXO 5: CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGÍA Y COSTO OPERATIVO" se incluye en el Anexo IV de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 26.- Sustitúyese el "ANEXO 6: SOBREPRECIO POR RIESGO DE FALLA" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo denominación de "ANEXO 6: SOBREPRECIO ESTACIONAL POR RIESGO DE FALLA" se incluye en el Anexo V de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 27.- Sustitúyese el "ANEXO 7: INFORME ESTACIONAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo idéntica denominación se incluye como A

nexo VI de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 28.- Sustitúyese el "ANEXO 8: INFORME MENSUAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo idéntica denominación se incluye como Anexo VII de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 29.- Sustitúyese el "ANEXO 9: BASE DE DATOS SEMANAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo idéntica denominación se incluye como

Anexo VIII de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 30.- Sustitúyese el "ANEXO 13: VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES Y FLETES" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA

OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo la denominación de "ANEXO 13: VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES Y FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN" se incluye como Anexo IX de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 31.- Sustitúyese el "ANEXO 21: DESPACHO DE GAS" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo la denominación de "ANEXO 21: POTENCIA BASE EN RESERVA" se incluye como Anexo X de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 32.- Sustitúyense los puntos "3. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LA OPERACIÓN", "4. PROGRAMACIÓN MENSUAL", "5.1. oferta hidráulica" y "6. DESPACHO DIARIO" del "ANEXO 22: PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo iguales numeraciones y denominaciones se incluye en el Anexo XI de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 33.- Sustitúyense los puntos "2. máquinas forzadas", "3. definición del valor del agua y costo del agua", "3.1. central hidroeléctrica en área desvinculada", "4.1. definición del precio nodal representativo" y "5.2. precio local" del "ANEXO 26: CALCULO DEL PRECIO LOCAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo iguales numeraciones y denominaciones se incluye en el Anexo XII de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 34.- Aclárase que toda mención de "Grandes Usuarios" contenida en los anexos de la presente resolución debe entenderse referida exclusivamente a los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) salvo donde se indique explícitamente que están comprendidos los Grandes Usuarios Menores (GUME).

Art. 35.- La presente Resolución será de aplicación a las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) desde el período que comienza el 1º de mayo de 1995 inclusive sin perjuicio de lo dispuesto en los dos artículos siguientes.

Art. 36.- Para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) el Porcentaje para el Costo Variable de Producción (% CVP) y el Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) se definen en CERO (0%). Derógase, con vigencia a partir del 1º de noviembre de 1995, el Artículo 11 de la Resolución Nº 163 del 30 de diciembre de 1992.

Art. 37.- Exclusivamente para la Programación Estacional que comienza el 1º de mayo de 1995 será de aplicación lo siguiente:

a) Los Generadores con centrales térmicas deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) a más tardar el 24 de marzo de 1995 su declaración de costo variable de producción. De no suministrar alguna central tal información en término el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) considerará como costo variable de producción los precios de combustibles ya declarados por el Generador.

b) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe enviar a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS la Programación Provisoria a más tardar el 31 de marzo de 1995

Los Generadores Hidráulicos deberán considerar que corresponde también a la Programación Indicativa.

c) Los Generadores Hidráulicos con centrales de capacidad estacional deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su declaración de valores del agua para tales centrales en la oportunidad de presentación de observaciones a la Programación Provisoria.

Art. 38.- La presente Resolución tendrá vigencia a partir de la fecha de su firma.

Art. 39.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)

Art. 40.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos

RESOLUCIÓN S.E. Nº 105

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 106/95

BUENOS AIRES, 20 MARZO 1995

VISTO el Expediente Nº 750-002723/94 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificaciones y complementarias, y

CONSIDERANDO

Que es necesario establecer un Sistema de Comunicaciones para la Operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que brinde los medios físicos de telecomunicaciones necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que se requiere establecer las responsabilidades de los agentes en la implementación del citado sistema de comunicaciones.

Que debido al proceso de transformación del sector es necesario prever un tiempo de adaptación del equipamiento requerido.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en cumplimiento de los dispuesto en el Artículo 6º de la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 ha preparado un proyecto del SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM).

Que es necesario actualizar el Subanexo A del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR) que constituye el Anexo 24: SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD) de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) de la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificaciones y complementarias, para incorporar Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores que han ingresado como Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébanse la norma que regirá para el SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA LA OPERACIÓN DEL MEM (SCOM) cuyo texto integra el Anexo I de la presente Resolución y las "Especificaciones de los Procedimientos de transmisión de datos" que regirán para los enlaces de datos del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR) cuyo texto integra el Subanexo A del Anexo I de la presente Resolución, e incorpóranse a Los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) de la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, como parte integrante del ANEXO Nº 24.

ARTICULO 2º.- Los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el anteproyecto y memoria del sistema de telecomunicaciones, mediante el que cumplirán con los requisitos establecidos en el artículo precedente, dentro de un plazo de TRES (3) meses contados a partir de la fecha de la presente Resolución. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) resolverá sobre las presentaciones efectuadas, aprobándolas o rechazándolas por motivos fundados dentro de un plazo de DOS (2) meses. Una vez instalados los equipos, los agentes entregarán al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la documentación técnica de los mismos y de la instalación realizada.

ARTICULO 3º.- Los plazos para la puesta en marcha de los sistemas de comunicaciones son los siguientes:

Transmisión de datos para el SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR): deben estar disponibles en tiempo y forma para permitir el cumplimiento de los plazos impuestos por la Norma del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR).

Transmisión de datos para el SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC): de acuerdo con las Resoluciones de SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992 (puesta en vigencia del

SMEC), Nº 267 del 15 de septiembre de 1993 (ampliación de plazos del SMEC) y Nº 65 del 30 de marzo de 1994 (disposiciones complementarias del SMEC).

Comunicaciones de voz: a partir del comienzo de su actividad, cada agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) debe disponer de comunicación telefónica, concediéndose un plazo de DOCE (12) mese para cumplir completamente con los requisitos de la presente.

ARTICULO 4º.- Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a ajustar los aspectos no definidos taxativamente en la norma del SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA LA OPERACIÓN DEL MEM (SCOM) en función de las características particulares de cada instalación con el acuerdo del agente correspondiente. De no existir acuerdo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevará a la SECRETARIA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS su decisión con las observaciones del agente, para que en un término de TREINTA (30) días dictamine al respecto.

ARTICULO 5º.- Facúltase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a implementar, mediante órdenes de servicio, los cambios necesarios para soportar nuevos tipos de información que pudieran surgir en el futuro como necesidades de la Operación en Tiempo Real del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 6º.- Los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) responsables del SISTEMA DE COMUNICACIONES PAR LA OPERACIÓN DEL MEM (SCOM) se harán pasibles de las siguientes penalizaciones máximas por el incumplimiento de la disponibilidad de las comunicaciones de voz requerida en el ANEXO I de la presente:

* Generadores: tendrán una penalización máxima equivalente al DOS COMA CINCO (2,5) por ciento de los pagos que recibirán mensualmente por potencia puesta a disposición de las unidades generadoras asociadas, de comercializar toda su potencia en el Mercado Spot.

* Transportistas en Alta Tensión y por Distribución Troncal: tendrán una penalización máxima equivalente al CINCO (5) por ciento de los cargos fijos del equipamiento asociado.

* Distribuidores con función técnica de transporte de energía eléctrica: igual penalización que las de un Transportista por Distribución Troncal.

ARTICULO 7º.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será encargado de la determinación de las sanciones que, hasta los valores máximos establecidos en el artículo anterior, corresponderá aplicar en cada caso de incumplimiento de la disponibilidad de comunicaciones de voz requerida en el ANEXO I de la presente.

ARTICULO 8º.- Hasta el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por esta Resolución, los agentes no podrán degradar los servicios de telecomunicaciones existentes, que se prestan mediante el equipamiento disponible actualmente.

ARTICULO 9º.- Las empresas u organismos responsables por la parte argentina, de un Ente o Interconexión Binacionales, tendrán las mismas obligaciones que los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con respecto al cumplimiento de la presente Resolución.

ARTICULO 10.- Las inversiones para la instrumentación de los sistemas requeridos por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para dar cumplimiento a las obligaciones que le asigna la presente Resolución, no se imputarán a su presupuesto ordinario, y por lo tanto no estarán sujetas al límite establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 178 del 24 de junio de 1994. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá presentar aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS el correspondiente presupuesto, con su plan de inversiones asociado. La metodología de distribución y pago por parte de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), de los montos derivados de esta inversión, será la misma aplicable al reembolso de gastos y/o inversiones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los agentes que se incorporan al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad a la puesta en marcha del SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA LA OPERACIÓN DEL MEM (SCOM) y del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SORT), se harán cargo de las inversiones adicionales que fueran necesarias.

ARTICULO 11.- Actualízase el Subanexo A del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR) que constituye el Anexo 24: SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SOD) de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de los Precios"(LOS PROCEDIMIENTOS) de la EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que como Anexo II forma parte de la presente Resolución.

ARTICULO 12.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 106/95

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 123/95

BUENOS AIRES 24 DE MARZO DE 1995

VISTO la Ley Nº 24.065 y las Resoluciones Ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992, SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de Mayo de 1994 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 334 del 1º de Noviembre de 1994,y

CONSIDERANDO:

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de Mayo de 1994 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 334 del 1º de Noviembre de 1994, aconseja perfeccionar los procedimientos en aplicación.

Que es necesario especificar más detalladamente la metodología de cálculo aplicada a las facturaciones y liquidaciones asociadas a los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y a los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35,36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el punto 3.1. "PRECIO DE LA POTENCIA", el punto 3.2. "PRECIO DE LA ENERGÍA PARA CADA BANDA HORARIA" y el punto 8 "CÁLCULOS Y FACTURACIÓN" del Anexo 27 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Preciso" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución Ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992 y modificados por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de mayo de 1994, por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- Autorízase a participar en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a aquellos PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) no Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sólo en lo que a esa función se refiere.

ARTICULO 3º.- Los montos facturados a los generadores con contratos con GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs), según el punto 6.6. del Anexo 29 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución Ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº61 del 29 de abril de 1992 y modificados por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de mayo de 1994, cuyos PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) pero no son Distribuidores ó no son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberán ser acreditados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a dichos Prestadores.

ARTICULO 4º.- La liquidación de Ventas a realizar por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHA (OED), a los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN DEL DESPACHO (OED), a los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) que sirven a GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) y que son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) pero no son Distribuidores ó no son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la correspondiente factura a los Generadores contratantes por la energía eléctrica asociada al consumo de tales GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), serán efectuadas, en cada caso, tomando como base los precios estacionales de la energía y potencia que corresponderían al nodo equivalente del PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) a través del cual el GRAN USUARIO MENOR (GUME) está conectado al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

ARTICULO 5º.- Para el cálculo del cargo del impuesto correspondiente al FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, por la compra de energía realizada por los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) que son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) pero no son Distribuidores ó no son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se utilizará, de ser positiva, la magnitud física que surge de descontar a su energía

consumida en el mercado Spot, la energía de ese mes asignada a los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) a los que les presta servicio.

ARTICULO 6º.- El precio de la potencia y energía utilizar para el cálculo del peaje, establecido en el punto 3 del Anexo 27 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución Ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 de 29 de abril de 1992 y modificados por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 de 31 de mayo de 1994, prestado a los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) por PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) que son Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) pero no son Distribuidores ó no son agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se calcularán, en cada caso, tomando coma base el precio de la energía y potencia que correspondería al nodo equivalente del PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) a través del cual el GRAN USUARIO MENOR (GUME) está conectado al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

ARTICULO 7º.- Si los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) no fueran Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se les acreditará, adicionalmente a lo indicado en el Artículo 3º, un monto igual al cargo del impuesto correspondiente al FONDO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FNE) por la compra de energía de los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) que son atendidos por estos Prestadores.

ARTICULO 8º.- Los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), hasta tanto formalicen los contratos correspondientes en el Mercado a Término, comprarán toda su demanda de energía y potencia a los precios estacionales definidos en el Artículo 4º del presente acto, realizándoles el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la facturación correspondiente. Además el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) les facturará el valor establecido para remunerar el Servicio Técnico y Administrativo de los Contratos ($SERV).

ARTICULO 9º.- La operatoria por la presente Resolución se aplicará para las transacciones comprendidas en su ámbito de aplicación ejecutadas a partir del 1º de Febrero de 1995.

ARTICULO 10º.- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 11º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 123/95

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 151/95

BUENOS AIRES, 17 DE ABRIL DE 1995

VISTO la Ley Nº24.065 y las Resoluciones EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 en su Artículo 36 encomienda a esta Secretaría fijar las normas de despacho económico paras las transacciones de energía y potencia que están explícitamente comprometidos a aceptar quienes actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para tener derecho a suministrar o recibir energía eléctrica no pactada libremente entre las partes.

Que las normas referidas rigen las transacciones en el denominado "Mercado Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y se plasmaron en "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992.

Que en tal sentido corresponde definir y ajustar conceptos relacionados con la sanción del precio de la energía considerando los costos variables de producción adicionales al combustible requeridos para la producción de energía eléctrica por las centrales térmicas.

Que es necesario precisar las acciones a observar cuando se produce un apartamiento de un generador en sus contratos de abastecimiento.

Que es necesario precisar conceptos vertidos en la normativa vigente relacionados con el despacho de centrales hidráulicas encadenadas.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º - Sustitúyese el punto "4.8 DETERMINACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LOS APARTAMIENTOS DE UN GENERADOR EN LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN. EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I Integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 2º - Sustitúyense los puntos "2 COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA" y "6.2 DECLARACIÓN DEL SOBRECOSTO DE PRODUCCIÓN DE UNA MAQUINA DE BASE TURBOVAPOR OPERANDO EN PUNTA" del "ANEXO 13: VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES Y FLETES" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGA Y EL CALCULO DE PRECIOS"(LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que bajo la denominación de "2. COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA" y "6.2 DECLARACIÓN DEL SOBRECOSTO PRODUCCIÓN DE UNA MAQUINA DE BASE TURBOVAPOR OPERANDO EN PUNTA" del "ANEXO 13: VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN" se incluye como Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Art. 3º - Sustitúyese el punto "2. DESPACHO DE CENTRALES HIDRÁULICAS ENCADENADAS" del "ANEXO 22: PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS "(LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias,

por el texto que bajo iguales numeraciones y denominaciones se incluye en el Anexo III esta Resolución de que forma parte integrante.

Art. 4º - La presente Resolución tendrá vigencia a partir de la fecha de su firma.

Art. 5º - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Art. 6º - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese - Carlos M. Bastos.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 151/95

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 245/95

BUENOS AIRES, 1 DE JUNIO DE 1995

VISTO el Expediente Nº 750-001062/95 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que conforme los términos del Capítulo 5 "FACTURACIÓN, COBRANZA Y LIQUIDACIÓN" del Anexo I de la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, los ingresos por transacciones económicas en el Mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) son distribuidos entre los acreedores conforme un criterio de proporcionalidad.

Que sin perjuicio de la gestión que compete al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como administrador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de lograr el pago íntegro y en término por parte de los agentes deudores, ya desde el dictado de la resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 176 del 31 de agosto de 1992, se entendió necesario prever la posibilidad de pagos parciales sobre las facturaciones mensuales y su incidencia en atención de los créditos.

Que a su vez, por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 184 del 26 de abril de 1995 se dispuso dejar sin efecto, desde el 1º de junio del corriente año la prioridad de pago a los Generadores Independientes del Estado Nacional, que había sido prorrogada con carácter transitorio por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 100 del 6 de noviembre de 1992.

Que, en virtud de ello, resulta conveniente precisar los aspectos operativos vinculados a la aplicación del aludido criterio de proporcionalidad en función de pautas razonables de administración.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el punto 5.6. "LIQUIDACIÓN A LOS ACREEDORES" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y complementarias, por el texto que como Anexo I forma parte integrante del presente acto.

ARTICULO 2º.- Déjase sin efecto la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 176 del 31 de agosto de 1992 manteniédose la derogación de los Artículos 2º y 3º de la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 120 del 4 de julio de 1992.

ARTICULO 3º.- El presente acto tendrá vigencia desde la fecha de su dictado.

ARTICULO 4º.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 245

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 250/95

BUENOS AIRES, 18 DE JULIO DE 1995

VISTO el Expediente Nº 750-000931/95 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la experiencia recogida desde la fecha de vigencia de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 322 del 20 de octubre de 1.993 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 160 del 31 de mayo de 1.994, aconseja perfeccionar los procedimientos en aplicación.

Que el Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 fija entre los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento de electricidad los de alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo, incentivar el abastecimiento y uso eficientes de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas, y alentar la realización de inversiones privadas en producción y transporte de electricidad asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Que en el marco de los criterios definidos en el antes mencionado Artículo 2º resulta conveniente autorizar la realización a los AUTOGENERADORES de Contratos a Término de compra de energía y potencia, sujeta a determinadas restricciones.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el punto “2.5.3.2 PRECIO DE LA POTENCIA DESPACHADA” de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º.- Sustitúyese el punto “3.4.1. DETERMINACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS” de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 3º.- Sustitúyense los puntos “4.- MERCADO A TERMINO”, “4.1. PARTICIPANTES EN LOS CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO”, “4.2. VINCULACIÓN CON EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)”, “4.3. SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)”, “4.5.3. MÁXIMA DEMANDA CONTRATABLE”, “4.5.4. MÁXIMA GENERACIÓN CONTRATABLE”, de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 4º.- Sustitúyense los puntos “5. CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y “11. PERDIDA DEL RECONOCIMIENTO COMO AUTOGENERADOR” del “Anexo 12: AUTOGENERADORES Y COGENERADORES” de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución EX-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1.992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo III de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 5º.- La presente Resolución tendrá vigencia a partir de la fecha de su firma.

ARTICULO 6º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 7º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 250

RESOLUCION SECRETARÍA DE ENERGÍA 258/95

BUENOS AIRES, 26 DE JUNIO DE 1995

VISTO el Expediente Nº 750-000932/95 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario prever la formación automática de islas eléctricas equilibradas, en potencia activa y reactiva, ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva para garantizar la continuidad del Sistema Eléctrico.

Que ante la probabilidad de ocurrencia de un colapso total o parcial en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) se requiere generadores que cuenten con instalaciones de arranque en negro.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Defínese como isla eléctrica al área del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) cuyos nodos permanecen conectados entre sí, pero desconectados del resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) luego de contingencias graves.

ARTICULO 2º.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que realice, por si o por terceros, las actividades necesarias para:

a) Identificar, mediante el análisis de cada una de las Regiones Eléctricas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva y definir los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello.

b) Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.

c) Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) para poder habilitar o deshabilitar aperturas de interruptores en forma automática, adecuando la conformación de las islas eléctricas a las variaciones de demanda y generación que se produzcan.

d) Estimar los costos de inversión, montaje y puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas identificadas.

e) Identificar los generadores que podrían contar con las instalaciones de arranque en negro requeridas por el sistema eléctrico, analizar la factibilidad técnica y económica de su implementación, y estimar los costos de inversión y de operación y mantenimiento asociados.

f) Decidir en qué generadores se incorporarán las instalaciones de arranque en negro requeridas para optimizar el funcionamiento del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

g) Elaborara los anteproyectos de las instalaciones que se requieran para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro.

h) Aprobar los pliegos licitatorios en los aspectos técnicos, costos y plazos establecidos para la realización del proyecto, y adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y de las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro.

i) Controlar el cumplimiento de los plazos establecidos para los trabajos referidos en el punto anterior.

j) Evaluar y aprobar los costos presupuestados por cada GENERADOR para la realización de la operación y el mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro.

k) Aprobar y habilitar las instalaciones para la formación de islas eléctricas y el arranque en negro.

l) Ejecutar todas las tareas adicionales necesarias para concretar la efectivización de la conformación de las islas eléctricas identificadas y la instalación de los equipamientos de arranque en negro para el funcionamiento óptimo del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

ARTICULO 3º.- El proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro, deberán ser ejecutados por cada GENERADOR y por cada PRESTADOR DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT) en cuyas instalaciones deben ser los mismos montados, con la única solicitud y bajo el control de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), realizando a tal efecto un proceso licitatorio para las provisiones requeridas.

ARTICULO 4º.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que realice, por si o por terceros, las actividades necesarias para que ejecute el proyecto, y/o la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro, en caso en que el GENERADOR o el PRESTADOR DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT) en cuyas instalaciones deban ser montados los mismos no lo realice. Dichas tareas serán efectuadas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) con cargo y bajo la responsabilidad del GENERADOR o el PRESTADOR DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT), considerando la inacción del mismo como un mandato de ejecución.

ARTICULO 5º.- La SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Instruirá a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que abone a cada GENERADOR y a cada PRESTADOR DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT) los gastos incurridos para cumplir lo indicado en el artículo 3º y los costos reconocidos a cada GENERADOR por la realización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro. La operación y mantenimiento de los equipamientos instalados para la formación de islas eléctricas estarán a cargo del GENERADOR o del PRESTADOR DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT) en cuyas instalaciones estén montados.

ARTICULO 6º.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que asigne los costos, incurridos para cumplir con lo indicado en los Artículos 2º y 3º y los costos reconocidos a cada GENERADOR por la realización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro, al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

ARTICULO 7º.- Aquellas máquinas que fallen al serles requerido el arranque en negro, recibirán una penalización, por cada falla, equivalente al valor del costo anual reconocido por operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro correspondientes. Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que asigne estas penalizaciones, como un débito, al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

ARTICULO 8º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 7º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. Nº 258

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES 78/95

BUENOS AIRES, 12 de Setiembre de 1995.

VISTO el Expediente Nº 750-001475/95 del Registro de la ex - SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 84 de la Ley Nº 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que el logro de los objetivos de la política federal en materia de energía eléctrica vinculados al correcto funcionamiento del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) con el menor costo posible para la comunidad requiere agilizar los procedimientos que impidan la acumulación de deudas vencidas e impagas.

Que en orden a lo precedente un medio importante es proporcionado por el Artículo 84 de la Ley Nº24.065 en cuanto establece la aplicación del procedimiento ejecutivo para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización mayorista de energía eléctrica.

Que para dar operatividad a dicha norma es necesario determinar de los requisitos que debe reunir el correspondiente título de deuda.

Que, por otra parte, corresponde desalentar que la morosidad en los pagos de las transacciones efectuadas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) sea utilizada como una vía de financiamiento contra las previsiones de la ley y a costa del sector eléctrico.

Que para ello puede recurrirse a la aplicación de un recargo directo sobre el monto de las deudas en mora, adiciona al interés compensatorio previsto en el punto 5.5. “COBRANZA A LOS DEUDORES” del Anexo I de la Resolución ex- SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº61 del 29 de abril de 1992.

Que ha tomado intervención el órgano jurídico permanente del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS expidiéndose favorablemente.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de los dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº432 del 25 de agosto de 1982 y el Artículo 84 del Decreto Nº1.398 del 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. - El duplicado de las facturas correspondientes a las transacciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) emitidas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), serán título hábil para la aplicación del procedimiento ejecutivo en los términos de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 84 de la Ley Nº 24.065 cuando contengan en su anverso la certificación de estar vencidas en impagas. La certificación se hará mediante firma - de autenticidad acreditada por escribano público - de DOS (2) o más mandatarios conjuntamente, con poder especial al efecto de la mencionada empresa, a continuación de las siguiente leyenda:

“Esta factura está impaga a la fecha de la presente certificación la que se expide a los efectos de lo dispuesto en el Artículo 84 de la Ley Nº24.065. El plazo para el pago venció el día (indicación del vencimiento)”. Fecha. Firma.

ARTÍCULO 2º.- Sustitúyese el punto 5.5. “COBRANZA A LOS DEUDORES” de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)” (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 3.- El presente acto tendrá vigencia desde el día inmediato posterior al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 4º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y C. Nº 78/95

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES 337/95

BUENOS ARIES, 7 de diciembre de 1995.

VISTO el Expediente Nº 750-002920/95 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y lo dispuesto en los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elabora mensualmente el “Documento de Transacciones Económicas” (DTE) con toda la información que sirve de base para facturar y con todos los resultados obtenidos por la aplicación de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, conforme lo establecido en el punto 5.2.3. de tal norma.

Que, es conveniente establecer reglas mínimas que den sistematicidad al procedimiento a seguir cuando los Agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) presenten, ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) observaciones a la información contenida en el referido documento.

Que en tal sentido ha peticionado asimismo la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) mediante nota obrante a fojas 1 del expediente citado en el VISTO de esta resolución.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Incorpórase a continuación del punto 5.2.3. “Documento de Transacciones Económicas” de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, el punto 5.2.4. “Observaciones de los Agentes al Documento de Transacciones Económicas” cuyo texto consta en el Anexo I de este acto del que forma parte integrante.

ARTÍCULO 2º.- Los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que, con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia del presente acto, hubieren presentado ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) observaciones sobre cuestiones de interpretación en la aplicación de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias sin obtener respuesta, podrán por única vez reiterar tales observaciones, acompañadas de todos los antecedentes, ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA de la SECRETARIA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, dentro de los DIEZ (10) días corridos contados desde la entrada en vigencia de este acto.

Lo dispuesto en el presente artículo es al solo efecto de que puedan obtener un pronunciamiento de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS aquellos agentes que,. en los plazos que estaban establecidos en los procedimientos referidos en el párrafo precedente, formularon observaciones de la naturaleza indicada. Será rechazada sin más trámite la reiteración de una observación cuya presentación previa ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no se haya efectuado en tiempo oportuno.

ARTÍCULO 3º.- La presente resolución comenzará a regir desde el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 4º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y C. Nº337/95

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 19/95

BUENOS AIRES, 28 de Diciembre de 1995

VISTO el Expediente 750-003417/95 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994 establece las responsabilidades de los agentes en la implementación del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR).

Que la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 20 de marzo de 1995 establece las responsabilidades de los agentes en la implementación del SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA LA OPERACIÓN DEL MEM (SCOM) para brindar los medios físicos de telecomunicaciones necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en el tiempo real del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y actualiza el Subanexo A del SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SOTR) de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994.

Que la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 20 de marzo de 1995 fue publicada en el Boletín Oficial el 24 de marzo de 1995.

Que es necesario unificar los plazos de vigencia de ambas Resoluciones.

Que ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 10 de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994 ha presentado a aprobación de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS el correspondiente presupuesto, con su plan de inversiones asociado.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Fíjase el 24 de marzo de 1995 como fecha de inicio de los plazos establecidos en los Artículos 2º y 3º de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994.

ARTICULO 2º.- Apruébase el presupuesto y el plan de inversiones asociado presentado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para dar cumplimiento a las obligaciones que le asigna la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994.

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E.T. y C. Nº 19/95

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 26/95

BUENOS AIRES, 28 de Diciembre de 1995

VISTO el Expediente 750-003548/95 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que de lo dispuesto en el Artículo 36 del Marco Regulatorio Eléctrico surge que corresponde a esta Secretaría regular los procedimientos para el cálculo de precios en el Mercado Spot sobre la base del costo económico del sistema.

Que la existencia de pérdidas en la red eléctrica afecta las transacciones de energía y potencia en el MEM.

Que si bien las pérdidas de energía por potencia activa son tenidas en cuenta en el cargo variable por energía eléctrica transportada a través de los factores de nodo, no sucede lo mismo con las pérdidas de energía por potencia reactiva y las pérdidas no variables de Transporte.

Que las pérdidas no pagadas son tomadas actualmente por el fondo respectivo, Fondo de Estabilización para la energía y Fondo de Apartamiento de la Potencia para la potencia, que absorben las diferencias entre los montos a cobrar y los montos a pagar.

Que los fondos se ven afectados negativamente por motivos ajenos al cálculo en sí mismo del Precio Estacional de la Energía y de la Potencia.

Que la reducción en el Fondo de Estabilización incrementa el Precio Estacional de la Energía y como consecuencia las tarifas de usuarios finales que compran a nivel minorista.

Que la reducción en el Fondo de Apartamiento de la Potencia incrementa el Precio Estacional de Servicios Asociados a la Potencia, y como consecuencia las tarifas de usuarios finales que compran a nivel minorista, principalmente las tarifas minorista de grandes consumidores.

Que para garantizar que el precio mayorista que se transfiere al usuario refleje el costo de abastecer, medido a través del precio de la energía y de la potencia que resulta de la oferta y la demanda en el Mercado, es necesario que los contratos de abastecimiento de Distribuidores se pacten por un porcentaje de su demanda, o sea se distribuya su compra dentro y fuera del Precio Estacional proporcionalmente igual en todas las horas.

Que el precio de punta debe reflejar adecuadamente el real gasto incurrido por el Generador por ser despachado en tal banda horaria.

Que el generador puede evaluar los costos a adicionar al sobrecosto de referencia de punta en cada una de sus máquinas turbovapor.

Que cabe precisar la forma en que deben declararse los datos.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1.982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el punto 2.4.5. "Fondo de Estabilización" del Capítulo 2 .- "PRECIOS ESTACIONALES" de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º.- Agrégase el punto 2.4.7. "CARGO POR ENERGÍA ADICIONAL" al Capítulo 2 .- "PRECIOS ESTACIONALES" de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que se incluye en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 3º.- Sustitúyense los puntos 2.5.3.2. "PRECIO DE LA POTENCIA DESPACHADA", 2.5.3.3. "PRECIO DE LA RESERVA DE POTENCIA", 2.5.3.4. "PRECIO POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA" y 2.5.3.6. "FONDO DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA" del Capítulo 2 .- "PRECIOS ESTACIONALES" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo III de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el punto 2.13.2. "PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES del Capítulo 2 .- "PRECIOS ESTACIONALES" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo IV de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 5º.- Sustitúyese los puntos 4.4.2. "CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO" y 4.4.2.1. "Curva de Carga Representativa" del Capítulo 4 "MERCADO A TERMINO" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo V de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 6º.- Sustitúyese el punto 4.9. "DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO" del Capítulo 4 "MERCADO A TERMINO" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo VI de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 7º.- Sustitúyese el ANEXO 2: "BASE DE DATOS ESTACIONAL" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo VII de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 8º.- Sustitúyese el punto 6.2. "DECLARACIÓN DEL SOBRECOSTO DE PRODUCCIÓN DE UNA MAQUINA DE BASE TURBOVAPOR OPERANDO DE PUNTA" del ANEXO 13: "VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución EX SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto que con igual numeración y denominación se incluye en el Anexo VIII de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 9º.- Lo dispuesto en los Artículos precedentes del presente acto será de aplicación a partir de la Programación Estacional que comienza el 1º de febrero de 1.996.

ARTICULO 10.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 11.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E.T. y C. Nº 26/95

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 29/95

BUENOS AIRES, 29 de Diciembre de 1995

VISTO el Expediente 750-002203/95 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el adecuado funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) constituye el instrumento fundamental establecido por el Marco Regulatorio Eléctrico para el logro de los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad.

Que atendiendo a ello resulta necesario resguardar el cumplimiento de los pagos adeudados por transacciones en dicho mercado.

Que con tal fin el Artículo 84 de la Ley Nº 24.065 dispone que la falta de pago del precio de venta de la energía eléctrica en bloque puede dar lugar a la interrupción del suministro e incluso a la desconexión.

Que en su oportunidad, mediante Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada en lo pertinente por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 53 del 8 de octubre de 1992, se estableció la secuencia de actos a cumplir por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para hacer efectivas las interrupciones de suministro por incumplimiento en los pagos.

Que a la fecha resulta conveniente adecuar tales procedimientos diferenciando los supuestos de incumplimiento en el pago por los Distribuidores de los correspondientes a los otros agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que un mecanismo progresivo y de amplia publicidad es razonable y justificado para minimizar las consecuencias sociales y económicas que, respecto de la comunidad en su conjunto, importa la interrupción del suministro de energía eléctrica originado en incumplimientos de un prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Que en cambio, ante el incumplimiento de los pagos debidos por los otros agentes en el Mercado Spot, la postergación de la interrupción del suministro incrementa el riesgo de acumulación de deudas e incobrabilidad en perjuicio del normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sin que ello esté justificado por razones de interés general superior.

Que se desprende también del precitado Artículo 84 de la Ley Nº 24.065 la posibilidad de utilizar el procedimiento ejecutivo para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización de energía eléctrica en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que resulta conveniente dar operatividad a tal disposición mediante la determinación de los requisitos del correspondiente título de deuda.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Artículo 84 del Decreto Nº 1.398 del 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) efectivizará la interrupción del suministro de energía eléctrica al deudor moroso comprador en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) conforme lo siguiente:

a)Para Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o Grandes Usuarios de dicho mercado que bajo la forma de entidades cooperativas presten el servicio público de electricidad, transcurridos QUINCE (15) días de mora, procederá conforme el siguiente diagrama de cortes:

1. Cortes programados de UNA (1) hora cada CUARENTA Y OCHO (48) horas a partir del día VEINTE (20) de la mora,

2. Cortes programados de DOS (2) horas cada VEINTICUATRO (24) horas a partir del día VEINTICUATRO (24) de la mora,

3. Cortes programados de TRES (3) horas cada VEINTICUATRO (24) horas a partir del día VEINTIOCHO (28) de la mora,

4. Interrupción total del suministro y desconexión a partir del día TREINTA Y UNO (31) de la mora.

El programa de cortes y las causas de su implementación serán ampliamente difundidos desde los TRES (3) días previos a su efectivización. Los gastos que esto ocasionare serán a cargo del deudor moroso. La difusión se realizará cuanto menos mediante publicación en DOS (2) diarios de circulación general en el área de prestación de servicios.

Los deudores morosos comprendidos en el presente inciso deberán, bajo su exclusiva responsabilidad, adoptar las medidas de prevención necesarias para la cobertura de los servicios esenciales con fuentes alternativas de abastecimiento cuando se interrumpa parcial o totalmente su aprovisionamiento desde el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo reglado en este artículo.

La afectación producida a otros agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por la interrupción del suministro al deudor moroso, dará lugar a la aplicación de lo dispuesto en los regímenes de calidad de servicio establecidos, en los Anexos 27 y 28, según el caso, de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias. Independientemente de lo anterior, tales agentes pueden, bajo el régimen común de responsabilidad civil, reclamar al deudor moroso que dio causa a la interrupción del suministro, las indemnizaciones por daños y perjuicios que correspondan.

b)Para los Grandes Usuarios no comprendidos en el inciso a) precedente y Autogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se cumplirá la desconexión total el día VEINTE (20) de la mora.

ARTICULO 2º.- En los casos en que un Generador o Cogenerador con contratos de venta en el mercado a Término compre en el Mercado Spot los faltantes para abastecer dichos contratos e incurra en mora, el día DIECISÉIS (16) de la mora el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) procederá de la siguiente manera:

a)Considerará sin efecto en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) todos los contratos del Generador o Cogenerador moroso y venderá a sus cocontratantes, Distribuidores, Autogeneradores o Grandes Usuarios, al precio estacional o al precio spot respectivamente, la energía comprometida en dichos contratos.

b)Despachará al Generador o Cogenerador en cuestión de acuerdo a las normas vigentes considerando sus ventas como efectuadas en el Mercado Spot y aplicando los créditos resultantes al cubrimiento de la deuda en mora hasta su cancelación total.

ARTICULO 3º.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que deban ejecutar las maniobras necesarias para llevar a cabo la interrupción del suministro de energía eléctrica por falta de pago, en los términos del Artículo 1º del presente acto, no serán responsables de las consecuencias mediatas, inmediatas y puramente casuales que se ocasionen como consecuencia de tal interrupción, siendo de ellas responsable exclusivo el deudor cuya mora ocasiona la interrupción.

ARTICULO 4º.- El agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que no ejecutare las maniobras necesarias para la interrupción del suministro de energía eléctrica dispuesta por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en los términos del Artículo 1º del presente acto, desde el momento en que incumpla la ejecución de las maniobras requeridas responderá por los perjuicios que ocasiona al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) el deudor moroso de la siguiente forma:

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deducirá una suma equivalente al total de la deuda en mora de los importes que, por sus créditos por cualquier concepto, corresponda pagar a quién no hubiera ejecutado las maniobras instruidas. Tal suma se aplicará a la cancelación de la deuda del moroso. De no existir créditos, o ser insuficientes los que existieren, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) imputará la deuda en mora al desobediente a todos sus efectos, aplicando prioritariamente a la cancelación de tal deuda los futuros pagos a realizar por el agente y/o créditos que por cualquier concepto correspondan a éste.

El agente cuyos créditos se afecten a la cancelación de la deuda en mora por aplicación del presente artículo, quedará subrogado en los derechos que contra el deudor moroso tengan sus acreedores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en la proporción en que éstos hubieren sido satisfechos.

ARTICULO 5º.- El Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o el Gran Usuario de dicho mercado que bajo la forma de entidad cooperativa preste el servicio público de electricidad, que no pague las facturas emitidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) correspondientes a las

transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), perderá su condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) transcurridos TREINTA Y UN (31) días de mora en el pago.

A tales efectos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá, al cumplirse QUINCE (15) días de mora en los pagos, informar la situación a la SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS por medio fehaciente, notificar de igual forma al deudor moroso y demás agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 6º.- El Gran Usuario no comprendido en el artículo precedente o el Autogenerador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que no pague las facturas emitidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) correspondientes a las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), perderá su condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) transcurridos VEINTE (20) días de mora en el pago.

A tales efectos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá, al cumplirse DOCE (12) días de mora en los pagos, informar la situación a la SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS por medio fehaciente y notificar de igual forma al deudor moroso y demás agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 7º.- El Generador o Cogenerador con contratos de venta en el Mercado a Término moroso por no pagar la deuda producto de la compra de faltantes para abastecer dichos contratos quedará inhabilitado para realizar nuevos contratos en el Mercado a Término transcurridos DIECISÉIS (16) días de mora en el pago.

A tales efectos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá, al cumplirse DOCE (12) días de mora en los pagos, informar la situación a la SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS por medio fehaciente y notificar de igual forma al deudor moroso y demás agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 8º.- El duplicado de las facturas emitidas por los Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores correspondientes a transacciones de energía eléctrica mediante contratos en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), serán título hábil para la aplicación del procedimiento ejecutivo en los términos de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 84 de la Ley Nº 24.065, cuando los volúmenes físicos y monetarios de la facturación realizada sean coincidentes con los resultados imputados al contrato en el correspondiente Documento de Transacciones Económicas (DTE) de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y contengan en su anverso la certificación de estar vencidas e impagas.

La certificación se hará mediante:

a) la firma de mandatario con poder especial al efecto de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a continuación de la siguiente leyenda:

“Los volúmenes físicos y monetarios de la presente factura son coincidentes con los resultados imputados al contrato entre (denominación de las partes en el contrato) en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) correspondiente al mes de (identificación del mes) de (identificación del año).” Firma.

b) la firma de mandatario con poder especial al efecto de la empresa vendedora, a continuación de la siguiente leyenda:

"Esta factura está impaga a la fecha de la presente certificación la que se expide a los efectos de lo dispuesto en el Artículo 84 de la Ley Nº 24.065. El plazo para el pago venció el día (indicación del día de vencimiento)". Fecha. Firma.

Para que la certificación sea válida requerirá conjuntamente las DOS (2) firmas indicadas en los incisos a) y b) precedentes y tanto tales firmas como el carácter invocado por los firmantes deberán ser de autenticidad acreditada por escribano público.

ARTICULO 9º.- La rescisión unilateral o por acuerdo de partes de un contrato de suministro de energía eléctrica en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sólo podrá pactarse o disponerse para hacerse efectiva a partir de la terminación de un Período Trimestral, salvo lo dispuesto en el Artículo 11 de este acto.

Tal acuerdo o decisión unilateral deberá notificarse, acompañado de la documentación que lo acredite, al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con SESENTA (60) días de anticipación a la fecha en

que se hará efectiva la rescisión para que ello pueda ser contemplado en la Programación Estacional y/o Trimestral del siguiente período. En el caso de tratarse de un Gran Usuario Menor (GUME) la notificación deberá hacerla con QUINCE (15) días de anticipación a la fecha en que se hará efectiva la rescisión.

ARTICULO 10.- El Gran Usuario Mayor (GUMA) o el Gran Usuario Menor (GUME) que rescinda un contrato unilateralmente o por acuerdo de partes, en la misma oportunidad indicada en el segundo párrafo del Artículo precedente, deberá acreditar ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que continúa cumpliendo los requisitos exigidos para mantener su condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en caso contrario de no acreditarlo en la oportunidad antes indicada perderá dicha condición al finalizar el correspondiente período trimestral, salvo que resultare de aplicación el Artículo 13 de este acto. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar la situación a la SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS por medio fehaciente y notificar de igual forma al ex-Agente y demás agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 11.- La rescisión unilateral de los contratos en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) podrá hacerse efectiva dentro del período trimestral exclusivamente en los siguientes casos:

a) cuando teniendo por causa la falta de pago por los compradores o la quiebra de éstos, el contrato contuviere la cláusula especial que, en los términos del artículo siguiente de este acto, habilita al Generador a solicitar el corte de suministro bajo su responsabilidad y tal corte hubiere sido solicitado. En este caso la rescisión se tendrá por operada desde la efectivización del corte.

b) cuando tenga por causa la falta de cumplimiento de las obligaciones asumidas por los Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores o quiebra de éstos. En su caso será de aplicación lo dispuesto en el Artículo 13 de este acto.

ARTICULO 12.- La interrupción del suministro por falta de pago de las obligaciones asumidas mediante un contrato en el Mercado a Término solo será ejecutada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cuando en el correspondiente contrato las partes hubieren acordado expresamente que:

a) ante el incumplimiento del pago debido por los compradores, el Generador, bajo su exclusiva responsabilidad, podrá solicitar aquella medida al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), informando simultáneamente de ello al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y

b) los cocontratantes del Generador renuncian a cualquier reclamo contra el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) o contra los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), ajenos al contrato, involucrados en la ejecución de las maniobras de corte solicitadas por éste.

En su caso, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) efectuará la interrupción solicitada conforme lo dispuesto por la presente resolución.

ARTICULO 13.- El Gran Usuario Mayor (GUMA) que no cubra con contratos en el Mercado a Término el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista por haber quedado sin efecto el contrato como consecuencia de los supuestos previstos en el Artículo 11 inciso b) de este acto o por pérdida de la condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) del Generador, deberá, dentro de los TREINTA (30) días inmediatos posteriores a la fecha de caducidad del contrato aludido, presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un nuevo contrato para cumplir los requisitos que le permitan seguir siendo agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

El nuevo contrato comenzará a regir desde el primer período estacional o trimestral para el cual sea habilitado en función de la fecha en que se lo presentó. Hasta tanto entre en vigencia el nuevo contrato ya presentado se considerará al Gran Usuario Mayor (GUMA) comprando la demanda no contratada en el Mercado Spot.

El Gran Usuario Menor (GUME) que no cubra con contratos en el Mercado a Término la totalidad de su demanda por haber quedado sin efecto un contrato como consecuencia de los supuestos previstos en el Artículo 11 inciso b) de este acto o por pérdida de la condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) del Generador, deberá, dentro de los DIEZ (10) días inmediatos posteriores a la fecha de caducidad del contrato aludido, presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una declaración jurada con las condiciones del nuevo contrato que le permitan cumplir los requisitos para seguir siendo agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

El nuevo contrato deberá comenzar a regir desde el primer período estacional o trimestral para el cual sea habilitado en función de la fecha en que se lo declaró. Hasta tanto entre en vigencia el nuevo contrato declarado se considerará al Gran Usuario Menor (GUME) comprando su demanda en el Mercado Spot a precio estacional.

En el caso de no presentar en la oportunidad antes indicada el requerido nuevo contrato, el Gran Usuario Mayor (GUMA) o el Gran Usuario Menor (GUME) perderá automáticamente su condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y podrá solicitar su reincorporación cuando este en condiciones de cumplir con la normativa vigente para el ingreso de un nuevo agente. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar la situación a la SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS por medio fehaciente y notificar de igual forma al ex-agente y demás agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 14.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no considerará ninguna transacción comercial en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de quien fuera Agente del mismo a partir de la fecha en que pierda su condición de tal y dispondrá su inmediata desconexión.

Quien haya perdido su condición de Gran Usuario Mayor (GUMA), Gran Usuario Menor (GUME) o Autogenerador deberá gestionar ante el Distribuidor que corresponda su incorporación como usuario de éste. Tal Distribuidor, en su caso, notificará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el acuerdo alcanzado, a los efectos de levantar la orden de desconexión.

ARTICULO 15.- Quien pierda su condición de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por cualquiera de las causas previstas en la presente Resolución, con excepción de los supuestos previstos en el Artículo 13 de este acto:

a) Si es un Gran Usuario Mayor (GUMA) o Menor (GUME) o Autogenerador no podrá solicitar su habilitación para actuar en dicho mercado sino hasta transcurridos DOS (2) años contados desde la fecha de su desvinculación.

b) Si es un Distribuidor o Gran Usuario que bajo la forma de entidad cooperativa preste el servicio público de electricidad la habilitación podrá solicitarse antes del plazo indicado en el inciso precedente pero sólo se concederá antes de dicho plazo si, además del cumplimiento de los requisitos establecidos para su reconocimiento y el pago de la deuda pendiente, el solicitante constituyere una garantía a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) por un monto igual a TRES (3) veces la previsión que realice tal organismo de las transacciones medias mensuales del solicitante en el Mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) considerando los DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha en que se haría efectiva la reincorporación del solicitante.

ARTICULO 16.- El Generador o Cogenerador que hubiera sido inhabilitado para realizar contratos en el Mercado a Término por no pagar la deuda producto de la compra de faltantes para abastecer contratos anteriores, podrá solicitar la habilitación para la realización de nuevos contratos en el Mercado a Término antes del plazo de DOS (2) años contados desde la fecha de su inhabilitación. En tal caso la rehabilitación sólo se le concederá si, además del pago de la deuda pendiente, el solicitante constituyere una garantía a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) por un monto igual a TRES (3) veces la previsión que realice tal organismo de las transacciones medias mensuales del solicitante en el Mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) considerando los DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha en que se haría efectiva la nueva habilitación para contratar.

ARTICULO 17.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá disponer la desconexión de quienes, habiéndose desvinculado voluntariamente o habiendo perdido su condición de Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), incurrieren en incumplimiento de las obligaciones de pago que hubieren contraído por sus transacciones en el Mercado Spot mientras estaban habilitados para actuar en él. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar la situación a la SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS por medio fehaciente y notificar de igual forma al ex-Agente y demás agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 18.- Sustitúyese el punto 8. "CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DE LOS AGENTES" y el punto 9. "RÉGIMEN DE DESVINCULARON DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)" del Anexo 17 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS), que como Anexo I integran la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, por el texto de igual denominación que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 19.- Deróganse los Artículos 24 y 25 de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992.

ARTICULO 20.- Derógase la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 53 del 8 de octubre de 1992.

ARTÍCULO 21.- La presente Resolución comenzará a regir desde la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 22.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 23.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E.T. y C. Nº: 29/95

Normativa del Año 1996

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 131/96

Establece los importes a los cuales son acreedores los Generadores del Estado Nacional.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 239/96

Modifica el apartado c) del artículo 1° de la Resolución N° 131/1996 de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen a partir del 1/6/1996.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 105/96

Modifica Los Procedimientos:
Sustituye los arts. 15 al 18 y 20 al 24 del reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (Anexo 16).
Incorpora como Apéndice a: Procedimiento de Asignación a una Ampliación por Concurso Público en un determinado corredor del Sistema de Transporte de fondos existentes en la correspondiente subcuenta de excedentes por restricciones a la Capacidad de Transporte del reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica
Sustituye el apartado 4.2., "cuenta de excedentes por restricciones a la Capacidad de Transporte" del Anexo 18
Sustituye el apartado 7.2. "Cálculo del Cargo complementario durante el período de amortización de una Ampliación" del Anexo 18
Agrega como apartado 7.3. "Transferencia de los Fondos de una subcuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte asignados a una determinada ampliación " al anexo 18

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 135/96

Modifica Los Procedimientos:
Establece un límite de transmisión de potencia máxima para el corredor Comahue-Buenos Aires en la programación estacional del semestre mayo-octubre de cada año a fin de minimizar el riesgo de colapso total en el Sistema Interconectado Nacional (SADI).
Sustituye el punto 5.2 del anexo 26: cálculo del precio local.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 150/96

Modifica Los Procedimientos:
Modifica el punto 2.9 de "Los Procedimientos", reduce el cargo mínimo por gastos de administración a $500 y establece un procedimiento para la revisión anual de dicho cargo mínimo.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 401/96

Modifica la reglamentación, *** no tiene aplicación ***:
Sustituye el art. 2° de la res. Ex-SE N° 53.1992 del 8/10.1992.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 406/96

Modifica Los Procedimientos:
Establece los parámetros técnicos que deben reunir quienes soliciten obtener la Habilitación como Agente Distribuidor en el MEM.
Sustituye los anexos 17, 19, 27 y 28

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS N° 98/96

Modifica Los Procedimientos:
Adecua "Los Procedimientos" para la Determinación, Predespacho y Remuneración de la Regulación de Frecuencia.
Agrega en la normativa los procedimientos para considerar la regulación secundaria de frecuencia.
Sustituye el Anexo 23 - Regulación de frecuencia,
Sustituye los puntos 2.5.3.4.1, 2.5.3.4.2, 3.2.3.6, 3.5.2 y 4.11.4 de "Los Procedimientos"

Sustituye el punto 2 del Anexo 5 - Cálculo del Precio Spot y Costo Operativo

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS N° 153/96

Dispone el cese de la aplicación del recargo del 0,6% establecido por ley 22.938 destinado a la provincia de Misiones.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 13/96

No modifica Los Procedimientos.
Aprueba la programación estacional de verano para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1° de noviembre de 1996 y el 30 de abril de 1997.
Establece que los Grandes Usuarios y Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP) deberán pagar un monto mensual adicional en el período comprendido entre noviembre de 1996 y octubre de 1997, para asignarles la parte que les corresponde del estado del fondo de apartamiento de la potencia resultante al finalizar las transacciones económicas relativas a la potencia del período trimestral noviembre de 1995 a enero de 1996.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 15/96

Habilita provisoriamente a la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica de Buenos Aires S.A. (TRANSBA SA), para actuar como agente del MEM a partir del 1° de noviembre de 1996, otorgándole la condición de Transportista de Energía Eléctrica por Distribución Troncal en la Región Eléctrica Buenos Aires. La habilitación concedida tendrá vigencia por el plazo de un año, a partir del 1/11.1996 o hasta el otorgamiento por el Poder Ejecutivo Nacional de la correspondiente concesión.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 16/96

Establece que la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica de Buenos Aires S.A. (TRANSBA SA), debe tenerse por Transportista Independiente de la concesionaria transportista Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Sociedad Anónima (TRANSENER SA), en cuanto es titular de las instalaciones listadas en el anexo I de la presente resolución.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 17/96

Modifica Los Procedimientos.
Modifica el anexo 22 - Programación y Despacho de Centrales Hidroeléctricas.
Reemplaza los puntos:
1.4 Centrales de pasada
2. Despacho de centrales encadenadas
5.1 Oferta hidroeléctrica
6. Despacho diario

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 57/96

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye el punto 4.2.1 cargo mensual por uso de la Capacidad de Transporte del Anexo 27 de Los Procedimientos, con motivo de la Interconexión del Sistema Misiones Noroeste de Corrientes al SADI y fija valores del costo propio de distribución.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 131/96

BUENOS AIRES, 22 de Febrero de 1996

VISTO el Expediente 750-000446/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que dentro de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065, los generadores de propiedad del Estado Nacional sólo tienen derecho a recuperar, por sus ventas en el Mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sus costos operativos y de mantenimiento.

Que los importes resultantes por aplicación de lo precedentemente indicado fueron establecidos y posteriormente ajustados mediante resoluciones de la Ex SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Nº 50 del 8 de octubre de 1992, Nº 100 del 6 de noviembre de 1992, Nº 130 del 3 de mayo de 1993, Nº 464 del 30 de diciembre de 1994 y Nota SSEE Nº 1015 del 30 de noviembre de 1994.

Que a la fecha resulta necesario efectuar un nuevo ajuste de los valores reconocidos en el marco señalado a los generadores del Estado Nacional.

Que, por otra parte, mediante resolución de la Ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 184 del 26 de abril de 1995 se explicitó que, por sus ventas de energía eléctrica en el Mercado Spot, el monto máximo que tienen derecho a percibir en conjunto dichos generadores, no puede superar la remuneración total que les correspondería por aplicación de los criterios de remuneración establecidos con carácter general por el Artículo 36 de la Ley 24.065 e implementados en los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados como Anexo I de la Resolución Ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias.

Que a su vez, por el Artículo 2º de la resolución de la Ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 184 del 26 de abril de 1995 se estableció una metodología para distribuir la suma total mensual a liquidar a los generadores del Estado Nacional por sus ventas en el Mercado Spot cuando tal suma sea inferior a los valores reconocidos como representativos de sus costos.

Que atento a la inminente entrada en liquidación de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y al proceso en curso para viabilizar la privatización de NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, es conveniente modificar tal metodología.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 36, 37 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Los importes a los cuales son acreedores los generadores del Estado Nacional en el marco del Artículo 37 de la Ley 24.065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen a partir del 1º de marzo de 1996 según lo que se expresa a continuación:

a) NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA: la remuneración que por aplicación de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados como Anexo I de la Resolución Ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias corresponde a los generadores por sus transacciones en el Mercado Spot.

b) AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO por las centrales de generación de su propiedad: la remuneración que por aplicación de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados como Anexo I de la Resolución Ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias corresponde a los generadores por sus transacciones en el Mercado Spot.

c) AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO por la comercialización de la energía eléctrica proveniente del Aprovechamiento Hidroeléctrico Binacional Salto Grande: la cantidad de PESOS UN MILLÓN CIEN MIL ($1.100.000) más el SEIS POR CIENTO (6%) del importe que resulte de valorizar la energía eléctrica generada por Salto Grande al precio del correspondiente nodo de venta en el Mercado

Spot conforme lo establecido por la Resolución Ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 8 del 10 de enero de 1994.

d) AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO por la comercialización de la energía eléctrica proveniente del Aprovechamiento Hidroeléctrico Binacional Yacyretá: la remuneración que por aplicación de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados como Anexo I de la Resolución Ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias correspondería a la generadora, por sus transacciones en el Mercado Spot, si ésta fuera agente del Mercado Eléctrico Mayorista.

ARTICULO 2º.- Déjase sin efecto lo dispuesto por el Artículo 2º de la resolución de la Ex SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 184 del 26 de abril de 1995.

ARTICULO 3º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y a NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA.

ARTICULO 4º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E.T. y C. Nº: 131/96

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE 105/96

BUENOS AIRES, 29 de abril de 1996

VISTO el Expediente Nº 750-000943/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que las restricciones activas a la capacidad en un determinado corredor del Sistema de Transporte, limitan la posibilidad de acceso al Mercado de la totalidad de la demanda o de la oferta del área afectada según el área sea importadora o exportadora de energía eléctrica, resultando para dicha área un precio de equilibrio diferente del precio de mercado, denominado precio local.

Que los fondos acumulados en las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte se originan por la Recaudación Variable por Precio Local de Energía del corredor al que pertenece el vínculo.

Que los recursos acumulados en cada una de las referidas Subcuentas de Excedentes están afectados a alentar la inversión en ampliaciones para reducir o eliminar las restricciones de transporte del Corredor correspondiente que generan precios locales.

Que actualmente la afectación opera mediante la aplicación de los recursos existentes al pago de los cargos complementarios durante el período de amortización de Ampliaciones a la capacidad de transporte realizadas por Concurso Público.

Que es conveniente incorporar un mecanismo alternativo al vigente que respetando la afectación específica de los recursos de las Subcuentas de Excedentes contribuya a que las Ampliaciones se concreten oportunamente y procure asimismo optimizar el uso de los recursos disponibles.

Que se ha concebido como tal mecanismo el consistente en suministrar, total o parcialmente, al Transportista o Transportista Independiente ganador de una Ampliación por Concurso Público, los fondos que existan en la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente a la fecha de emisión por el ENRE del correspondiente CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PUBLICA y los fondos que se acumulen en dicha Subcuenta entre la fecha antes indicada y la de habilitación comercial de la AMPLIACIÓN.

Que tales recursos son asignables a la Ampliación dado que hasta su habilitación comercial no es operativa la reducción o eliminación de la restricción que genera precios locales en el área afectada del correspondiente corredor.

Que así los fondos suministrados al ganador del Concurso Público - Transportista o Transportista Independiente - contribuyen a remunerar la Ampliación a modo de anticipo financiero.

Que en la instrumentación de la referida mecánica alternativa debe garantizarse adecuadamente la utilización de los recursos anticipados por las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte conforme el destino al que está afectado dicho patrimonio.

Que asimismo corresponde que los fondos anticipados sean considerados en el cálculo para determinar el CANON ofertado por los participantes en el Concurso Público lo que genera una reducción del CANON de la Ampliación.

Que a partir de la habilitación comercial de la Ampliación encarada para eliminar o reducir una determinada restricción activa de la capacidad de transporte, los fondos que se acumulen en la correspondiente Subcuenta de Excedentes, se deberán reservar para sufragar próximas ampliaciones, visto que dichos fondos provendrán de restricciones no eliminadas o reducidas por la Ampliación efectuada.

Que en el marco de lo establecido en el inciso f) del Artículo 2º de la Ley Nº 24065 se ha considerado conveniente establecer que en ningún caso los recursos asignados a una determinada ampliación podrán superar el SETENTA POR CIENTO (70%) del monto de la obra.

Que, por otra parte, se mantiene vigente el mecanismo normativo precedente por lo cual, pese al límite referido en el considerando anterior, el total de los fondos que se hubiesen generado con anterioridad a la habilitación comercial de la Ampliación podría ser aplicado a solventar la Ampliación.

Que a su vez es conveniente determinar un plazo transcurrido el cual sin haberse utilizado, conforme su afectación específica, los recursos de una Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte de un Corredor determinado, deban transferirse a la Cuenta de Excedentes del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

Que en tal caso los fondos acumulados en la Cuenta de Excedentes quedarán afectados a alentar ampliaciones en cualquier punto del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

Que por otra parte, es necesario y oportuno incorporar alternativas a la presentación de una oferta de CONTRATO COM en la solicitud para concretar Ampliaciones por el procedimiento de Concurso Público.

Que las facultades para ello derivan del Artículo 36 de la Ley Nº 24065 y Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y TRANSPORTE

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Sustituyese los Artículos 15, 16, 18, 20, 21, 22, 23 y 24 del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA aprobado por Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias por los textos que con idéntica numeración están contenidos en el ANEXO I.

ARTÍCULO 2º.- Incorpórase como “Apéndice A”: “PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN A UNA AMPLIACIÓN POR CONCURSO PUBLICO EN UN DETERMINADO CORREDOR DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE FONDOS EXISTENTES EN LA CORRESPONDIENTE SUBCUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE” del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, aprobado por Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el texto contenido en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 3º.- Sustitúyese el Apartado 4.2., titulado "Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte" del ANEXO 18 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados por Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto contenido bajo idéntica numeración y denominación en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 4º.- Sustitúyese el Apartado 7.2. "Cálculo del Cargo Complementario durante el Período de Amortización de una Ampliación" del ANEXO 18 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados por Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto contenido bajo idéntica numeración y denominación en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5º.- Agrégase como Apartado 7.3. " TRANSFERENCIA DE LOS FONDOS DE UNA SUBCUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE ASIGNADOS A UNA DETERMINADA AMPLIACIÓN " al ANEXO 18 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" que fueron aprobados por Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto contenido bajo idéntica numeración y denominación en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 6º.- Este acto tendrá vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 7º.- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 8º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y T. Nº 105/96

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE 135/96

BUENOS AIRES, 15 de mayo de 1996

VISTO, el Expediente Nº 750-001028/96 del registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y el ANEXO 26 “CÁLCULO DEL PRECIO LOCAL” de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” aprobados por Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO

Que el progresivo incremento de la tasa anual de fallas dobles evitables y de la utilización del corredor Comahue - Buenos Aires hacen necesario establecer una restricción que limite la potencia máxima transmisible por dicho corredor en los meses de mayo a octubre a fin de minimizar el riesgo de colapso total en el SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SADI).

Que el límite de transmisión precedentemente referido no estaba previsto en la programación a mediano plazo.

Que en la regulación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) los precios conllevan señales económicas dirigidas a los agentes para el desarrollo eficiente del sector.

Que las señales económicas vinculadas al Factor de Adaptación y al Precio Local se corresponden con la falta de capacidad de transporte y la calidad del vínculo con el Mercado y están dirigidas a los agentes para su consideración en la toma de decisión sobre inversión en transporte.

Que atendiendo a los plazos requeridos por las obras para expansión del Transporte, las señales destinadas a orientar dichas inversiones deben ser previsibles con razonable anticipación.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y TRANSPORTE

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- La restricción a la capacidad de transporte que para minimizar el riesgo de colapso total del Sistema ante fallas dobles se defina para el Corredor Comahue - Buenos Aires en la programación estacional del semestre mayo - octubre de cada año, se considerará no previsible con razonable anticipación por los Generadores usuarios de tal corredor en los períodos estacionales que abarcan dicho semestre hasta el año 1998 inclusive. La restricción indicada se considerará previsible a partir del 1º de mayo de 1999.

ARTICULO 2º.- Durante los meses de mayo a octubre de los años 1996 a 1998 inclusive, cuando en el Comahue resulte una condición de área desvinculada como consecuencia de la restricción referida en el artículo precedente, la limitación debe considerarse una restricción forzada a los efectos del cálculo de los precios locales.

ARTICULO 3º.- A partir del semestre correspondiente del año 1999, la restricción referida en el artículo 1º de este acto debe considerarse una restricción programada a los efectos del cálculo de los precios locales.

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el punto 5.2 del Anexo 26 “CALCULO DEL PRECIO LOCAL” de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” aprobados por Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el siguiente texto:

“5.2. PRECIO LOCAL. El despacho del área desvinculada se realiza teniendo en cuenta la restricción forzada y, en consecuencia, las máquinas que resulten despachadas responderán a la condición temporaria que tiene en cuenta los requerimientos del área desvinculada, que pueden no ser coincidentes con los del Mercado. Así, ante la desvinculación del área, puede surgir una situación de faltante en el Mercado, incluso con falla, y excedentes, incluso con vertimientos, en el área desvinculada, o viceversa.

El Precio Local se calcula con el despacho previsto utilizando la misma metodología que la definida para restricciones programadas en el punto 4.2 de este Anexo."

ARTICULO 5º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 6º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y T. Nº 135/96

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES 239/96

Modifica el apartado c) del artículo 1° de la Resolución N° 131/1996 de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen a partir del 1/6/1996.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE 150/96

BUENOS AIRES, 15 de mayo de 1996

VISTO, el Expediente Nº 750-001406/96 del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, mediante Decreto Nº 1.192 de fecha 10 de julio de 1992 dispuso la constitución de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en cumplimiento de lo establecido en el punto 2.9 “REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)” de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias, ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE el presupuesto correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1996 y el 30 de abril de 1997.

Que el mismo no supera el valor máximo admitido en el primer párrafo del punto 2.9 previamente aludido.

Que asimismo, en dicho presupuesto se ha incluido, por resultar más útil para su gestión y control centralizado, la previsión de erogaciones a realizar para efectuar la auditoría de los equipos instalados para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) conforme a lo establecido en el punto 7 del Anexo 24 “NORMA DEL SISTEMA DE MEDICIONES DE CARÁCTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC)” de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex -SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias.

Que resulta conveniente adecuar lo dispuesto en forma específica para la financiación de esta tarea, en cuanto a la forma en que los agentes se harán cargo de la remuneración de dicho servicio.

Que atendiendo a las funciones y responsabilidades asignadas a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a la razonabilidad de los valores presupuestados no se advierte obstáculo para la aprobación del presupuesto puesto a consideración.

Que por otro lado, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en cumplimiento de lo establecido en el tercer párrafo del punto 2.9 ya señalado, ha presentado a esta SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE, un análisis del incremento de costos por variación de costos de funcionamiento a ser asignados al reembolso de gastos del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), por el ingreso de un nuevo actor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en donde se pone de manifiesto la conveniencia de adecuar el cargo mínimo que debe abonar mensualmente cada agente del citado Mercado.

Que de acuerdo a tal estudio, se entiende oportuno actualizar el monto mínimo establecido sobre tal concepto en la reglamentación respectiva.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y TRANSPORTE

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébase, en cuanto compete a esta SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE, el Presupuesto de Gastos e Inversiones de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1996 y el 30 de abril de 1997 que como Anexo I forma parte integrante del presente acto.

ARTICULO 2º.- Déjase sin efecto el Artículo 7º de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992.

ARTICULO 3º.- Sustitúyese el Artículo 6º de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 164 del 30 de diciembre de 1.992, por el texto siguiente:

“ARTICULO 6º: Las previsiones de gastos a incurrir por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) por la operación y mantenimiento de las instalaciones que están a su cargo del SISTEMA DE MEDICIONES DE CARÁCTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC), como así también los referidos a la auditoría de todo el sistema, serán incluidos dentro de su presupuesto de gastos."

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el punto 2.9 “REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)” de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto de igual denominación que se agrega como Anexo II del presente acto

ARTICULO 5º.- Establécese que, a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de mayo de 1996, el Cargo Mínimo por Gastos de Administración que debe pagar mensualmente cada agente se fija en QUINIENTOS (500) Pesos, para ser aplicado de acuerdo a lo establecido en el punto 2.9 “REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)” de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992.

ARTICULO 6º.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 7º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y T. Nº 150/96

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE 401/96

Modifica la reglamentación,

*** NO TIENE APLICACION ***:

Sustituye el art. 2° de la RESOLUCION ex-SE N° 53.1992 del 8/10.1992.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE 406/96

BUENOS AIRES, 24 de junio de 1996

VISTO el Expediente Nº 750-000431/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995, reglamentario de la Ley Nº 24065 en aspectos vinculados a la actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y

CONSIDERANDO

Que el Artículo 4º del Decreto citado en el VISTO modifica el Artículo 10 del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, dejando sin efecto el carácter general de la asimilación de las Entidades Cooperativas, prestadoras del servicio público de electricidad, a los Grandes Usuarios, en cuanto a la forma de su participación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que surge de lo establecido en el Artículo 2º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995, la continuidad como Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de quienes actuaban como tales a la fecha de entrada en vigencia la nueva norma reglamentaria en tanto mantengan dicha condición ininterrumpidamente con posterioridad a la fecha mencionada.

Que conforme lo dispuesto en el Artículo 3º de la misma norma, debe solicitarse a la SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS la habilitación para actuar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en calidad de Distribuidor.

Que resulta del informe obrante a fojas UNO (1) a TRES (3) del Expediente citado en el VISTO la existencia de razones relevantes para establecer parámetros técnicos mínimos que deben reunir quienes soliciten obtener la habilitación como Agente Distribuidor en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que corresponde, en consecuencia, establecer los referidos parámetros técnicos.

Que asimismo es menester adecuar las normas atinentes a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte, en cuanto ellos sean distribuidores que tienen como obligación primordial abastecer toda la demanda de sus usuarios finales dentro de su área de concesión.

Que es obligación del Gobierno Nacional atender a la protección de los derechos de los usuarios del servicio público de electricidad al definir la regulación específica aplicable en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), no pudiendo dejar librado a las eventuales situaciones restrictivas la preferencia para el suministro del fluido eléctrico a unos en desmedro de otros.

Que con tal objeto cabe ajustar la regulación para los casos en que una empresa distribuidora requiera la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte por otra distribuidora.

Que en dicho caso la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte debe ser considerada como un servicio de transporte firme.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 3º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y TRANSPORTE

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el ANEXO 17 - INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º.- Sustitúyese el ANEXO 19: TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL Y POR PRESTADORES NO TRANSPORTISTAS DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE A GENERADORES Y DISTRIBUIDORES de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus

modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 3º.- Sustitúyese el ANEXO 27 - REGLAMENTACIÓN APLICABLE A LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GRANDES USUARIOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración denominado ANEXO 27: REGLAMENTACIÓN APLICABLE A LA PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE "FIRME" EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se incluye en el Anexo III de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el ANEXO 28 - REGLAMENTACIÓN APLICABLE A LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE PRESTADA A GENERADORES Y OTROS DISTRIBUIDORES de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración denominado ANEXO 28: REGLAMENTACIÓN APLICABLE A LA PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE "NO FIRME" EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se incluye en el Anexo IV de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 5º.- Establécese que las tarifas aplicables para remunerar la PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en cuanto tal función sirva a Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o a Distribuidores que ingresen, a partir de la vigencia de la presente Resolución, como agentes del mencionado MERCADO, se ajustarán a lo acordado entre éstos y la o las Empresas o Entes que presten dicha función.

Si no se alcanzara un acuerdo dentro de los QUINCE (15) días de la solicitud de servicio presentada a la Empresa o Ente por un Gran Usuario o un Distribuidor que ingrese a partir de la vigencia de la presente Resolución como agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), esta Secretaría, a solicitud de cualquiera de los interesados, fijará dicha tarifa y demás condiciones, conforme a lo establecido en el ANEXO 27 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 6º.- Establécese que las tarifas aplicables para remunerar PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en cuanto tal función sirva a Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o a los Distribuidores mencionados en el punto b) del Artículo 2º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995, se ajustarán a lo acordado entre éstos y la o las Empresas o Entes que presten dicha función.

Si no se alcanzara un acuerdo dentro de los QUINCE (15) días de la solicitud de servicio presentada a la Empresa o Ente por un Generador o Distribuidor, esta Secretaría, a solicitud de cualquiera de los interesados, fijará dicha tarifa y demás condiciones, conforme a lo establecido en el ANEXO 28 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 sus modificatorias y complementarias, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065."

ARTICULO 7º.- Establécese que las tarifas que surgen de aplicar lo dispuesto en los Artículos 5º y 6º de la presente Resolución podrán ser revisadas, en cada programación estacional, por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en la medida que razones debidamente fundadas así lo justifiquen, sin perjuicio de las que se generen por las modificaciones de los precios estacionales de la energía y la potencia.

ARTICULO 8º.- Establécese que los Distribuidores que ingresen, a partir de la vigencia de la presente Resolución, como agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y que utilicen la prestación adicional de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (FTT), tendrán como precios estacionales de

potencia y energía los correspondientes al del PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) que le brinda el servicio y que se encuentra conectado al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI). Asimismo establécese que los costos por la compra de potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), utilizados para la formulación de las tarifas a sus Usuarios Finales deberán calcularse con los precios de referencia de potencia y energía para las tarifas a Usuarios Finales determinados para el mismo PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) que le brinda el servicio, y con la Tarifa de Peaje que efectivamente abona por dicha prestación, siempre que dicha Tarifa de Peaje no sea superior a la determinada en el ANEXO 27 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 9º.- Déjanse sin efecto los Artículos 8º, 9º y 10 de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de mayo de 1994.

ARTICULO 10.- La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 11.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Resolución S.E. y T. Nº 406/96

RESOLUCION SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS 98/96

BUENOS AIRES, 5 de setiembre de 1996

VISTO el Expediente Nº 750-000165/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO

Que la Regulación de Frecuencia es uno de los servicios auxiliares requeridos para mantener la calidad y continuidad del servicio en el sistema eléctrico.

Que tal servicio consiste en despachar reserva rotante en las máquinas que cuenten con el equipamiento necesario para responder en tiempo real a los apartamientos respecto de los valores previstos y mantener el balance instantáneo entre oferta y demanda.

Que en procura de las condiciones mínimas y económicas de calidad es necesario que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) defina técnicamente la reserva Regulante mínima para la operabilidad del sistema eléctrico, y la reserva económicamente óptima para la Regulación Primaria de Frecuencia.

Que también es necesario identificar las transacciones asociadas al servicio de Regulación de Frecuencia atendiendo a que los precios de tales transacciones produzcan señales económicas eficientes y promuevan la calidad en el suministro.

Que a su vez, con el objeto de incentivar la participación de todo el parque generador y mejorar la calidad de la regulación, se considera conveniente ajustar los procedimientos para el despacho y la valorización de la Regulación Primaria de Frecuencia.

Que según lo dispuesto por la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA N.º 137 del 30 de noviembre de 1992 corresponde definir los procedimientos para el despacho de la Regulación Secundaria de Frecuencia y la determinación de las transacciones económicas asociadas a dicho servicio.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el ANEXO 23 - REGULACIÓN DE FRECUENCIA de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º.- Sustitúyense los puntos 2.5.3.4.1. "Precio Mensual por Servicios Asociados a la Potencia" y 2.5.3.4.2. "Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia" del Capítulo 2 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 3º.- Sustitúyese el punto 3.2.3.6. "Despacho de la Capacidad Regulante " del Capítulo 3 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo III de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 4º.- Sustitúyese el punto 3.5.2. "Remuneración de la Capacidad Regulante " del Capítulo 3 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA

Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo IV de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 5º.- Sustitúyese el punto 4.11.4. "Servicios prestados por el MEM" del Capítulo 4 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo V de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 6º.- Sustitúyese el punto 2. "Requerimientos de potencia para el abastecimiento de la demanda " del Anexo 5 “Cálculo del Precio Spot de la Energía y Costo Operativo” de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo VI de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 7º.- Establécese en el CINCUENTA POR CIENTO (50%) el Porcentaje Máximo para REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF).

ARTICULO 8º.- Establécese en el CERO COMA CINCO (0,5) el Factor de Impacto definido para el cálculo del precio de la REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF).

ARTICULO 9º.- La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial y será de aplicación a partir de la Programación Estacional que se inicia el 1º de noviembre de 1996.

ARTICULO 10.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 11.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Resolución S.O. y S.P. Nº 98/96

RESOLUCION SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS 153/96

BUENOS AIRES, 2 de octubre de 1996

VISTO el Expediente Nº 750-002946/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la Ley Nº 22.938, sus modificatorias Nº 23.267 y 23.649, y

CONSIDERANDO

Que la Ley Nº 23.649 dispone la prórroga de los efectos de la Ley Nº 22.938 hasta que se cumpla alguna de las alternativas contempladas en los incisos a) y b) del artículo 5º de la citada norma.

Que el inciso b) del artículo 5º de la Ley Nº 22.938 limita la vigencia de esa norma hasta que el sistema eléctrico de MISIONES se integre al Sistema Interconectado Nacional o a algún sistema interconectado regional.

Que el día 7 de setiembre de 1996 ha entrado en servicio la interconexión del SISTEMA MISIONES-NOROESTE DE CORRIENTES (SMC) con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

Que dicho evento da por cumplida la alternativa referida en el inciso b) del artículo 5º de la Ley Nº 22.938 para la expiración de la vigencia del recargo establecido en el artículo 1º de la misma Ley.

Que ha tomado intervención la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen del artículo 1º de la Ley Nº 22.938.

Por ello,

EL SECRETARIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Los Agentes de Percepción del recargo sobre el precio de venta de la energía eléctrica a consumidor final establecido por la Ley Nº 22.938 cesarán de incluir el mismo en la facturación que efectúen a los consumidores finales a partir de la que incluya lecturas de medidores posteriores al día 7 de setiembre de 1996.

ARTICULO 2º.- La suspensión de la aplicación a que se refiere el artículo precedente, no afectará a las facturaciones que incluyan lectura de medidores anteriores a esa fecha.

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Resolución S.O. y S.P. Nº 153/96

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 13/96

BUENOS AIRES, 25 de octubre de 1996

VISTO el Expediente Nº 750-003202/96 del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que resulta necesario aplicar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los precios correspondientes a una probabilidad de excedencia del DIEZ POR CIENTO (10 %) a los efectos de asegurar una recuperación del Fondo de Estabilización.

Que en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) se deben aplicar los precios correspondientes a una probabilidad de excedencia del VEINTICINCO POR CIENTO (25 %).

Que no se alcanzó un acuerdo entre los agentes del Sistema Cuyo para introducir una restricción adicional a la importación del mencionado Sistema que lo aparte de la operación de mínimo costo, incluyendo el costo de la energía no suministrada.

Que se debe definir el modo en que se asignará la parte correspondiente a los Grandes Usuarios y Autogeneradores del saldo que resultó en el Fondo de la Potencia al finalizar las transacciones de potencia del Período Trimestral noviembre de 1995 a enero de 1996.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS, correspondiente al período entre el 1º de noviembre de 1996 y el 30 de abril de 1997, calculada según LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias.

ARTÍCULO 2º.- Establécense los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM); para el período comprendido entre el 1º de noviembre de 1996 y el 31 de enero de 1997:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): MIL NOVECIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1920 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5,00 $/MW-hfv)

a.2) la Potencia Despachada por Confiabilidad (PMESCONF): MIL NOVECIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1920 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRCONF): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5,00 $/MW-hfv)

a.3) la Reserva de Potencia (PESTRES): MENOS TRESCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO-MES (-354 $/MW-mes).

a.4) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO DIEZ PESOS POR MEGAVATIO-MES (110 $/MW-mes).

UNIFON: MENOS CIENTO DOCE PESOS POR MEGAVATIO-MES (-112 $/MW-mes).

UNISAL: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

b.1) en horas de pico: TREINTA Y UN PESOS CON OCHENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (31,87 $/MWh).

b.2) en horas restantes: DIECINUEVE PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (19,74 $/MWh).

b.3) en horas de valle: DIECISÉIS PESOS CON NOVENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,99 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

c.1) en horas de pico MENOS DIECISÉIS CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (-0,16 $/MWh)

c.2) en horas restantes MENOS TREINTA CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (-0,30 $/MWh)

c.3) en horas de valle: MENOS SETENTA Y UN CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (-0,71 $/MWh).

ARTICULO 3º.- Establécese que los Factores de Nodo Estacional Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el período comprendido entre el 1º de noviembre de 1996 y el 31 de enero de 1997, son los que se incluyen en el Anexo I del presente acto.

ARTICULO 4º.- Establécese que el sobreprecio por Precios Locales a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor, durante el transcurso del período comprendido entre 1º de noviembre de 1996 y el 31 de enero de 1997, es el indicado en el Anexo II del presente acto.

ARTICULO 5º.- Establécese que los Factores de Adaptación a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el período comprendido entre el 1º de noviembre de 1996 y el 31 de octubre de 1997, son los que se incluyen en el Anexo III del presente acto.

ARTICULO 6º.- Establécese que, a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de Noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el Artículo 2º de la presente Resolución, son los que se incluyen en el Anexo IV del presente acto.

ARTÍCULO 7º.- Establécense los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1º de noviembre de 1996 y el 31 de enero de 1997:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): MIL NOVECIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1920 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5,00 $/MW-hfv)

a.2) la Potencia Despachada por Confiabilidad (PMESCONF): MIL NOVECIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1920 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRCONF): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5,00 $/MW-hfv)

a.3) la Reserva de Potencia (PESTRES): MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y SIETE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1437 $/MW-mes).

a.4) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: OCHENTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO-MES (84 $/MW-mes).

UNIFON: MENOS UN MIL DOSCIENTOS SESENTA Y TRES PESOS POR MEGAVATIO-MES (-1263 $/MW-mes).

UNISAL: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

b.1) en horas de pico: VEINTISÉIS PESOS CON CINCUENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (26,55 $/MWh).

b.2) en horas restantes: VEINTISÉIS PESOS CON CINCUENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (26,55 $/MWh).

b.3) en horas de valle: VEINTISÉIS PESOS CON CINCUENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (26,55 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

c.1) en horas de pico: SETENTA Y SEIS CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,76 $/MWh).

c.2) en horas restantes SETENTA Y SEIS CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,76 $/MWh)

c.3) en horas de valle: CINCUENTA CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,50 $/MWh).

ARTICULO 8º.- Establécese que los Factores de Nodo Estacional Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) en el período comprendido entre el 1º de noviembre de 1996 y el 31 de enero de 1997, son los que se incluyen como Anexo V del presente acto.

ARTICULO 9º.- Establécese que las restricciones a la importación del Sistema Cuyo serán las indicadas en la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), aprobada por el Artículo 1º de la presente Resolución.

ARTICULO 10.- Establécese que los Grandes Usuarios y Autogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) deberán pagar un monto mensual adicional en el período comprendido entre noviembre de 1996 y octubre de 1997, para asignarles la parte que les corresponde del estado del Fondo de Apartamiento de la Potencia resultante al finalizar las transacciones económicas relativas a la potencia del Período Trimestral noviembre de 1995 a enero de 1996. Dicho monto deberá ser calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en cada Programación Estacional del período indicado, de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo VI del presente acto. Para el período Trimestral noviembre 1996 - enero 1997 el valor resultante es de VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (20 $/MW-mes) para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de DOSCIENTOS PESOS POR MEGAVATIO-MES (200 $/MW-mes) para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

ARTICULO 11.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 12.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P. Nº 13/96

ANEXO VI

SALDO PENDIENTE DEL FONDO DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIADE LOS GRANDES USUARIOS Y AUTOGENERADORES

CALCULO DEL VALOR ASOCIADO A SU RECUPERACIÓN

A los efectos de asignar los saldos pendientes por los apartamientos acumulados en el Fondo de la Potencia debido a los cargos estacionales por potencia que pagaron Grandes Usuarios y Autogeneradores hasta enero de 1996, en el período comprendido entre noviembre de 1996 y octubre de 1997 dichos agentes deberán pagar, durante los meses mencionados, un monto mensual que se adicionará al cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Al realizar cada Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Fondo Pendiente (FONPEND) que corresponde a Grandes Usuarios y Autogeneradores del saldo resultante en el Fondo de la Potencia al finalizar las transacciones económicas de potencia correspondientes a enero de 1996, incluyendo los intereses correspondientes a la deuda.

El Fondo Pendiente se dividirá por el número de meses entre el primer mes del Período estacional a programar y octubre de 1997 y luego se multiplicará por TRES (3) para obtener el fondo trimestral a recuperar (FONTRI).

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el valor mensual de la recuperación del Fondo Pendiente (VALPEND) para cada Período Trimestral dividiendo el fondo trimestral a recuperar (FONTRI) por la suma de la potencia declarada (PDECL) por los Grandes Usuarios y Autogeneradores “j” para los meses del Período Trimestral.

$$VALPEND(\$/MWmes) = \frac{FONTRI}{\sum_m \sum_j PDECL_{mj}}$$

Siendo `”m” los meses comprendidos en el Período Trimestral.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 15/96.

Publicada en el Boletín Oficial N° 28.517, jueves 7 de noviembre de 1996, p. 23.

Citas Legales: Ley 15.336; Ley 19.550; Dec. 432/82; Dec. 186/95

BUENOS AIRES, 25 de 0ctubre de 1996.

VISTO el Expediente N° 750-000865/96 del registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que, en el marco de la transformación que está llevando a cabo el Gobierno de la Provincia de BUENOS AIRES sobre su empresa prestadora del servicio eléctrico, EMPRESA SOCIAL DE ENERGÍA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (ESEBA S.A.), se ha constituido según el régimen establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 (t.o. 1984), Capítulo II. Sección V. Artículo 163 a 307, la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.).

Que a ésta se prevé asignar, a los efectos de su privatización la responsabilidad de la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica mediante el uso de las instalaciones que fueran de titularidad de la EMPRESA SOCIAL DE ENERGÍA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (ESEBA S.A.) y que conforman el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Región Eléctrica BUENOS AIRES.

Que las referidas instalaciones, cuya conexión física con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) preexiste no sólo al dictado del presente acto sino a la entrada en vigencia de la Ley N° 24.065, han sido transferidas a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.) conforme surge del Expediente N° 750-002866/96 del registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, agregado sin acumular a su similar citado en el VISTO.

Que tal empresa ha solicitado a esta Secretaría su reconocimiento como transportista por distribución troncal del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en los términos de la Ley N° 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias.

Que para ello es necesario tramitar una concesión federal de transporte a ser otorgado por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.) ha presentado documentación suficiente para avanzar en el referido trámite.

Que adicionalmente, se ha peticionado una autorización provisional que permita la operación de la mencionada empresa en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) durante el período que medie entre el íntegro cumplimiento de los requisitos necesarios para el trámite y el otorgamiento de la referida concesión, poniéndose de manifiesto la importancia de tal autorización provisional para el proceso de privatización del sector eléctrico en curso en la Provincia de BUENOS AIRES.

Que como ha sido explicitado por las autoridades provinciales competentes resulta de toda evidencia que conviene a los intereses de la provincia dar señales claras sobre las reglas aplicables a la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica por distribución troncal en la correspondiente Región Eléctrica (Provincia de BUENOS AIRES) a los interesados en efectuar inversiones privadas de riesgo en el sector.

Que, adicionalmente, acceder a lo solicitado es conveniente para el más amplio cumplimiento de los objetivos de la política nacional para el sector electroenergético explicitados en el Artículo 2° de la Ley N° 24.065 y se corresponde estrictamente con una racional integración del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

Que entre tales objetivos merece destacarse la adecuada protección, durante la reestructuración del sector eléctrico provincial, de los intereses de los usuarios del transporte de energía eléctrica por distribución troncal en la Región Eléctrica Provincia de BUENOS AIRES, los que tanto las autoridades provinciales -mediante la solicitud que da causa a la presente resolución- como esta Secretaría a través de su dictado procuran resguardar.

Que para habilitar provisoriamente la operatoria de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.) en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), es necesario que esta Secretaría establezca las normas correspondientes.

Que tales normas se refieren principalmente a los aspectos operativos y comerciales, incluyendo el régimen de calidad de servicio, y constituyen el contenido del Contrato de Concesión propuesto que ha sido elevado para su otorgamiento por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que según surge de los antecedentes obrantes en el citado Expediente N° 750-002866/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, la operación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Región Eléctrica BUENOS AIRES estará a cargo de personal idóneo visto ser éste el mismo que hasta el momento desempeñaba tales funciones.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, los Artículos 36 y 37 de la Ley N° 15.336, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 del 26 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1°- Habilítase provisoriamente a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.) para actuar como Agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1° de noviembre de 1996, asimilándoselo a la condición de TRANSPORTISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL en la Región Eléctrica BUENOS AIRES.

Artículo 2°- La autorización concedida en el Artículo 1° de la presente tendrá vigencia por el plazo de UN (1) año contado a partir de la fecha indicada en el artículo anterior o hasta el otorgamiento por el Poder Ejecutivo Nacional de la correspondiente Concesión, cuyo trámite se ha iniciado proponiéndose el texto del contrato de concesión que integra el Anexo I de la presente Resolución de la que forma parte, lo que ocurra antes.

Artículo 3°- Establécese para el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de BUENOS AIRES, entendido éste con el alcance dado en los contenidos del acápite Definiciones del modelo de Contrato de Concesión que integra el Anexo I de la presente, el contenido del referido modelo y el Régimen Remuneratorio, el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones y los Valores Aplicables al Primer Período de Gestión que como Subanexos A, B y C de dicho modelo integran el Anexo I de la presente Resolución.

Artículo 4°- La prestación del servicio se efectuará mediante el equipamiento indicado en el Subanexo D, que integra el Anexo I de la presente Resolución de la que forma parte, y sus ampliaciones conforme lo establecido en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Artículo 5°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a notificar a todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) lo resuelto en los Artículos precedentes de la presente Resolución.

Artículo 6°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Ing. Alfredo H. MIRKIN, Secretario de Energía y Puertos.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 16/96.

Publicada en el Boletín Oficial N° 28.529, lunes 25 de noviembre de 1996, pp. 12-13.

Citas Legales: Dec. 186/95; Dec. 2743/92; Dec. 432/82; Ley 15.336; Ley 24.065

BUENOS AIRES, 25 DE OCTUBRE DE 1996.

VISTO el Expediente N° 750-002139/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que, en el marco de la transformación que está llevando a cabo el Gobierno de la Provincia de BUENOS AIRES sobre la EMPRESA SOCIAL DE ENERGÍA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (ESEBA S.A.), se ha constituido según el régimen establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 (t.o. 1984), Capítulo II, Sección V, Artículos 163 a 307, la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.).

Que, tal empresa ha solicitado su reconocimiento como Transportista por Distribución Troncal del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en los términos de la Ley Nacional N° 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias.

Que para la prestación del servicio se le han transferido las instalaciones de transporte de energía eléctrica que fueran de titularidad de la EMPRESA SOCIAL DE ENERGÍA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (ESEBA S.A.).

Que adicionalmente, se ha solicitado a esta Secretaría se reconozca a la nueva empresa el carácter de Transportista Independiente por las instalaciones que, en razón de sus características técnicas y funcionales, corresponden al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión concesionadas a la Transportista COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.).

Que tales instalaciones operan en el presente conectadas a las instalaciones de la red de la mencionada Transportista, con condiciones de conexión pautadas en cada caso mediante un Convenio de Conexión.

Que las instalaciones en cuestión también son preexistentes al proceso privatizador de la actividad de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión llevada a cabo por el Estado Nacional.

Que el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA en su Artículo 33 bis asimila a la condición de Transportista Independiente al propietario de instalaciones existentes a la fecha del dictado del presente Reglamento, cuya conexión al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) secciones líneas de propiedad de la Transportista.

Que dicha asimilación alcanza sólo a las instalaciones de conexión directamente asociadas a tal seccionamiento.

Que atendiendo a las particularidades antes descriptas de la situación sobre la que versa la presente es razonable extender por analogía, a todas las instalaciones aludidas en el cuarto Considerando de este acto, el tratamiento dado por el citado Artículo 33 bis a las instalaciones directamente asociadas al seccionamiento.

Que en tal sentido cabe considerar que la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), en cuanto titular de las instalaciones a que hace referencia el párrafo precedente, tiene el carácter de Transportista Independiente en el Sistema concesionado a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.).

Que corresponde otorgar un plazo para que el Transportista Independiente y la Transportista concerten los términos de la correspondiente LICENCIA TÉCNICA la que deberá ser aprobada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que hasta tanto lo anterior no se concrete, se considerará que los Convenios de Conexión vigentes, que actualmente reglan las condiciones de la conexión en cada punto, contienen las condiciones técnicas básicas de operación y mantenimiento.

Que las facultades para el dictado del presente surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, los artículos 36 y 37 de la Ley N° 15.336, el artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de

1982, Artículo 12 del Decreto N° 2743 del 29 de diciembre de 1992 y los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 del 26 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1°- La EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), en cuanto titular de las instalaciones listadas en el Anexo I del presente acto del que forma parte integrante, debe tenerse por Transportista Independiente de la concesionaria Transportista COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), a todos los efectos previstos por la normativa general que rige el instituto y lo dispuesto por la presente Resolución.

Artículo 2°- Las instalaciones identificadas en el mencionado Anexo I deben, sin excepción, considerarse en Período de Explotación en los términos del Artículo 32 del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA y del REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Artículo 3°- El contenido de los Convenios de Conexión que se incluyen desde fojas 8 a 67 del expediente citado en el visto de este acto reglarán la vinculación de las instalaciones y sus titulares hasta el otorgamiento de la LICENCIA TÉCNICA.

Artículo 4°- La Transportista y la Transportista Independiente, dentro del plazo de NOVENTA (90) días corridos contados a partir de la entrada en vigencia del presente acto, deberán concertar los términos de la Licencia Técnica, la que previa intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será otorgada por la Transportista. Las condiciones especificadas en la licencia no podrán exceder las establecidas en el Contrato de Concesión de la Transportista. Transcurrido el plazo señalado el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) resolverá el tema y definirá el contenido de la LICENCIA TÉCNICA que deberá otorgar la Transportista.

Artículo 5°- Hasta tanto no se otorgue la LICENCIA TÉCNICA y con el fin exclusivo de precisar la relación resultante de lo dispuesto en el Artículo 1° de este acto, no será de aplicación a dicha relación:

a) lo indicado en el Artículo 7° del Subanexo II A del Contrato de Concesión de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), ni el artículo 20 del Subanexo II B de dicho Contrato, en lo referente a remuneración de la Transportista en concepto de supervisión del Transportista Independiente y a sanciones aplicables a la Transportista ante indisponibilidades del Transportista Independiente supervisado.

b) lo indicado en el Artículo 32 del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA y el REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA en lo referente a remuneración de la Transportista en concepto de supervisión del Transportista Independiente.

Artículo 6°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a notificar a todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) lo resuelto en los Artículos precedentes de la presente Resolución.

Artículo 7°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Ing. Alfredo H. MIRKIN, Secretario de Energía y Puertos.

ANEXO I

Detalle de Estaciones Transformadoras y Líneas de la Transportista Independiente

E.T.	Tipo E.T.	Cant. Salid.	SALIDAS	Km Línea	MVA P S T	Punto de Conexión
BAHÍA BLANCA 500 500 Kv	2 B	1,5 1,5 1,5 1,5 - - 	Línea a CTPL Máq. 29 Línea a CTPL Máq. 30 Autotrafo 500/132/13,2 Autotrafo 500/132/13,2 Acoplamiento longitudinal de barras Acoplamiento longitudinal de barras		 300 300 70 150 150 35 	* * * *
132 kV	2 B II	1 1 1 1 1 1 1 1 1	Línea a PEDRO LURO Línea a NORTE 2 Línea a PETROQUÍMICA Línea a PUNTA ALTA Línea a DORREGO Línea a PRINGLES Línea a PIGUE Autotrafo 500/132 Autotrafo 500/132 Acoplamiento de barras			 * * * * *
OLAVARRÍA 500 500 Kv	2 B	2 2 - - 	Autotrafo 500/132/13,2 Autotrafo 500/132/13,2 Acoplamiento longitudinal de barras Acoplamiento longitudinal de barras		300 300 70 300 300 70 	 * *
132 kV	2 B II	1 1 1 1 1 1 1 1 1	Línea a HENDERSON Línea a TANDIL Línea a AZUL Línea a CHAVES Línea a LOMA NEGRA Línea a OLAVARRÍA 132 Línea a LAPRIDA Autotrafo 500/132/13,2 Autotrafo 500/132/13,2 Acoplamiento de barras			* * * * * * *
CAMPANA 500 500 kV	2 B	2 2 - - 	Autotrafo 500/132/13,2 Autotrafo 500/132/13,2 Acoplamiento longitudinal de barras Acoplamiento longitudinal de barras		300 300 70 	 * *
	2 B II	1 1 1 1 1 1 1 1	Línea a VILLA LIA Línea a ZÁRATE Línea a CAMPANA 132 Línea a SIDERCA Alimentador a PASA Autotrafo 500/132/13,2 Autotrafo 500/132/13,2 Acoplamiento de barra	2,2		* * * * *

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 17/96

BUENOS AIRES, 29 de octubre 1996

VISTO el Expediente EXPMEYOSP E. Nº 750-003352/96 del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la regulación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) establece criterios para la clasificación de cada central hidroeléctrica de acuerdo a su capacidad de generación y la limitación que representa en la optimización y el despacho su capacidad de embalse y sus restricciones aguas abajo.

Que es necesario definir el modo en que se tratará en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) la Central Pichi Picún Leufú visto su encadenamiento con el embalse de Piedra del Águila y la necesidad de dar prioridad al mantenimiento de las restricciones aguas abajo dentro de las posibilidades de regulación de las erogaciones de Piedra del Águila.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Reemplázanse los puntos 1.4. “Centrales de Pasada”, 2. “Despacho de Centrales Encadenadas”, 5.1. “Oferta Hidroeléctrica” y 6. “Despacho Diario” del Anexo 22: “PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS” de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias por los puntos de igual denominación incluidos en el ANEXO I del presente acto.

ARTICULO 2º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P. Nº 17/96

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS N° 57/96

BUENOS AIRES, 5 de diciembre 1996

VISTO el Expediente EXPMEYOSP E. Nº 750-003446/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que se ha producido la interconexión del SISTEMA NORESTE DE CORRIENTES (SMC) con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

Que no se han fijado valores, correspondientes a la provincia de MISIONES, del COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN (CDF) asignable al cargo por potencia en el ANEXO 27 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex - SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias.

Que ante la posibilidad del ingreso de grandes demandas, radicadas en la citada jurisdicción, como agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es necesario establecer los valores del COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN (CDF) que les corresponden..

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 35, 36 y 85 de la Ley 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 3º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustitúyese el punto 4.2.1. “CARGO MENSUAL POR USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE” del ANEXO 27 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex - SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución que forma parte integrante.

ARTICULO 2º.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P. Nº 57/96

Normativa del Año 1997

DISPOSICIÓN SUBSECRETARIA DE ENERGÍA 1/97

Modifica Los Procedimientos.
Actualiza el Subanexo a centros de control de áreas con los que los agentes deben establecer los enlaces de datos secundarios del anexo II de la res. Ex-Secretaría de energía N° 106/1995 del 20 de marzo de 1995.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 4/97

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye los puntos:
2.5.3.4.1.- precio mensual por servicios asociados a la potencia del capítulo 2.
2.6.- sobrecostos por maquinas forzadas por restricciones del capítulo 2.
1.- precios de referencia de combustibles del anexo 13 de los procedimientos.
Incorpora a los procedimientos, el anexo 33 Sobrecosto de Combustibles

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 21/97

Modifica Los Procedimientos.
Reglamenta el procedimiento para solicitar una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional mediante el reglamento para solicitar el otorgamiento de una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional y ampliación.
Reglamenta los criterios a aplicar por el ENRE para considerar una solicitud mediante el documento: criterios para el establecimiento de los aspectos esenciales, el régimen remuneratorio y el régimen de calidad de servicio y sanciones de una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional.
Reemplaza los textos de los artículos 1°, 2°, 3°, 5°, 7°, 8°, 15° y 28° del reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica.
Reemplaza los textos de los artículos 1°, 10°, 11°, 13°, 15°, 18°, 19°, 21°, 22°, 24°, 26°, 28°, 29° y 30° del reglamento de conexión y uso del sistema de transporte de energía eléctrica.
Agrega los artículos 6° bis 1, 6° bis 2 y 20° bis al reglamento de conexión y uso del sistema de transporte de energía eléctrica.
Incorpora a los procedimientos, el anexo 30 - Importación y Exportación de Energía Eléctrica
Incorpora a los procedimientos, el anexo 31 - Ingreso de Participantes al MEM
Incorpora a los procedimientos, el anexo 32 - Comercializadores del MEM
Sustituye los siguientes puntos del capítulo 3 Mercado de Precios Horarios (Mercado Spot).
3.1.1.- Información básica.
3.2.1.- Información básica.
3.2.3.5.- Despacho de la Compra/Venta con otros países.
Sustituye los siguientes puntos del Capítulo 4 - Mercado a Término:
4.1.- Participantes en los contratos del mercado a término
4.2.- Vinculación con el MEM.
4.3.- Servicio de transporte en el MEM.
4.4.- Tipos de Contratos en el Mercado a Término.
4.5.- Características de los Contratos del Mercado a Término.
4.5.2.- Ubicación de la Transacción.
4.5.3.- Máxima Demanda Contratable.
4.5.4.- Máxima Generación Contratable.
4.5.5.- Contratos de Importación y Exportación con empresas de otros países.
4.12.- Contratos de Importación y Exportación.
Elimina los apartados 4.12.1, 4.12.2, 4.12.3, 4.12.4, 4.12.5, 4.12.6, 4.12.7, 4.12.8 y 4.12.9 del Capítulo 4 - Mercado a Término:

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 146/97

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye el Anexo 25 Procedimientos Operativos para el Sistema Argentino de Interconexión de Los Procedimientos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 147/97

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye el Anexo 20 guía de referencia del Sistema de Transporte de Los Procedimientos.

Establece que CAMMESA emitirá los respectivos Procedimientos Técnicos para las guías de referencia.

DISPOSICIÓN SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA 61/1997

Actualiza Subanexo A "Centros de Control de Área con los que los Agentes deben establecer los enlaces de datos secundarios"

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 208/97

Aprueba la Programación Estacional de Invierno para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1/5/1997 y 31/10.1997

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 245/97

Apruébase el presupuesto de gastos e inversiones de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 1997 y el 30 de abril de 1998

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 254/97

Modifica Los Procedimientos - Anexo 17
Sustituye el punto 9 "Régimen de Desvinculación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)", del Anexo 17 Mes posterior hasta el pago de la suma adicional total autorizada.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 284/97

Modifica resol. SEyP N° 15.1996:
Sustituye:
Art. 6 del Anexo I, de la presente resolución.
Art. 15 del Subanexo a-Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Anexo I de la presente Resolución.
Art. 8 del Subanexo b-Régimen de Calidad de Servicio y sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Anexo I de la presente Resolución.
Punto 4 categoría de líneas del Subanexo c-valores aplicables al primer periodo de gestión, del Anexo I de la presente Resolución.
Subanexo d del Anexo I de la presente Resolución.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 285/97

Sustituye el Anexo I de la Resol. SEYP N° 16.1996, en la cual se encuentra identificada las instalaciones de TRANSBA S.A., y como consecuencia de producirse la incorporación de nuevas instalaciones en la misma.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 332/97

Modifica Los Procedimientos.
Incorpora el punto 5.2.5

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 343/97

Aclara, con lo dispuesto en el Art. 1 de la Resol. SEyP N° 221.1997, que en los meses en que los ingresos por ventas en el Mercado Spot
De los Generadores dependientes del Estado Nacional sean insuficientes para cubrir cuota correspondiente a la suma total de $ 24.000.000 reconocida adicionalmente a Nucleoeléctrica Arg. S.A., las diferencias deberán acumularse a la cuota correspondiente al

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 345/97

Aprueba la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1/08/97 y 31/10/97

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 346/97

Otorga a TRANSBA S.A., “Ad Referéndum” del Poder Ejecutivo Nacional la concesión para la Prestación del Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal.
La misma comenzará a regir a partir de la toma de posesión de las instalaciones de la transportista.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 358/97

Modifica Los Procedimientos.
Sustituye el segundo párrafo del punto 3.7 "arranque y parada de máquinas" del Capítulo 3 "Mercado de Precios horarios" de Los Procedimientos
Elimina el último párrafo del Anexo 14 "costos de arranque y parada" de Los Procedimientos

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 363/97

Modificase la Resolución N° 29.1995 ex-SETYC, precisando la redacción de la leyenda de certificación para habilitar como título ejecutivo a las facturas emitidas por empresas generadoras que hayan celebrado contratos a término con consumidores que revistan el carácter de grandes usuarios menores.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 91/97

Modifica Los Procedimientos - Anexo 17
Sustituye los puntos:
2. "Requisitos básicos para solicitar la habilitación como agente"
3.2. "Grandes Usuarios"
4. Cambio de titularidad de instalaciones, establecimientos o plantas incorporadas al MEM con anterioridad
7. "Incorporación del nuevo agente"

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 93/97

Extiéndese a la restricción que afecta al corredor Noroeste Argentino (NOA) - Centro - Litoral, la caracterización de "no previsible con razonable anticipación por los Agentes Usuarios del corredor" que la Resolución N° 135/96 ex-SET estableció para las restricciones que afectan al corredor Comahue - Buenos Aires.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 132/97

Aprueba la Programación Estacional de verano para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1/11/97 y 30/04/98

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 141/97

Establécense las fechas de vencimiento de los plazos estipulados por las resoluciones Nros. 332/94 ex-SE, 106/95 ex-SE y 19/95 ex-SETyC, para poner en operación los enlaces de datos (SOTR) y canales de voz requeridos (SCOM), de acuerdo a la actividad que desarrollan los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

DISPOSICION SUBSECRETARIA DE ENERGIA 1/97

BUENOS AIRES, 13 de enero de 1997

VISTO, el Expediente N° 750-004228/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que atento a lo normado en el Punto 2.2 “Responsabilidad de los Agentes”, del Anexo 24 “Sistema de Operación y Despacho” (SOD), de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, con sus modificatorias y complementarias, donde se definen los Enlaces de Datos Secundarios y los Centros de Control que tendrán asignadas funciones con esos enlaces, denominados Centros de Control de Área (CCA).

Que en el Subanexo A “Centros de Control de Área con los que los Agentes deben establecer los Enlaces de Datos Secundarios”, de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 20 de marzo de 1995, se da un listado de Generadores cada uno con su Centro de Control de Área (CCA) asociado.

Que desde el dictado de la Resolución mencionada en el anterior CONSIDERANDO se han otorgado habilitaciones a otras empresas para actuar como agentes Generadores, y como tal corresponde asignarles los respectivos Centros de Control de Área (CCA) actualizando la citada documentación.

Que la asignación de los Centros de Control de Área (CCA) se realiza en coordinación con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), por lo cual se recabó la propuesta que se anexa al Expediente citado en el VISTO.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE Nº 321 del 24 de junio de 1996 en tanto la asignación del Centro de Control de Área (CCA) está asociada a la habilitación del Agente para actuar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA

DISPONE:

ARTICULO 1º.- Actualizar el Subanexo A “Centros de Control de Área con los que los Agentes deben establecer los Enlaces de Datos Secundarios”, del Anexo II de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 20 de marzo de 1995, incluyendo en el listado respectivo el que se incorpora con igual denominación al presente acto como Anexo I.

ARTICULO 2º.- La presente Resolución entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 3º.- Notificar de la presente a COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), ENERGÍA DEL SUR S.A., AES PARANÁ SOCIEDAD ANÓNIMA, CENTRAL ELÉCTRICA DE BUENOS AIRES NORTE S.A., CENTRAL TERMOELÉCTRICA BUENOS AIRES S.A., VILLA MERCEDES S.R.L., ENTE EJECUTIVO PRESA DE EMBALSE CASA DE PIEDRA.

ARTICULO 4º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Disposición S.S.E. Nº 1/97

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 4/97

BUENOS AIRES, 7 de enero de 1997

VISTO, el Expediente N° 750-003989/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que los Generadores declaran los Costos Variables de Producción para que se determinen los costos marginales de las máquinas de los que resulta el precio Spot de la energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que para lograr la óptima asignación de recursos y el uso económico de la energía eléctrica es necesario que el precio de la energía comercializada en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no resulte distorsionado por elementos ajenos a la eficiencia económica.

Que en el ANEXO 13 de los “Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, se establecen Precios de Referencia y los Valores Máximos Reconocidos para Combustibles, Fletes y Costos Variables de Producción que emulan condiciones de compra económica.

Que por considerar desaparecidas las causas que originaron la supresión del gravamen al Gas Oil, la Ley Nº 24.698 reimplantó su gravabilidad por el Impuesto a la Transferencia de Combustibles, siendo establecidos los valores de tal gravamen por el Decreto Nº 1.089 del 26 de setiembre de 1996.

Que el impacto de dicho gravamen sobre el combustible aludido provoca una significativa diferencia respecto del Precio de Referencia para dicho combustible emergente de la metodología de cálculo definida en LOS PROCEDIMIENTOS.

Que tal diferencia puede provocar falta de interés en comercializar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por parte de Generadores con máquinas térmicas que requieran consumir Gas Oil.

Que una circunstancia de tal naturaleza podría provocar déficit en la oferta de energía eléctrica, particularmente en el período invernal dada la prioridad de uso del gas para el consumo residencial.

Que ello obliga a adoptar una medida que prevenga el desabastecimiento de energía sin desnaturalizar el criterio de determinación del precio de la energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en función de costos económicos.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Sustituir el punto 2.5.3.4.1 “Precio Mensual por Servicios Asociados a la Potencia.” del Capítulo 2 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º.- Sustituir el punto 2.6 “Sobrecosto por Máquinas Forzadas por Restricciones” del Capítulo 2 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo II de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 3º.- Sustituir el punto 1 “Precios de Referencia de Combustibles” del Anexo 13 “Valores de Referencia y Máximos Reconocidos para Combustibles, Fletes y Costos Variables de Producción.” de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios"

(LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo III de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 4º.- Incorporar el Anexo 33 “Sobrecosto de Combustibles.” a los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, con el texto que se incluye en el Anexo IV de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 5º.- La presente Resolución entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 6º.- Notificar de la presente a COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 7º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Resolución S.E. y P. Nº 4/97

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 21/97

BUENOS AIRES, 15 de enero de 1997

VISTO el Expediente N° 750-003965/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 34 de la Ley Nº 24.065 establece que la exportación e importación de energía eléctrica deben ser previamente autorizadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y PUERTOS.

Que en el marco conceptual de la Ley Nº 24.065 el mantener la necesidad de autorización estatal para las operaciones de exportación e importación sólo encuentra justificación en tanto los requisitos para su otorgamiento se ordenen al cumplimiento de los objetivos de la política nacional para el sector explicitados básicamente en el Artículo 2º de la citada norma.

Que en tal marco el dictado por esta Secretaría de una norma de alcance general sobre el particular resulta conveniente desde el punto de vista regulatorio en tanto que la transparencia y difusión de las “reglas de juego” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) redunda en beneficio de la transparencia de los procedimientos, de la igualdad de oportunidades para todos los interesados, y estimula la competencia.

Que conforme el Artículo 1º del Decreto Nº 186 de fecha 26 de julio de 1995 pueden actuar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no sólo quienes son reconocidos como “agentes”, sino también los denominados “participantes” que están autorizados por disposiciones específicas para efectuar transacciones en dicho mercado.

Que el Artículo 5º del citado decreto menciona entre los participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a las empresas que obtengan autorización de la SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales y a las que sin ser agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), comercialicen energía eléctrica en bloque.

Que la misma norma, en su Artículo 6º establece a su vez que para actuar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los Agentes y Participantes deben ajustarse a las normas dictadas a tal efecto por la SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS y deben suministrar en tiempo y forma los datos y toda otra información que les sean requeridos en los términos de tales normas para el funcionamiento adecuado de dicho Mercado.

Que resulta entonces necesaria la reglamentación de las disposiciones del citado decreto para dar operatividad a lo dispuesto en su Artículo 5º particularmente sus incisos a) y b).

Que en este contexto es también necesario reglamentar la forma de actuación en MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de las provincias que opten por el cobro en energía eléctrica de la compensación a que resultan acreedoras en virtud de lo dispuesto por el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336.

Que en resguardo de la transparencia de los precios en el Mercado a Término y atendiendo a que la energía y potencia a comercializar por una provincia que ejerce tal opción no tiene para ella costos variables de producción ni costos fijos, corresponde disponer que ésta sólo pueda vender en el Mercado a Término si los contratos se acuerdan por licitación pública y se adjudique a quién o los que ofrezcan el mayor precio.

Que por otra parte corresponde precisar los aspectos regulatorios relativos al transporte de energía eléctrica de interconexión internacional.

Que la actividad de transmitir energía eléctrica entre compradores y vendedores mayoristas ha sido genéricamente denominada función de vinculación eléctrica (FVE) o función técnica de transporte de energía eléctrica (FTT).

Que los prestadores de la función de vinculación eléctrica (FVE) pueden o no ser titulares de una concesión de transporte otorgada en los términos de las leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico.

Que el Decreto Nº 2743 de fecha 29 de diciembre de 1992 contiene disposiciones reglamentarias de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 entre las que cuentan los Reglamentos de “Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” (RAyA) y de “Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” (RCyU).

Que en dicha reglamentación, a partir del desarrollo histórico de regiones eléctricas en el territorio nacional y la vinculación entre ellas, se distingue funcionalmente entre un transporte regional de energía eléctrica y uno interregional a los que a su vez se asignan determinados niveles de tensión.

Que debe diferenciarse un tercer subconjunto con características propias definido por el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, entendiendo por tal al destinado a vincular eléctricamente a empresas oferentes o demandantes de energía eléctrica en bloque - mayoristas - situadas en el territorio nacional con empresas oferentes o demandantes mayoristas de energía eléctrica situadas en otros países.

Que en este caso la caracterización de determinadas instalaciones como afectadas al transporte de energía eléctrica de interconexión internacional debe ser necesariamente funcional e independiente del nivel de tensión.

Que conforme el marco legal aplicable la actividad de transporte de energía eléctrica está caracterizada como servicio público y las instalaciones que conforman los sistemas afectados a tal actividad están sujetas a un régimen de acceso abierto no discriminatorio.

Que las normas complementarias a introducir en los reglamentos del transporte para incorporar en ellos al transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, deben respetar tales criterios regulatorios a la vez que posibilitar compromisos de comercialización internacional.

Que oportunamente será necesario establecer los procedimientos para ejecutar ampliaciones de las instalaciones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional a ejecutar.

Que, a efectos del tratamiento por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD de las solicitudes de concesiones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, será necesario el oportuno dictado de un RÉGIMEN REMUNERATORIO y un RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES que integrarán las concesiones a otorgar.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 50 de la Ley Nº 24.065, los Artículos 36 y 37 de la Ley Nº 15.336, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, Artículo 35 del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, el Artículo 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y los Artículos 1º,6º, 7º y 8º del Decreto Nº 186 del 26 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Defínese como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al conjunto de transacciones de energía eléctrica en bloque que se ejecutan a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) o de cualquier otra instalación de vinculación eléctrica sujeta a jurisdicción federal por estar afectada al comercio interjurisdiccional mayorista de energía eléctrica. Cuando las transacciones referidas no se efectivicen a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) no serán de aplicación las normas regulatorias de asuntos que por su naturaleza se vinculan a la operatoria en sistemas interconectados.

ARTICULO 2°.- Reglaméntase el procedimiento a seguir para solicitar una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional mediante el REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL Y AMPLIACIÓN, que como ANEXO I forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 3°.- Reglaméntanse los criterios a aplicar por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD para considerar una solicitud y resolver el otorgamiento de una concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional mediante el documento CRITERIOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LOS ASPECTOS ESENCIALES, EL RÉGIMEN REMUNERATORIO Y EL RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DE UNA CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, que como ANEXO II forma parte integrante de la presente.

Aclárase que las concesiones de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional que otorgue el ENRE serán convalidadas por esta Secretaría “ad referéndum” del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

ARTICULO 4°.- Reemplázanse los textos de los artículos 1°, 2°, 3°, 5°, 7°, 8°, 15 y 28 del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos como ANEXO III y que forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 5°.- Reemplázanse los textos de los artículos 1°, 10, 11, 13, 15, 18, 19, 21, 22, 24, 26, 28, 29 y 30 del REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos como ANEXO IV y que forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 6°.- Agrégase al REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA los nuevos artículos 6° BIS 1, 6° BIS 2 y 20 BIS, cuyos textos de detallan como ANEXO IV y que forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 7°.- Incorpórase a LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el Anexo 30 “IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, que como ANEXO V forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 8°.- Incorpórase a LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el Anexo 31 “INGRESO DE PARTICIPANTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)”, que como ANEXO VI forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 9°.- Incorpórase a LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el Anexo 32 “COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA”, que como ANEXO VII forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 10.- Modifícase el texto del Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, en los apartados que se detallan como ANEXO VIII y que forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 11.- En relación con las interconexiones internacionales existentes, en las cuales existan convenios bilaterales vigentes, se mantendrá la operatoria acordada con los actores previstos o sus continuadores.

ARTICULO 12.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P. Nº 21/97

NO-2019-07035635-APN-SGE-MHA

Adjunto.pdf

NO-2017-15482952-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2017-26627217-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 146/97

BUENOS AIRES, 21 de marzo de 1997

VISTO el Expediente N° 750-000426/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 406 del 24 de junio de 1996 estableció que la prestación de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) a otros Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) puede ser ejecutada por el Prestador correspondiente según las modalidades de Transporte “Firme” y “No Firme”.

Que la prestación de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) está regida por el principio de acceso libre e indiscriminado a la capacidad de transporte de las instalaciones del Prestador de tal función, si bien ello no puede afectar la capacidad comprometida para abastecer la demanda de sus usuarios finales por parte del Distribuidor que la preste, en los términos del Artículo 22 de la Ley N° 24.065.

Que, a tales efectos, para la correcta coordinación operativa del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), deben ser oportunamente contemplados los criterios operativos generales dispuestos por los Distribuidores, Prestadores de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT), para la operación de sus propios sistemas.

Que dichos criterios operativos, que deben ser aprobados por ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y aplicados el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), deben asegurar primordialmente el aprovisionamiento de toda la demanda de los usuarios finales de su jurisdicción, así como también la de aquellos usuarios de su sistema a los cuales presta la Función Técnica de Transporte “Firme”.

Que es menester adecuar las normas atinentes a la operatoria respectiva para que sean contemplados los considerandos precedentes.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, en los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y en el Artículo Nº 1 del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º - Sustitúyese el ANEXO 25 - PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS PARA EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto que como ANEXO I forma parte integrante del presente acto.

ARTICULO 2º - Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 3º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P. Nº 146

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 147/97

BUENOS AIRES, 21 de marzo de 1997

VISTO el Expediente N° 750-000020/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el principio de acceso abierto no discriminatorio a la capacidad de transporte es de aplicación tanto a los sistemas de transporte como a los de distribución en cuanto son utilizados en Función de Vinculación Eléctrica (FVE).

Que resulta necesario contar con previsiones sobre la evolución y necesidades de inversión para mantener y/o mejorar la calidad y seguridad de dicho servicio.

Que las concesionarias de Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica deben publicar anualmente una Guía de Referencia de sus respectivos sistemas.

Que la información a suministrar en dichas Guías debe ser la necesaria y suficiente para que los usuarios de dichos sistemas puedan analizar su vinculación actual ó prevista.

Que los Distribuidores y Grandes Usuarios Cooperativas, en cuanto prestadores de la Función de Vinculación Eléctrica (FVE) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), también deben contar con la información básica imprescindible para que, tanto ellos como terceros que interactúan o pretenden interactuar en aquel mercado, puedan evaluar dicha vinculación.

Que a los efectos de operar adecuadamente el Sistema Eléctrico Argentino, es necesario distinguir y utilizar apropiadamente las características técnicas y de funcionamiento de los sistemas de transporte.

Que atento a lo precedente, con el fin de obtener información homogénea y comparable, corresponde definir con mayor precisión la documentación que necesariamente debe integrar tales Guías de Referencia.

Que por otra parte es conveniente establecer un procedimiento que regule el requerimiento periódico por los Transportistas de las autorizaciones para la ejecución de ampliaciones menores consideradas necesarias para el adecuado comportamiento y desempeño de la red.

Que por todo ello, es menester actualizar la norma respectiva para que sean contemplados los considerandos precedentes.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo establecido en los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º - Sustitúyese el ANEXO 20 - GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto que con idéntica numeración y denominación está contenido en el ANEXO I del presente acto.

ARTICULO 2º - Establécese que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emitirá los respectivos Procedimientos Técnicos, uno para la Guía de Referencia del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal y otro para la Guía de Referencia del Sistema de Transporte de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT).

ARTICULO 3º - Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P. Nº 147

DISPOSICIÓN SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA 61/1997.

Publicada en el Boletín Oficial n° 28.634, viernes 25 de abril de 1997, p. 17.

Citas Legales: Ley 24.065 - artículo 36; Resolución SE 0106/1995; Resolución SE 0106/1995 - anexo II - subanexo A; Resolución SE 0137/1992; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 24 - punto 2.2.; Resolución SEE 0061/1992 - Anexo 24 - Subanexo A; Resolución SEyT 0321/1996

BUENOS AIRES, 18 de abril de 1997.

VISTO, el Expediente N° 750-004228/96 del registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que atento a lo normado en el Punto 2.2. Responsabilidad de los Agentes, del Anexo 24 Sistema de Operación y Despacho (SOD), de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 137 del 30 de noviembre de 1992, con sus modificatorias y complementarias, donde se definen los Enlaces de Datos Secundarios y los Centros de Control que tendrán asignadas funciones con esos enlaces, denominados Centros de Control del Area (CCA).

Que en el Subanexo A Centros de Control de Área con los que los Agentes deben establecer los Enlaces de Datos Secundarios, de la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 106 del 20 de marzo de 1995, se da un listado de Generadores cada uno con su Centro de Control de Area (CCA) asociado.

Que desde el dictado de la Resolución mencionada en el anterior CONSIDERANDO se han otorgado habilitaciones a otras empresas para actuar como agentes Generadores y como tal corresponde asignarles los respectivos Centros de Control de Área (CCA) actualizando la citada documentación.

Que la asignación de los Centros de Control de Área (CCA) se realiza en coordinación con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), por lo cual se recabó la propuesta que se anexa al Expediente citado en el VISTO.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley N° 24.065 y en la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE N° 321 del 24 de junio de 1996 en tanto la asignación del Centro de Control de Área (CCA) está asociada a la habilitación del Agente para actuar en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA

DISPONE:

Artículo 1°- Actualizar el Subanexo A Centros de Control de Área con los que los Agentes deben establecer los Enlaces de Datos Secundarios, del Anexo II de la Resolución ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 106 del 20 de marzo de 1995, incluyendo en el listado respectivo el que se incorpora con igual denominación al presente acto como Anexo I.

Artículo 2°- Notificar de la presente a COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a YPF SOCIEDAD ANÓNIMA, a HIE-ARGENER SOCIEDAD ANÓNIMA.

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- José SANZ.

ANEXO I

CENTROS DE CONTROL DE ÁREA CON LOS QUE LOS AGENTES DEBEN ESTABLECER LOS ENLACES DE DATOS SECUNDARIOS

CO/AUTOGENERADORES

EMPRESA	CENTRAL	CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA)
YPF SOCIEDAD ANÓNIMA	Central Térmica CHIHUIDO - Planta Autogenerador Puesto Hernández	Centro de Control de Operaciones del Transporte por Distribución Troncal COMAHUE
HIE-ARGENER SOCIEDAD ANÓNIMA	Central Térmica de Cogeneración ARGENER	TRANSENER (Centro de Control ROSARIO)

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS 208/97

Aprueba la PROGRAMACION ESTACIONAL DE INVIERNO para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1/5/1997 y 31/10/1997

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 245/97

Apruébase el Presupuesto de Gastos e Inversiones de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) correspondiente al periodo comprendido entre el 1° de mayo de 1997 y el 30 de abril de 1998.

Bs. As., 21/5/97

B.O.: 2/7/97

VISTO, el Expediente Nº 750-001814/97 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, mediante Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992 dispuso la constitución de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en cumplimiento de lo establecido en el punto 2.9 "REEMBOLSO DE CASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias, ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS el presupuesto correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1997 y el 30 de abril de 1998.

Que el mismo no supera el valor máximo admitido en el primer párrafo del punto 2.9 previamente aludido.

Que atendiendo a las funciones y responsabilidades asignadas a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la razonabilidad de los valores presupuestados no se advierte obstáculo para la aprobación del presupuesto puesto a consideración.

Que por otro lado, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en cumplimiento de lo establecido en el tercer párrafo del punto 2.9 ya señalado, ha presentado a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS, un análisis de la disminución de los costos de funcionamiento a ser asignados al reembolso de gastos del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que de acuerdo a tal estudio, se entiende oportuno actualizar el monto mínimo que debe abonar mensualmente cada agente del citado Mercado, como lo establece la reglamentación respectiva.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase, en cuanto compete a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS, el Presupuesto de Gastos e inversiones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1997 y el 30 de abril de 1998 el que como Anexo I forma parte integrante del presente acto.

Art. 2º - Establécese que, a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de mayo de 1997, el Cargo Mínimo por Gastos de Administración que debe pagar mensualmente cada agente se fija en PESOS CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CINCO ($ 455), para ser aplicado de acuerdo a lo establecido en el punto 2.9 "REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución Ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992.

Art. 3º - Notifíquese de la presente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 4º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alfredo H. Mirkin.

NOTA: Esta Resolución se pública sin el Anexo I. La documentación no publicada puede ser consultada en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767, Capital Federal).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 254/97

Modificase el "Régimen de Desvinculación del Mercado Eléctrico Mayorista", del Anexo 17 "Ingreso de Nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", establecidos por Resolución N° 61/92 ex-S.E.

Bs. As., 30/5/97.

B.O.: 23/7/97.

VISTO, el Expediente N° 750-001103/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° de la Ley N° 24.065, la actividad de generación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) está considerada de interés general.

Que el Artículo 1° del Decreto N° 1398 del 6 de agosto de 1.992, establece que la actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Que uno de los objetivos de la mencionada Ley es el de promover la competitividad del mercado de producción y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que para realizar la Programación de la Operación, es necesario conocer con la adecuada anticipación el ingreso y/o egreso de instalaciones de generación, a fin de prever la disponibilidad de ese equipamiento para lograr, en base a las normas específicas, maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y minimizar los precios mayoristas.

Que tales circunstancias deben ser de conocimiento público e informadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las Programaciones Estacionales respectivas.

Que en el Punto 9 "Régimen de Desvinculación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)", del Anexo 17 "INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)", de los "procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 61 del 29 de abril de 1.992, sus modificatorias y complementarias, se define que todo agente Cogenerador o Generador, que pretenda suspender o discontinuar, total o parcialmente, su actuación dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), debe comunicar su decisión en forma fehaciente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con una antelación mínima de DOCE (12) meses a la fecha que solicita su desvinculación, debiendo hacerse cargo de los sobrecostos que su desvinculación producen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el caso de no haber satisfecho tal plazo.

Que desde el dictado de la reglamentación en cuestión, la crítica situación de déficit de disponibilidad de potencia para el abastecimiento, ha cambiado sustancialmente, dado que en el presente se cuenta con la adecuada capacidad de generación para satisfacer los requerimientos actuales de demanda.

Que dado lo expresado, es oportuno adecuar la reglamentación respectiva a fin de que contemple las consideraciones precedentemente señaladas.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° y 8° del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1.995 y el Decreto N° 1154 del 10 de octubre de 1.996.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustitúyese el punto 9 "Régimen de Desvinculación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)", del Anexo 17 "INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)", de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 61 del 29 de abril de 1.992, sus modificatorias y complementarias, por el texto de igual numeración y denominación contenido en el Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución.

Art. 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 3°- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alfredo H. Mirkin.

ANEXO I

ANEXO 17: INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

9. REGIMEN DE DESVINCUIACION DEL MEM.

Todo Agente, no prestador de un Servicio Público de Electricidad, que pretenda suspender o discontinuar, total o parcialmente, su actuación en forma fehaciente al OED con una antelación mínima a la fecha en la que solicita su desvinculación, según lo indicado a continuación:

- Para un Generador o Cogenerador, SEIS (6) meses.

- Para un Autogenerador o un GUMA, DOS (2) meses.

- Para un GUME, UN (1) mes.

En todos los casos, la desvinculación se producirá al inicio del primer periodo estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

El OED informará a la SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS las desvinculaciones que se produzcan y si estas han ocurrido sin la oportuna comunicación.

En el caso de desvincularse un Agente consumidor, sin cumplir con el plazo indicado, el Distribuidor de su área no podrá prestarle el servicio de electricidad hasta el inicio del primer período estacional posterior al que se cumpla el mencionado plazo.

En caso de desvincularse un Agente Generador o Cogenerador sin cumplir la comunicación con los plazos antes indicados en 109 párrafos anteriores, el OED evaluará, en el período en que debería haber permanecido en servicio para cumplir los tiempos mínimos indicados, si tal desvinculación afecta al adecuado abastecimiento de la demanda. Si de la evaluación del OED resulta tal afectación el ENRE penalizará al Generador o Cogenerador en función de la remuneración por potencia que hubiere sido acreditada a ese agente, en el período inmediato anterior a la fecha de desvinculación efectiva hasta completar el lapso de tiempo de preaviso requerido más arriba. La suma en concepto de penalidad será facturada por el OED con cargo al Generador o Cogenerador en cuestión e incorporada al Fondo de Apartamientos de la Potencia.

Para un Gran Usuario con contrato en el Mercado a Término se considerará aceptada automáticamente como fecha de desvinculación, a la de finalización del contrato que permite su inclusión en el MEM, salvo que presente al OED la declaración jurada de haber firmado un nuevo contrato, hasta SESENTA (60) días antes de dicha fecha de tratarse de un GUMA y hasta QUINCE (15) días antes de tratarse de un GUME. El Gran Usuario, desvinculado por no presentar la citada declaración jurada dentro del plazo mencionado, podrá solicitar su reingreso al MEM cumplimentando la normativa vigente para un nuevo agente.

La SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS, al aprobar una desvinculación, instruirá al OED para que notifique al ex-agente, al Transportista o al Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT) al que se encuentre conectado el mismo y a los demás agentes, la fecha a partir de la cual se desvincula del MEM.

Todo Agente que solicite voluntariamente su desvinculación del MEM no podrá solicitar su reincorporación hasta pasados DOCE (12) meses.

El Agente desvinculado por la causa citada en el primer párrafo del punto 8 del presente Anexo no podrá ingresar nuevamente al MEM hasta pasados VEINTICUATRO (24) meses.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 284/97

MODIFICA RESOL. SEYP N° 15.1996:

SUSTITUYE: ART. 6 DEL ANEXO I, DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN.

ART. 15 DEL SUBANEXO A-REGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DEL ANEXO I DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN.

ART. 8 DEL SUANEXO B-REGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DEL ANEXO I DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN.

PUNTO 4 – CATEGORIA DE LINEAS DEL SUBANEXO C-VALORES APLICABLES AL PRIMER PERIODO DE GESTION, DEL ANEXO I DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN.

SUBNANEXO D DEL ANEXO I DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 285/97

SUSTITUYE EL ANEXO I DE LA RESOL. SEYP N° 16.1996, EN LA CUAL SE ENCUENTRA IDENTIFICADA LAS INSTALACIONES DE TRANSBA S.A., Y COMO CONSECUENCIA DE PRODUCIRSE LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES EN LA MISMA.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 332/97

Modificanse los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" establecidos en la Resolución N° 61/97 ex S.E., incorporando el punto "Verificación de la Información y Procesos utilizados para la elaboración del documento de Transacciones Económicas por parte del Organismo Encargado del Despacho".

Bs. As., 17/7/97

B.O.: 23/07/97

VISTO el Expediente Nº 750-001511/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elabora mensualmente el "Documento de Transacciones Económicas" (DTE) con la información necesaria para realizar la facturación y con los resultados obtenidos por aplicación de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias.

Que por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES Nº 337 del 7 de diciembre de 1995 se han establecido reglas mínimas a seguir cuando los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) presentan, ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), observaciones a la información contenida en el referido documento.

Que con el objeto de afianzar la seguridad sobre el resultado de las transacciones económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es conveniente y razonable establecer el procedimiento aplicable en los casos en que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) detecte, al efectuar controles, imprecisiones o deficiencias en los datos o procesos utilizados para la elaboración de la información obrante en el documento antes aludido.

Que en tal sentido ha peticionado ante esta Secretaría el Directorio de la COMPANIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA, empresa actualmente responsable de las funciones de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1º-Incorpórase el punto 5.2.5. "Verificación de la Información y Procesos utilizados para la elaboración del Documento de Transacciones Económicas por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a continuación del punto 5.2.4. "Observaciones de los Agentes al Documento de Transacciones Económicas" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, cuyo texto consta en el Anexo I de este acto del que forma parte integrante.

Art. 2º-La presente resolución comenzará a regir desde el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 3º-Notifíquese a la COMPANIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 4º-Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. -Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 343/97

VISTO el Expediente Nº 750-000446/96 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el marco de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065, NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA solicitó a esta Secretaría el reconocimiento de una suma total determinada – adicionalmente al valor resultante de lo establecido en el Artículo 1º Inciso a) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS Nº 97 del 23 de febrero de 1997 – para afrontar costos de operación y mantenimiento de carácter excepcional.

Que la inclusión de dicha suma en los precios mensuales reconocidos a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA, por el monto admitido de PESOS VEINTICUATRO MILLONES ($24.000.000) se dispuso es SEIS (6) cuotas en los términos que resultan del Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS Nº 221 del 14 de mayo de 1997.

Que ante la consulta efectuada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), quien tiene a su cargo las funciones de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resulta necesario aclarar la forma en que debe darse cumplimiento al referido artículo.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º. – Aclárase, en relación con lo dispuesto en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS Nº 221 del 14 de mayo de 1997, que en los meses en que los ingresos por ventas en el Mercado Spot de los Generadores dependientes del ESTADO NACIONAL sean insuficientes para cubrir la cuota correspondiente a la suma total de PESOS VEINTICUATRO MILLONES (24.000.000) reconocida adicionalmente a NUCLEOELETRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA en el marco del Artículo 37 de la Ley Nº 24.065, las diferencias deberán acumularse a la cuota correspondiente al mes inmediato posterior hasta el pago de la suma adicional total autorizada.

ARTICULO 2º. – Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y la NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA.

ARTICULO 3º. – Regístrese, comuníquese y archívese.

RESOLUCIÓN S.E. y P Nº 343

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 345/97

Aprueba la REPROGRAMACION TRIMESTRAL DE INVIERNO para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1°/08/97 y 31/10/97

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 346/97

Bs. As., 24/7/97

B.O.: 12/08/97

VISTO el Expediente Nº 750-000865/96 del registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que, en el marco de la transformación que está llevando a cabo el Gobierno de la Provincia de BUENOS AIRES sobre su empresa prestadora del servicio eléctrico, EMPRESA SOCIAL DE ENERGIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (ESEBA S.A.), se ha constituido según el régimen establecido en la Ley de Sociedades Comerciales Nº 19.550 (t. o. 1984), Capítulo II, Sección V, Artículos 163 a 307, la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.).

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS Nº 15 del 25 de octubre de 1996, y sus modificatorias y/o complementarias, se habilitó provisoriamente a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA TRANSBA S.A.) para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de noviembre de 1996, asimilándoselo a la condición de TRANSPORTISTA DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en la Región Eléctrica BUENOS AIRESOLUCION

Que la Provincia de BUENOS AIRES ha llamado a concurso para la adjudicación al sector privado del total del paquete accionario de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.).

Que atendiendo al grado de avance del referido concurso, y en el marco de las atribuciones y responsabilidades asignadas a esta Secretaría mediante el Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 para el otorgamiento de concesiones de transporte de energía eléctrica por distribución troncal resultantes de la privatización de las empresas eléctricas nacionales y aplicable, en lo pertinente, a la privatización y actuación como Agente Transportista del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA IMEM) de la EMPRESA DETRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) corresponde otorgar a dicha empresa, "ad referéndum" del PODER EJECUTIVO NACIONAL, la concesión para la prestación del aludido servicio público.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 36 y 37 de la Ley Nº 15.336, Artículos 35, 36 y 50 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 11 y el Anexo III Artículo 4º del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1996, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 26 de julio de 1995.

Por ello.

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

ARTICULO 1º-Otórgase a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.), "ad referéndum" del PODER EJECUTIVO NACIONAL, la concesión para la prestación del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en los términos del Contrato de Concesión adjunto como Anexo I a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIAY PUERTOS Nº 15 del 25 de octubre de 1996 modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS Nº 284 del 24 de junio de 1996.

ARTICULO 2º-El Contrato de Concesión, a que se refiere el Artículo 1º de la presente, será firmado por el representante legal autorizado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) y de esta Secretaría, en fecha y oportunidad a convenir, con carácter previo a la fecha de Toma de Posesión a que se refiere el Artículo 3º de la presente.

ARTICULO 3º-La Concesión otorgada por el Artículo 1º precedente comenzará a regir a partir de la Toma de Posesión de las instalaciones de LA TRANSPORTISTA por los COMPRADORES del PAQUETE MAYORITARIO de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION

TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) y todos los plazos mencionados en el Contrato de Concesión se contarán desde dicha fecha.

ARTICULO 4º-Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) e Instruyese a este último a notificar a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) lo resuelto en el presente acto.

ARTICULO 5º-Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-Ing. ALFREDO H. MIRKIN. Secretario de Energía y Puertos.

e. 12/8 Nº 194.679 v. 12/3/97

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 358/97

Modifícanse los "Procedimientos para Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", establecidos por Resoluciones Nros. 61/92 ex-SEE y 137/92 ex-SE.

Bs. As., 6/8/97.

B. O.: 5/9/97.

VISTO el Expediente N° 750-000511/96 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el Punto 3.7 "Arranque y Parada de Máquinas" del Capítulo 3 "Mercado de Precios Horarios" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resoluciones ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1.992, sus modificatorias y complementarias, se establece un lapso ente la parada y rearranque de máquinas Turbovapor y Nucleares dentro del cual no existe penalización.

Que el tiempo establecido en el considerando anterior es de CUARENTA Y OCHO (48) horas, tanto para unidades Turbovapor como Nucleares.

Que complementariamente, en el Anexo 14 "Costos de Arranque y Parada" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resoluciones ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, se reitera el concepto de no penalizar al Generador si el rearranque se produce dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) horas.

Que NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) solicitó aumentar el tiempo permitido para rearranque sin penalización a NOVENTA Y SEIS (96) horas, fundamentando el pedido en el tiempo adicional requerido para descontaminar el reactor de sustancias que se generan luego de una parada y posteriormente realizar las pruebas de seguridad exigidas por la Autoridad Regulatoria.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS requirió a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) el suministro de información adicional sobre la secuencia de operaciones que justificarán el tiempo solicitado.

Que NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) suministró un cronograma detallado de las operaciones y tiempos involucrados.

Que de la lectura del mismo se deduce que entre la parada del reactor y entrada en sincronismo incluyendo la toma de carga pueden mediar CINCUENTA Y DOS (52) horas como mínimo.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS solicitó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) información obrante en la Base de Datos del Sistema, sobre el tiempo mínimo requerido entre parada y rearranque de unidades Turbovapor y Nucleares.

Que la COMPANIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informó que los tiempos mencionados en el Considerado anterior, oscilan entre CUARENTA Y OCHO (48) y SESENTA (60) horas para unidades Nucleares.

Que la SECRETARIA DE ENERGTAY PUERTOS requirió a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) aclaraciones referidas al tiempo solicitado, el que resultaba superior al propuesto como mínimo en la información citada en el sexto Considerando.

Que NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) informó que los tiempos fijados en el cronograma citado son mínimos no representando los mismos la operación habitual o normal, no obstante, lo cual un reexamen de la situación permitió establecer un tiempo de SETENTA Y DOS (72) horas en reemplazo del planteado originalmente.

Que los tiempos operativos de las distintas unidades no sólo dependen de su tamaño y diseño sino también de la tecnología aplicada, siendo por tanto definidos por el fabricante en sus instrucciones operativas, y que como tal deben respetarse.

Que estos tiempos operativos son informados oportunamente por los Generadores para integrar la Base de Datos del Sistema.

Que la SECRETARIA DE ENERGIAY PUERTOS considera razonable no penalizar máquinas cuyas restricciones tecnológicas naturales obligan al Generador a adoptar mayores tiempos operativos.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS está facultada para el dictado de esta Resolución, en virtud de lo dispuesto por d Artículo 36 de la Ley N. 24.065 y su Decreto Reglamentario.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituir el segundo párrafo del Punto 3.7 "Arranque y Parada de Máquinas" del Capítulo 3 "Mercado de Precios Horarios" de los "Procedimientos para Programación de la Operación el Despacho de Cargas y Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resoluciones ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1.992 con sus modificatorias y complementarias, por el siguiente texto: "Por cada parada no programada de una máquina turbovapor o nuclear, o sea que no es solicitada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ni corresponde a una salida por mantenimiento programado o correctivo en días u horas no hábiles, se descontará al Generador una suma correspondiente al costo de arranque de UNA (1) máquina turbovapor sustitutiva de módulo equivalente. Sin embargo, este descuento no se hará efectivo si la máquina entrara nuevamente en servicio dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) horas para el caso de unidades turbovapor o de SESENTA (60) horas para unidades nucleares".

Art.2°- Eliminar el último párrafo del Anexo 14 "Costos de Arranque y Parada" de los "Procedimientos para Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resoluciones ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1.992 con sus modificatorias y complementarias.

Art. 3°- La presente Resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de publicación en el Boletín Oficial.

Art. 4°- Notificar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA).

Art. 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS 363/97

Modificase la Resolución N° 29.1995 ex-SETYC, precisando la redacción de la leyenda de certificación para habilitar como título ejecutivo a las facturas emitidas por empresas generadoras que hayan celebrado contratos a término con consumidores que revistan el carácter de Grandes Usuarios Menores.

Bs. As., 7/8/97.

B.O.: 11/8/97.

VISTO el Expediente N° 750-002929/97 del registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, lo dispuesto por el Artículo 8° de la Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 29 del 29 de diciembre de 1.995, y

CONSIDERANDO:

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elabora mensualmente el Documento de Transacciones Económicas (DTE) con toda la información que sirve de base para facturar y con todos los resultados obtenidos por la aplicación de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y sus modificatorias y complementarias, conforme lo establecido en el punto 5.2.3. de tal norma.

Que la COMPANIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), quien tiene asignadas las funciones del mencionado organismo, mediante nota Gerencia General N° 2386 del 28 de julio de 1.997, ha solicitado se precise la redacción de la leyenda de certificación para habilitar como título ejecutivo a las facturas emitidas por empresas generadoras que hayan celebrado contratos a término con consumidores que revistan el carácter de Grandes Usuarios Menores (GUME). Que dicha precisión se solicita en virtud de que los datos económicos de los contratos celebrados con tales grandes usuarios, a diferencia de los datos físicos, no son publicados en el Documento de Transacciones Económicas (DTE).

Que por lo expuesto resulta necesario aclarar, que en el caso de los Grandes Usuarios Menores, los datos económicos para la pertinente certificación son los que resulten del precio declarado ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 84 de la Ley N° 24.065 y el Artículo 84 del Decreto N° 1398 del 6 de agosto de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y PUERTOS

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustitúyese el Artículo 8° de la Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 29 del 29 de diciembre de 1.995 por el siguiente texto: "ARTICULO 8°.- El duplicado de las facturas emitidas por los Generadores Cogeneradores o Autogeneradores correspondientes a transacciones de energía eléctrica mediante contratos en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) serán título hábil para la aplicación del procedimiento ejecutivo en los términos de lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 84 de la Ley N° 24.065, cuando los volúmenes físicos y monetarios de la facturación realizada sean coincidentes con los resultados imputados al contrato en el correspondiente Documento de Transacciones Económicas (DTE) de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) salvo que se trate de contratos celebrados con Grandes Usuarios Menores (GUME) en cuyo caso los volúmenes monetarios de la facturación realizada deberán corresponder con la declaración del precio de contrato realizado al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y contengan en su anverso la certificación de estar vencidas e impagas. La certificación se hará mediante:

"a) La firma de mandatario con poder especial al efecto de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a continuación de la siguiente leyenda: Los volúmenes físicos y monetarios de la presente factura son coincidentes con los resultados imputados al contrato entre (denominación de las partes en el contrato) en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) correspondiente al mes de (identificación del mes) de (identificación del año). Firmas. En el caso de Grandes Usuarios Menores (GUME) la precedente leyenda será sustituida por la siguiente: Los

volúmenes físicos de la presente factura son coincidentes con los resultados imputados al contrato entre (denominación de las partes en el contrato) en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) correspondiente al mes de (identificación del mes) de (identificación del año) y los valores monetarios fueron verificados con el precio declarado ante la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA). Firmas".

"b) La firma de mandatario con poder especial al efecto de la empresa vendedora, a continuación de la siguiente leyenda: Esta factura está impaga a la fecha de la presente certificación la que se expide a los efectos de lo dispuesto en el Artículo 84 de la Ley N° 24.065. El plazo para el pago venció el día (indicación del día de vencimiento). Fecha. Firma.

Para que la certificación sea válida requerirá conjuntamente las DOS (2) firmas indicadas en los incisos a) y b) precedentes y tanto tajes firmas como el carácter invocado por los firmantes deberán ser de autenticidad acreditada por escribano público".

Art. 2°- La presente Resolución comenzará a regir el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 91/97

Modificación de los "Procedimientos para la Programación, la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados por la Resolución Nº 61/92 ex-SEE.

Bs. As., 30/9/97

B.O: 3/10/97

VISTO el Expediente Nº 750-003047/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad es uno de los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad como ha quedado explicitado en la Ley Nº 24.065

Que así, en cuanto resulte técnicamente posible, esta ordenado al espíritu del Marco Regulatorio Eléctrico contenido en la citada ley y particularmente a los objetivos definidos en su Artículo 2º, ampliar el espectro de los consumidores de energía eléctrica que cuentan con la alternativa de contratar su abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que ello es plenamente armónico con el Artículo 42 de la Constitución Nacional en el que se manda a las autoridades proveer a la protección del derecho de los consumidores y usuarios de bienes y servicios a la libertad de elección en la relación de consumo.

Que, la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 159 del 31 de mayo de 1994 establece que la prestación de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (FTT) Función de Vinculación Eléctrica (FVE) - mediante el uso de instalaciones que correspondan a empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL (PEN) en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065, se rige por lo reglado en los respectivos Contratos de Concesión.

Que tales Contratos de Concesión establecen expresamente las tarifas para el Servicio de Peaje para tensiones inferiores a UN KILOVOLTIO (1 kV).

Que es necesario precisar las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) en aquellas jurisdicciones en las que las mismas no están fijadas explícitamente.

Que la Corte Suprema de Justicia de la Nación ha ratificado los fundamentos jurídicos de la mencionada Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 151 del 31 de mayo de 1994 al sostener reciente y unánimemente que "la generación, transporte y consumo de la energía eléctrica se inscribe en un marco de regulación federal incorporado al concepto abarcativo que supone la interpretación del artículo 75 de la Constitución Nacional. En esa inteligencia el Congreso dictó las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065..."-H. 148.XXIX - 1º de julio de 1997.

Que es necesario precisar los requisitos a cumplir por los nuevos titulares de las instalaciones o plantas que estando incorporadas al Mercado Eléctrico Mayorista fueran privatizadas, compradas u otras causas asimilables, para que opere la continuidad de las mismas como agentes del mismo.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º.-Sustitúyese el punto 2. "Requisitos básicos para solicitar la habilitación como Agente", el punto 3.2. "Grandes Usuarios", el punto 4. "Cambio de titularidad de instalaciones, establecimientos o plantas incorporadas al MEM con anterioridad, y el punto 7. "Incorporación del nuevo Agente" del Anexo 17 de los "Procedimientos para la Programación, la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 334 del 1 º de Noviembre de 1994 y por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996, por el texto que como Anexo I forma parte Integrante de la presente Resolución.

Art. 2º - Las disposiciones contenidas en los Contratos de Concesión para la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) que fijen las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) en Baja Tensión, serán de aplicación a los Grandes Usuarios Mayores y Grandes Usuarios Menores que, ubicados en su área de concesión, estén conectados en un nivel de tensión inferior a UN KILOVOLTIO (1 kV).

Art. 3º-La prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) en Baja Tensión a los Grandes Usuarios Mayores y Grandes Usuarios Menores, conectados en un nivel de tensión inferior a UN KILOVOLTIO (1 kV), ubicados en el área de prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de un PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) sin Contrato de Concesión de Distribución, o con un Contrato en el que no estén fijadas las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la referida FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), se regirá por lo siguiente:

a) La tarifa de peaje será igual o menor que la tarifa para usuarios finales consignada en los cuadros tarifarios de aplicación al prestados del servicio público de distribución de que se trate, para servicios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo, deducidos los precios de referencia de la energía y potencia en el nodo de compra del distribuidor.

b) Los niveles de calidad y seguridad deberán ser iguales o superiores a los que el prestador del servicio público de distribución se encuentra obligado respecto del resto de sus usuarios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo.

Art. 4º -Todo PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), por lo menos DOS (2) veces al año, en la fecha que este Organismo determine:

a) Los valores de peaje en Baja Tensión establecidos en los Contratos de Concesión respectivos o, en su defecto la tarifa para usuarios finales consignada en el respectivo cuadro tarifario, de aplicación para servicios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo.

b) La información detallada en el Anexo II de la presente Resolución.

Art. 5º-Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a publicar, junto con cada Programación o Reprogramación Estacional, los valores de los peajes en Baja Tensión vigentes de acuerdo a lo establecido en el presente acto y la información detallada en el Anexo II de la presente Resolución, en el área de concesión de cada uno de los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT).

Art. 6º-Las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) en Baja Tensión serán revisadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), teniendo en cuenta lo establecido en los Artículos 40, 41 y 42 de la Ley Nº 24.065, dentro de los DOCE (12) meses de la vigencia de la presente Resolución. A tal efecto los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) deberán presentar ante dicho organismo los datos y estudios que le sean requeridos por este y los que, adicionalmente, tales prestadores consideren pertinentes.

Art. 7º-La presente Resolución entrará en vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 8º-Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPANIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art.9º-Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 93/97

Extiéndese a la restricción que afecta al Corredor Noroeste Argentino (NOA) - Centro - Litoral, la caracterización de "no previsible con razonable anticipación por los agentes usuarios del corredor" que la Resolución N° 135/96 ex-SET estableció para las restricciones que afectan al corredor Comahue - Buenos Aires.

Bs. As., 3/10/97.

B. O.: 10/10/97.

VISTO el Expediente N° 750-002968/97 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Anexo N° 26, denominado "CALCULO DEL PRECIO LOCAL", de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y sus modificatorias y complementarias, caracteriza las restricciones de transporte programadas como aquellas cuyo efecto sobre el despacho de energía es tenido en cuenta en la programación a mediano y largo plazo.

Que el Anexo antes referido, en su apartado 4.2), indica que sólo las restricciones programadas se encuentran en condición de producir precios locales en un área desvinculada.

Que en atención al progresivo incremento de la tasa anual de fallas dobles evitables y de la utilización del Corredor COMAHUE BUENOS AIRES ha resultado necesario establecer restricciones a la capacidad de transporte en dicho corredor del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que a falta de una razonable previsión de dichas restricciones por parte de los usuarios del corredor COMAHUE - BUENOS AIRES, la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE N° 135 del 15 de mayo de 1.996, caracterizó a las mismas en dicho corredor, correspondientes a los meses de los períodos estacionales de invierno desde el 1° de mayo de 1.996 hasta el 30 de octubre de 1.998, como restricciones forzadas.

Que la Reprogramación Trimestral Agosto Octubre de 1.996 de la Programación Estacional de Invierno del año 1.996 incluyó una restricción a la exportación del área NOROESTE ARGENTINO (NOA) en razón a restricciones cruzadas entre los Corredores NOROESTE ARGENTINO (NOA) - CENTRO - LITORAL y COMAHUE - BUENOS AIRESOLUCION

Que la Programación Estacional de Verano 1.996 - 1.997 y la Programación Estacional de Invierno 1.997 también incluyeron restricciones a la exportación del área NOROESTE ARGENTINO (NOA) en base a consideraciones semejantes.

Que los estudios obrantes en el Expediente criado en el visto, presentados por PLUSPETROL ENERGY SOCIEDAD ANONIMA, indican que la capacidad de exportación de las áreas COMAHUE y NOROESTE ARGENTINO (NOA) sufren restricciones del tipo Límites de Transferencia Máxima Simultánea entre Corredores, asociadas a la falla doble en las dos líneas El Chocón - Ezeiza del Corredor COMAHUE - BUENOS AIRES, cuando este último corredor se encuentra en condiciones de alta exportación y simultáneamente se intenta maximizar la exportación del área NOROESTE ARGENTINO (NOA).

Que el concepto de Límites de Transferencia Máxima Simultánea entre Corredores, denominado también restricción cruzada, resulta de la interdependencia entre las capacidades de exportación de los corredores, principalmente en razón al desequilibrio entre generación y demanda que se produce en las áreas de mayor consumo ante una pérdida importante de la generación en Comahue, debida a la apertura de las dos líneas antes mencionadas.

Que los estudios antes referidos presentan los siguientes resultados:

a) que en el caso particular del área NOROESTE ARGENTINO (NOA), la vinculación eléctrica con el centro del mercado es débil y además no se dispone de un adecuado soporte de tensión, por lo que ante perturbaciones de tal severidad y naturaleza como las antes indicadas, existe alto riesgo que la tensión colapse en algún punto del Corredor NOROESTE ARGENTINO (NOA) CENTRO - LITORAL y se produzca la pérdida de sincronismo de toda la generación del área,

b) que siendo predominantemente hidroeléctrica la generación del Comahue en la condición meses de invierno y horas de resto, en las cuales es previsible que se active la restricción aludida, el despacho de dicha generación recibirá prioridad ante la generación térmica del NOROESTE ARGENTINO (NOA),

c) que el automatismo instalado en el área NOROESTE ARGETINO (NOA) a los efectos de atenuar la restricción aludida, sólo tiene el carácter de una solución provisional,

d) que el intercambio de los subsistemas Norte (Salta) y Centro (Tucumán) del área NOROESTE ARGENTINO (NOA), a través de líneas de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kv.), actúa como un condicionante adicional que afecta la capacidad de transporte simultánea entre los Corredores NOROESTE ARGENTINO (NOA) - CENTRO - LITORAL y COMAHUE - BUENOS AIRES,

e) que la inserción en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) de la Cuarta Línea del Comahue producirá, por una parte un cambio en la modalidad de despacho de la generación hidroeléctrica del área Comahue, permitiendo su mayor empuntamiento y disminuyendo el aporte de la región en el horario de resto y por otra parte reducirá el impacto que causan sobre dicho sistema las fallas dobles en las líneas El Chocón - Ezeiza, resultando de su inserción un alivio en las restricciones actuales a la transferencia simultánea,

f) que también se requiere la concreción de obras en el Corredor NOROESTE ARGENTINO (NOA) - CENTRO - LITORAL y en el área NOROESTE ARGENTINO (NOA) a efectos de concurrir al alivio de las referidas restricciones a la transferencia simultánea, indicándose en dichos estudios las alternativas de obras consideradas.

g) que las obras necesarias, según el apartado precedente, pueden en principio concretarse en un plazo menor al que resta hasta la contratación y puesta en servicio de la denominada Cuarta Línea del Comahue.

Que atendiendo a principios de equidad resulta necesario extender a la restricción que afecta al Corredor NOROESTE ARGENTINO (NOA) - CENTRO - LITORAL, debida al incremento de la tasa de fallas dobles evitables en el Corredor COMAHUE - BUENOS AIRES, la caracterización de "no previsible con razonable anticipación por los agentes usuarios del corredor" que la antedicha Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE N° 135 del 15 de mayo de 1.996 estableció para las restricciones que afectan al corredor COMAHUE - BUENOS AIRES.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065 y el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1.982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Las restricciones a la capacidad de transporte exportadora de la región NOROESTE ARGENTINO (NOA) que, para minimizar el riesgo de colapso total del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en caso de fallas dobles en las líneas El Chocón - Ezeiza, se apliquen al Corredor NOROESTE ARGENTINO (NOA) - CENTRO - LITORAL durante los períodos estacionales de invierno mediante las Programaciones Estacionales de Invierno y Reprogramaciones Trimestrales Agosto - Octubre correspondientes, a partir de la Programación Estacional Mayo - Octubre de 1.997 inclusive, se considerarán no previsibles con razonable anticipación por los Generadores usuarios de tal Corredor NOROESTE ARGENTINO (NOA) - CENTRO - LITORAL hasta aquella programación o reprogramación cuya vigencia concluya el día 30 de octubre de 1.998.

Art. 2°- Durante los períodos estacionales de invierno comprendidos entre el 1° de mayo de 1.997 y el 30 de octubre de 1.998, cuando la región eléctrica NOROESTE ARGENTINO (NOA) resulte en condición de área desvinculada del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) como consecuencia de la restricción referida en el artículo precedente, la limitación debe considerarse una restricción forzada a los efectos del cálculo de los precios locales.

Art. 3°- A partir del inicio del siguiente período estacional de invierno, correspondiente al año 1.999, la restricción referida en el Artículo 1° de este acto debe considerarse una restricción programada a los efectos del cálculo de los precios locales.

Art. 4°- Esta resolución será de aplicación a las transacciones de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) desde el 1° de mayo de 1.997.

Art. 5°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA),

Art. 6°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 132/97

Aprueba la PROGRAMACION ESTACIONAL DE VERANO para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1/11/97 y 30/04/98

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 141/97

Establecense las fechas de vencimiento de los plazos estipulados por las Resoluciones Nros. 332.1994 ex-SE, 106.1995 ex-SE y 19.1995 ex-SETYC, para poner en operación los enlaces de datos y canales de voz requeridos, de acuerdo a la actividad que desarrollan los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Bs. As., 29/10/97.

B. O.: 11/11/97.

VISTO el Expediente 750-001721/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la mayoría de los actores del mercado eléctrico han tenido dificultades para cumplir con los requerimientos definidos en las Resoluciones ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 332 del 1° de noviembre de 1.994 (Norma del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL - SOTR), ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 20 de marzo de 1.995 (Norma del SISTEMA DE COMUNICACIONES -SCOM) y ex-SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 19 del 28 de diciembre de 1.995.

Que a pesar del esfuerzo realizado por gran parte de los Agentes para cumplir con la mencionada normativa, puesto de manifiesto a través de la contratación de las provisiones y servicios requeridos para la implantación del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR), no se ha logrado aún el adecuado funcionamiento del equipamiento adquirido.

Que la falta de experiencia previa en el país sobre el empleo de procedimientos de transmisión de datos del tipo del ELCOM 90 y la carencia, al momento de publicarse las referidas Normas, de empresas locales que pudieran ofrecer los equipamientos requeridos, ha provocado que tales firmas debieran insumir considerables períodos de tiempo en tareas de desarrollo y prueba de los nuevos productos.

Que existieron dificultades para seleccionar prestadores de servicios de comunicaciones debido a la exigua experiencia en transmisiones permanentes de datos en tiempo real y a la falta de información fehaciente acerca de la confiabilidad de los sistemas ofrecidos.

Que se ha producido una continua mejora en el desempeño de los nuevos enlaces de datos en operación, los que partiendo de un comportamiento inicial poco fiable, han ido mejorando paulatinamente hasta encuadrarse en los requisitos de disponibilidad de la reglamentación ya señalada o tendiendo hacia ello.

Que las dificultades precitadas también han alcanzado a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que aún no ha podido satisfacer completamente los requisitos emanados de la Norma del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR).

Que en la implantación de sistemas de este tipo, que integran el funcionamiento de múltiples sistemas de distintas características e incorporan elementos novedosos debiendo funcionar en forma permanente con altas exigencias de disponibilidad, es necesario contemplar un período de depuración y puesta a punto.

Que la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A), ha solicitado a esta Secretaría, en el marco del proceso de transformación y privatización de las actividades desarrolladas por la EMPRESA SOCIAL DE ENERGIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (ESEBA S.A.) y en particular con relación a la privatización de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.), el otorgamiento de un período de gracia, durante el cual debería suspenderse la aplicación de las penalidades originadas en el incumplimiento de los plazos para instalación y puesta en servicio del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR).

Que se considera procedente acceder a la solicitud de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) en el contexto de las actuales circunstancias, otorgando un período de gracia a partir de la Fecha de Toma de Posesión de la empresa citada por parte de los adjudicatarios de la Licitación Pública Nacional e Internacional Para la Venta de las Acciones Clase "A", Clase "B" y Clase "C" de la citada Empresa.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establécese que, de acuerdo a la actividad que desarrollan los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) el vencimiento de los plazos estipulados por las Resoluciones ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 332 del 1° de noviembre de 1.994 (Norma del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL - SOTR), ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 20 de marzo de 1.995 (Norma del SISTEMA DE COMUNICACIONES - SCOM) y ex-SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 19 del 28 de diciembre de 1.995 para poner en operación los enlaces de datos y canales de voz requeridos, se corresponde con las siguientes fechas:

AGENTE - Actividad	**FECHA**
Transporte en Alta Tensión	1/04/96
Generadores	1/07/96
Transporte por Distribución Troncal	1/10/96
Distribuidores	1/10/96

Art. 2°- Defínese un período de implantación de los sistemas destinados al SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SORT) de DIECIOCHO (18) meses, dividido en dos lapsos de tiempo consecutivos de SEIS (6) y DOCE (12) meses de duración respectivamente, cuyo fin es el de permitir la verificación del funcionamiento de sus distintos componentes en condiciones reales de operación y realizar las correcciones necesarias para alcanzar la disponibilidad requerida. El inicio de tal período se contará a partir de las fechas indicadas en el Artículo anterior.

Durante el primer semestre aludido, se deberá constatar la entrada en operación de los enlaces de datos, que funcionan en forma estable, que cumplen las reglas del procedimiento de transmisión de datos y que los datos requeridos son transmitidos correctamente. Los Centros de Control de Area deberán hacer lo propio con los enlaces de datos secundarios definidos en la Norma del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR).

Al término de tal lapso, y durante los siguientes DOCE (12) meses, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y los Centros de Control de Área medirán los tiempos de indisponibilidad de cada enlace, debiendo verificar que la indisponibilidad del equipamiento se encuentre como máximo en el TRES POR CIENTO (3 %) al finalizar el plazo estipulado. Mensualmente la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) proporcionará los resultados obtenidos al Agente responsable para que efectúe las adecuaciones que pudieran corresponder y simultáneamente informará al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) sobre todo enlace que no se mantenga en condiciones de operación durante este período.

Art. 3°- Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sólo certificará la entrada en operación de un enlace de datos cuando éste satisfaga los requerimientos establecidos en el Artículo anterior. Los Centros de Control de Área deberán proceder de igual manera con aquellos enlaces destinados al envío de datos secundarios establecidos en la Norma del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR), informando mensualmente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre las certificaciones otorgadas.

Art. 4º- Establécese que el cómputo de los tiempos de indisponibilidad para cada Agente, a los efectos de la aplicación de lo dispuesto en el Art. 5° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 332 del 1° de noviembre de 1.994, comenzará una vez finalizado el respectivo período de implantación definido en el Artículo 2° de la presente Resolución.

Art. 5°- Establécese que a partir de la puesta en marcha del sistema de supervisión y control de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), se deberá realizar un contraste detallado, con evaluación de comportamientos parciales y calidad de la información, según lo dispuesto en el punto 6 del Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 332 del 1° de noviembre de 1.994.

Para efectuar los ajustes y correcciones que pudieran ser requeridos, se contará con un período máximo de seis meses para la verificación y control inicial, aplicando un procedimiento como el descripto para la segunda fase del período de implantación señalado en el Artículo 2° de este acto.

Art. 6°- Establécese que los plazos máximos definidos en los artículos 2°, 3° y 5° de la presente Resolución no regirán para aquellos agentes que, al momento de la puesta en vigencia de la misma, no tengan implementados el SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) y el SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM).

Art. 7°- Establécese que las nuevas instalaciones que se incorporen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberán incluir los elementos requeridos para cumplir con las Normas del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) y del SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM) desde la fecha de su puesta en servicio, contando a partir de tal fecha con un período de implantación de los sistemas destinados al SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) de DOCE (12) meses, dividido en dos lapsos de tiempo consecutivos de SEIS (6) meses de duración cada uno, cuyo fin es el de permitir la verificación del funcionamiento de sus distintos componentes en condiciones reales de operación y realizar las correcciones necesarias para alcanzar la disponibilidad requerida.

Durante el primer semestre aludido, se deberá constatar la entrada en operación de los enlaces de datos, que funcionan en forma estable, que cumplen las reglas del procedimiento de transmisión de datos y que los datos requeridos son transmitidos correctamente. Los Centros de Control de Área deberán hacer lo propio con los enlaces de datos secundarios definidos en la Norma del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR).

Al término de tal lapso, y durante los siguientes SEIS (6) meses, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y los Centros de Control de Área medirán los tiempos de indisponibilidad de cada enlace, debiendo verificar que la indisponibilidad del equipamiento se encuentre como máximo en el UNO POR CIENTO (1 %) al finalizar el plazo estipulado. Mensualmente la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) proporcionará los resultados obtenidos al Agente responsable para que efectúe las adecuaciones que pudieran corresponder y simultáneamente informará al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) sobre todo enlace que no se mantenga en condiciones de operación durante este período.

Art. 8°- Suspéndese, a partir de la Fecha de Toma de Posesión de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) por parte de los adjudicatarios de la Licitación Pública Nacional e Internacional Para la Venta de las Acciones Clase "A", Clase "B" y Clase "C" de la misma, por un período de gracia de VEINTIDOS (22) meses la aplicación de las penalidades originadas en el incumplimiento de los plazos para instalación y puesta en servicio del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) a cargo de la citada Empresa.

Art. 9°- Establécese que durante el período de gracia mencionado en el Artículo anterior:

a) La EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.), deberá instalar y poner en servicio el equipamiento destinado al SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR), en las condiciones establecidas en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), integrante como Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992, sus modificatorias y complementarias.

b) No se le aplicarán a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) las penalidades previstas en la normativa específica vigente en la materia durante dicho período.

Art. 10.- Establécese que si vencido el período de gracia mencionado, la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) no hubiese completado íntegramente la instalación y puesta en servicio del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR), a satisfacción de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), se hará pasible de las sanciones que establece la normativa vigente desde el inicio del período de gracia y hasta el momento en que cumpla con la citada instalación en las condiciones antedichas. En ese caso, las penalizaciones correspondientes al período de gracia serán calculadas adicionándoles los intereses previstos en el Capítulo V del Anexo I de la de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992, sus modificatorias y complementarias.

Art. 11.- Instrúyese a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.) a instrumentar, en un plazo de DOCE (12) meses contados a partir de la Toma de Posesión del Concesionario, un sistema provisorio que proporcione a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL

MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) los medios mínimos para ejercer la supervisión operativa del área. El conjunto de datos a transmitir deberá ser convenido con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Asimismo, si le correspondiera cumplir con la función de Centro de Control de Área, deberá establecer, dentro del mismo período, los enlaces de datos con los Generadores del Área requerida para esa función.

En el caso de incumplimiento de lo establecido en el presente Artículo se considerará extinguido el período de gracia aplicándose las sanciones tal cual lo establecido en el Artículo 10 presente acto.

Art. 12.- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y, a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alfredo H. Mirkin.

Normativa del Año 1998

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 22/98

Aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y MEMSP, correspondiente al período entre el 1/02/1998 y el 30/04/1998.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 41/98

Modifica Los Procedimientos - Anexo 21

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 77/98

Amplianse las condiciones y requerimientos fijados en el "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", aprobado por la Resolución N° 15/92.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 105/98

Modifica Los Procedimientos, Anexo 21 "Potencia Base de Reserva".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 153/98

Modifica Los Procedimientos - Anexo 21

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 179/98

Condiciones que se deberán reunir para un eventual otorgamiento de la autorización para la construcción de una línea u otra instalación de transporte de energía eléctrica de uso particular, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de Ley n° 24.065 y de su Decreto Reglamentario.
Sustituye los artículos 5°, 9° y 14 del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía eléctrica

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 208/98

Modifica los procedimientos - modifica el reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica
Se reemplaza el artículo 3° del título i del reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica
Se incorpora a Los Procedimientos:
El Anexo 34, denominado "Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte"
El Anexo 35, denominado "Esquema de Alivio de Carga"
Se incorpora al reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica el artículo 15 bis y modificanse los artículos 16, 17, 18, 20, 21, 23 y 24
Se incorpora al título iii del reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica:
El apéndice b denominado "Solicitud de Anteproyecto para Ampliación"
El apéndice c denominado "Ampliaciones del Sistema de Transporte para Mejora Adicional de la Calidad, Mejora de la Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte"
El apéndice d denominado "condiciones particulares para la tramitación de ampliaciones del sistema de transporte en zonas de demanda"
Se incorpora al título ii del reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica el apéndice a denominado "régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica por distribución troncal con recursos provenientes del fondo especial de desarrollo eléctrico del interior (FEDEI)"

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 305/98

Precísase la forma de abonar los gastos que incurran los agentes del mercado eléctrico mayorista (MEM) para la implementación y modificación de las instalaciones de islas y arranque en negro y los correspondientes cargos por su operación y mantenimiento.
Modificación de la resolución n° 258/1995

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 347/98

Apruébase el presupuesto de gastos e inversiones de la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA) correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 1998 y el 30 de abril de 1999.
Establécese que, a partir de la transacción económica correspondiente al mes de mayo de 1998, el cargo mínimo por gastos de administración que debe pagar mensualmente cada agente se fija en peso cuatrocientos ($ 400)

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 423/98

Modificanse los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", aprobados por la Resolución N° 61/92 de la ex SEE, en lo relativo al "Ingreso de Nuevos Agentes al Mercado Eléctrico Mayorista" y a los "Grandes Usuarios Menores".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 425/98

Establécese que, los grandes usuarios situados en el área de concesión de las empresas titulares de concesiones de servicio público de distribución de energía eléctrica otorgadas por el PEN., que ingresen al Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 01-02-1999, afrontarán cargos transitorios variables, adicionales al peaje por función técnica de transporte.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 428/98

Adóptanse medidas en relación a la tarifa aplicable para remunerar la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 472/98

Modificase la "norma del sistema de mediciones de carácter comercial del mercado eléctrico mayorista (SMEC)" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados por la Resolución N° 61/92 de la ex SEE.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 612/98

Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificanse las resoluciones 332/94 y 106/95, que establecieron requisitos semejantes para todos los agentes productores de energía eléctrica, independientemente de su incidencia en el mercado eléctrico mayorista (MEM).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 22/98

Apruébase la Reprogramación Trimestral de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, correspondiente al período 1° de febrero al 30 de abril de 1.998.

Bs. As., 26/01/98.

B. O.: 03/02/98.

VISTO el Expediente N° 750-000181/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que se deben aplicar los precios correspondientes a una probabilidad de excedencia del OCHENTA POR CIENTO (80 %) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a la misma probabilidad de excedencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 1.998, calculada según LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA EUECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1.992 y sus modificatorias.

Art. 2°- Establécense los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM); para el período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 1.998:

a) Precio de:

a. 1) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): MIL OCHOCIENTOS SESENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (1860 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5.00 $/MW-hfv).

a.2) la Potencia Despachada por Confiabilidad (PMESCONF): MIL OCHOCIENTOS SESENTA PESOS POR MEGAVATIO MES (1860 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRCONF): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5 $/MW-hfv)

a.3) la Reserva de Potencia (PESTRES): SETECIENTOS CUATRO PESOS POR MEGAVATIOMES (704 $/MW-mes).

a.4) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: TRESCIENTOS SEIS PESOS POR MEGAVATIO-MES (306 $/MW-mes).

UNIFON: CINCUENTA Y CINCO PESOS POR MEGAVATIO-MES (55 $/MW-mes).

UNISAL: LDS valores se incluyen como Anexo I del presente acto.

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

b.1) en horas de pico: DIECIOCHO PESOS CON DIEZ CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (18,10 $/MWh).

b.2) en horas restantes: DIECISEIS PESOS CON SESENTA Y OCHO CENTAVOS POR MECAVATIO HORA (16,68 $/MWh).

b.3) en horas de valle: TRECE PESOS CON CUARENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (13,43 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

c.1) en horas de pico: CINCUENTA CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,50 $/MWh).

c.2) en horas restantes: CUARENTA Y OCHO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,48 $/MWh).

c.3) en horas de valle: TRECE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,13 $/MWh).

Art. 3º- Establécese que los Factores de Nodo Estacional Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 1.998, son los que se incluyen en el Anexo II del presente acto.

Art. 4°- Establécese que el sobreprecio por Precios Locales a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor, durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 1.998, es el indicado en el Anexo III del presente acto.

Art. 5°- Establécese que, a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1.992, equivalentes a los establecidos en el Artículo 2° de la presente Resolución, son los que se incluyen en el Anexo IV del presente acto.

Art. 6°- Establécense los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 1.998:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): MIL OCHOCIENTOS SESENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (1860 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5,00 $/MW-hfv).

a.2) la Potencia Despachada por Contabilidad (PMESCONF): MIL OCHOCIENTOS SESENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (1860 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRCONF): CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA HABIL FUERA DE VALLE (5,00 $/MW-hfv)

a.3) la Reserva de Potencia (PESTRES): DOS MIL SETECIENTOS CUARENTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO-MES (2744 ($/MW-mes).

a.4) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO SESENTA Y SIETE PESOS POR MEGAVATIO-MES (167 $/MW-mes).

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

UNISAL: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 (i/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

b. l) en horas de pico: VEINTICUATRO PESOS CON SESENTA Y CUATRO CENTAVOS POR IEGAVATIO HORA (24,64 $/MWh).

b.2) en horas restantes: VEINTICUATRO PESOS CON CUARENTA Y SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (24,46 ($/MWh).

b.3) en horas de valle: VEINTICUATRO PESOS CON DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (24,02 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

c.1) en horas de pico: CINCUENTA Y UN CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,51 $/MWh).

c.2) en horas restantes: CINCUENTA Y UN CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,51 $/MWh).

c.3) en horas de valle: VEINTICINCO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,25 $/MWh).

Art. 7°- Establécese que los Factores de Nodo Estacional Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) en el período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 1.998, son los que se incluyen como Anexo V del presente acto.

Art. 8°- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) en el Mercado y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de Noviembre de 1.992, equivalentes a los establecidos en el Artículo 7° de la presente Resolución, son los que se incluyen en el Anexo VI del presente acto.

Art. 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 10º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alfredo H. Mirkin.

ANEXO I

Unisal

TRIMESTRE FEBRERO - ABRIL 1998

UNISAL

ANEXO II

Factores de Nodos para Distribuidores del MEM

TRIMESTRE FEBRERO - ABRIL 1998

(*) La codificación corresponde a la utilizada en la Reprogramación Trimestral.

ANEXO III

Sobrecostos por precios locales

TRIMESTRE FEBRERO - ABRIL 1.998

Sobrecostos por precios locales para los Distribuidores que contrataron toda su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh.:

La codificación corresponde a la utilizada en la Reprogramación Trimestral.

Precios a Distribuidores para tarifas a Usuarios Finales
TRIMESTRE FEBRERO - ABRIL 1.998

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES SEGUN LO PREVISTO EN LA RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 326/94.

Empresa	$ PEST			$ POTREF		
	PICO $/MWh	RESTO S/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes		
S.P.S.E. - SANTA CRUZ	29.21	28.85	24.38	4086.33		
EDERSA - RIO NEGRO	30.17	29.42	25.01	4000.96		

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 41/98

Modificase la Resolución ex - Secretaria de Energía Eléctrica N° 61/92, en relación con la venta de la Potencia Base en Reserva.

Bs. As., 16/2/98

B.O.: 22/04/98

VISTO el Expediente ND 750-000433/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 105 del 31 de marzo de 1998 se sustituyó el Anexo 21: "Potencia Base en Reserva de los Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex -SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que por error se omitió en la última parte del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 105 del 31 de marzo de 1998 un párrafo completo que determina la venta de la Potencia Base en Reserva.

Que es necesario subsanar el error cometido.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° - Agrégase en la última parte del Anexo 21: "Potencia Base en Reserva" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de Abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, el siguiente texto:

"La máquina se considera vendiendo como potencia en reserva al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la potencia restante, de existir, luego de descontar de la potencia base máxima reconocida mensual en la maquina la potencia media operada, la potencia media en reserva fría y la potencia comprometida en contratos de reserva fría (PCONTF)".

VENDEPBASq = max (PBASMESq-PMOPq-PMESFRIAq-PCONTFq.0)

Art.2° - Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art.3° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archivase. - Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 77/98

Amplianse las condiciones y requerimientos fijados en el "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", aprobado por la Resolución N° 15/92.

Bs. As., 12/03/98.

B. O.: 18/03/98.

VISTO el Expediente N° 750-000230/97 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 15 de fecha 11 de septiembre de 1.992, aprobó el "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión" fundada en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 475 de fecha 4 de septiembre de 1.987 que prevé los mecanismos para la dimensión ambiental en los proyectos y obras energéticas y en diseño, construcción y explotación de líneas de transmisión y estaciones transformadoras y/o de compensación de Extra Alta Tensión, desde la etapa del proyecto hasta la explotación.

Que el Artículo 17 de la Ley N° 24.065 establece que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de los ecosistemas involucrados, respondiendo a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que establezca en el futuro, en el orden nacional, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERYICIOS PUBLICOS.

Que el Artículo 17 del Decreto N° 1398 del 11 de agosto de 1.992 reglamentario de la Ley N° 24.065 establece que la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, hoy SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERYICIOS PUBLICOS deberá determinar las normas de protección de cuencas hídricas y ecosistemas asociados, a las cuales deberán ajustarse los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica, en lo referente a la infraestructura física, las instalaciones y las operaciones de sus equipos.

Que para la elaboración de la norma ha intervenido el INSTITUTO DE INVESTIGACIONES TECNOLOGICAS PARA REDES Y EQUIPOS ELECTRICOS (IITREE), en el marco del Convenio celebrado entre la ex-SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA y la UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA.

Que así también se ha dado intervención en la elaboración a la SECRETARIA DE POLITICA Y REGULACION DE SALUD del MINISTERIO DE SALUD Y ACCION SOCIAL, al CONSEJO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTIFICAS Y TECNICAS (CONICET) de la SECRETARIA DE CIENCIA Y TECNOLOGLA, a la SECRETARIA DE RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO SUSTENTABLE dependiente de PRESIDENCIA DE LA NACION, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACION DE TRANSPORTISTAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ATEERA).

Que desde el punto de vista de la protección ambiental, y atento el estudio oportunamente otorgado por el INSTITUTO DE INVESTIGACIONES TECNOLOGICAS PARA REDES Y EQUIPOS ELECTRICOS (IITREE), es recomendable adoptar, con un criterio de precaución, valores de exposición a campos electromagnéticos de baja frecuencia.

Que, para ello, resulta necesario ampliar las condiciones y requerimientos fijados en el "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", aprobado por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 15 del 11 de septiembre de 1.992.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS se encuentra facultada para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por el Artículo 17 de la ley Nº 24.065 y de su Decreto Reglamentario N° 1398 del 11 de agosto de 1.992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Las disposiciones del "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 15 del 11 de septiembre de 1.992, serán aplicables a toda empresa u organismo, sea cual fuere su naturaleza jurídica, que tenga a su cargo la realización de proyectos y/o ejecución de, obras de líneas de transmisión, estaciones transformadoras y/o compensadoras de tensión igual o mayor a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV), por su condición de titular de una concesión sujeta a jurisdicción nacional sea ésta de Transporte de Interconexión Internacional, de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, o de distribución de Energía Eléctrica así como para actuar como transportista independiente.

Considerase, asimismo, alcanzados por las disposiciones del "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión" a todo sujeto de derecho que obtenga una autorización de excepción para la construcción de instalaciones de transporte de energía eléctrica en los términos del Artículo 31 de la Ley N° 24.065, así como a todo transportista independiente.

Art. 2°- Sustitúyese la denominación "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión" a que se hace referencia en el artículo precedente por la de "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico".

Art. 3º- Sustitúyese el Anexo I "Valores Orientativos" de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 15 de fecha 11 de septiembre de 1.992 por los "Parámetros Ambientales" que como Anexo I forman parte integrante del presente acto. Dichos "Parámetros Ambientales" serán de aplicación obligatoria para todo sujeto comprendido en el artículo precedente.

Art. 4°- La empresa u organismo, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional , y tenga a su cargo la realización de proyectos y/o ejecución de obras de líneas de transmisión y distribución de tensión igual o superior a TRECE CON DOS DECIMAS DE KILOVOLTIOS (13,2 kV) e inferiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y estaciones transformadoras y/o puestos de transformación y compensación, deberán cumplir con las "Condiciones y Requerimientos" que como Anexo II forman parte integrante de la presente Resolución.

Art. 5º- Toda violación o incumplimiento de la presente norma deberá ser subsanado en término perentorio que a tales efectos fije el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Si persistiera transcurrido el plazo definido en el apercibimiento, la violación o el incumplimiento, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) podrá ordenar la interrupción de la construcción y/o funcionamiento de la instalación afectada, bajo responsabilidad y a costa y cargo del incumplidor el que adicionalmente será pasible de la sanción de multa entre PESOS MIL ($ 1.000) y PESOS UN MILLON ($ 1.000.000). Queda especificado que la interrupción es de carácter preventivo y se mantendrá la misma hasta que la violación o el incumplimiento sea subsanado.

Art. 6°-Deróganse los Artículos 2°, 4°, 5° y 6° de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 15 del 11 de septiembre de 1.992.

Art. 7°- El presente acto comenzará a regir a partir del día siguiente de la fecha de su publicación.

Art. 8°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 9°-Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alfredo H. Mirkin.

ANEXO I

PARAMETROS AMBIENTALES

Con el objeto de incentivar un mejoramiento global de la compatibilidad de los electroductos con el ambiente, deben considerarse los efectos originados por:

1 - Impacto visual

2 - Efecto corona: radiointerferencia ruido audible

3 - Ruido

4-Campos de baja frecuencia: eléctrico de inducción magnética

1. IMPACTO VISUAL

En toda instalación eléctrica se deberá considerar la relación entre la obra y el paisaje en sus aspectos directos, esto es por la interposición física de los soportes, torres y de los conductores y en sus aspectos

indirectos en la degradación de la percepción del observador de áreas naturales, arquitectónicas, históricas o paisajísticas, ya que representan una instrusión extraña en dicho contexto.

Para identificar la sensibilidad de los recursos naturales, predecir el impacto, incorporar cambios en la traza y en el diseño que permitan reducir el impacto visual adverso, los proyectistas se deberán basar en TRES (3) aspectos importantes: visibilidad, contexto e intensidad, los que juntos forman la estructura conceptual de la evaluación de tal impacto.

Como mínimo, la visibilidad necesita ser determinada desde estos puntos particulares:

a) Áreas reconocidas como de contenido escénico, recreativas, culturales, históricas

b) Corredores de electroductos

c) Áreas residenciales

d) Distritos comerciales

e) Áreas de visión pública significativa

La evaluación de la visibilidad debe tener en cuenta además factores topográficos, vegetativos, y estacionales (de temporada).

La visibilidad provee un punto de partida definitivo para posteriores evaluaciones, si no hay visibilidad no hay impacto visual, y no serían necesarios posteriores análisis.

El contexto dentro del cual la instalación será ubicada y percibida, es fundamental para el impacto visual. Los factores que permiten considerarlo:

a) Que tipo de uso se le da a la tierra donde se hará la instalación

b) Que actividades desarrollan los potenciales espectadores

c) Cuales son las expectativas escénicas respecto del paisaje.

Dado que es imposible ocultar completamente una línea de alta tensión, es necesario establecer prioridades que permitan determinar dónde dichas instalaciones son visualmente apropiadas o inapropiadas, es decir cuales paisajes son particularmente sensibles.

Una forma de definir la característica de sensibilidad de un paisaje es a través de factores definidos como: calidad escénica, uso de la tierra o actividad, número de espectadores e instalaciones existentes.

Finalmente, para evaluar tal sensibilidad, el analista debe determinar la intensidad visual, a través del estudio de características específicas de la instalación propuesta.

Los factores que permiten considerar la intensidad son los siguientes:

a) Relieve o prominencia, es decir la posición que la intrusión visual ocupa dentro de la panorámica de una zona dada.

b) Contraste, es decir, cómo la instalación se destaca sobre el fondo

c) Distancia desde donde es vista la instalación.

d) Duración de la instalación en el tiempo.

e) Expansión que ocupa la instalación.

f) Escala de la instalación, referida al tamaño en comparación con otros elementos, tales como árboles, sierras, edificios, etc.

g) Diseño, en cuanto al color, material, textura y forma.

Para el análisis de las alternativas, se deberán incorporar al proyecto pautas que eviten un impacto visual significativo y de minimización de afectación del espacio, considerando los siguientes aspectos:

a) Minimizar el impacto visual de la obra con relación a la apreciación panorámica del paisaje.

b) Seleccionar tecnologías, actualmente disponibles y con posibilidades de aplicación, que reduzcan la ocupación del espacio y el impacto visual, tales como: la utilización de mensuras aislantes en líneas aéreas (fine post): utilización de estructuras tubulares, etc.

c) En zonas pobladas, realizar el emplazamiento de las columnas en sitios donde la afectación a los frentistas sea la menor posible y alejados de predios destinados a alojar o realizar actividades tales como escuelas, hospitales, geriátricos, etc.

d) Evitar el empleo de superficies metálicas brillantes en zonas de alto valor paisajístico, sin perjuicio de cumplir con las restricciones de seguridad que correspondan (aeropuertos, cruce de rutas, etc.).

e) Evitar la proximidad a instalaciones de almacenamiento de combustibles.

El estudio de impacto deberá comprender un examen de las diversas alternativas que la tecnología actual permite considerar, seleccionando aquella que posea un mejor perfil ambiental.

2. EFECTO CORONA

2.1 Radiointerferencia

El campo perturbador generado por la línea ocasiona, en los radiorreceptores que se encuentran dentro de su zona de influencia, un ruido característico. Las principales fuentes de interferencia en las comunicaciones de radio, originadas en instalaciones de ALTA TENSION (AT), pueden ser separadas en DOS (2) tipos:

a) Descargas corona (descargas eléctricas parciales en un medio dieléctrico gaseoso, en regiones de alta intensidad de campo eléctrico del entorno de los conductores). Estas dependen del diseño de la línea y las condiciones climáticas, e interfieren casi exclusivamente en la banda de frecuencias inferiores a TREINTA MEGAHERTZ (30 MHz) (radio AM), fenómeno reconocido como RADIOINTERFERENCIA (RI).

b) Descargas disruptivas (microdescargas que tienen lugar generalmente en la morsetería y que se deben a falsos contactos o a imperfecciones en el ensamble entre un aislador y su morsetería). Estas dependen de aspectos constructivos e interfieren en un espectro que alcanzan los centenares de MHa (radio FM y TV). Los elementos de las líneas y las subestaciones deben ser ensayados y cumplir con los requerimientos de radiointerfereneia indicados en los procedimientos del COMITE INTERNACIONAL ESPECIAL DE PERTURBACIONES RADIOELECTRICAS (CISPR) N° 18 Partes 1, 2 y 3. (COMITE INTERNACIONAL ESPECIAL DE PERTURBACIONES RADIOELECTRICAS (CISPR) N° 18: Características de líneas y equipamientos de alta tensión relativas a perturbaciones radioeléctricas; Parte 1: Descripción del problema, Parte 2: Métodos de medición y procedimientos para la determinación de límites, Parte 3: Práctica para minimizar la generación de ruido). Cumplidos los requerimientos anteriores, el cálculo de los niveles de RADIOINTERFERENCIA (RI) se realiza sólo por descarga corona en los conductos RESOLUCIÓN El nivel tolerable de RADIOINTERFERENCIA (RI) depende de:

c) Los tipos de comunicaciones a proteger.

d) Los niveles de señal de las comunicaciones a proteger.

e) El nivel de la calidad de la recepción.

f) Los límites de tiempo en la interferencia prevista.

Para la definición de la franja perturbada, se utilizarán los procedimientos indicados por el COMITE INTERNACIONAL ESPECIAL DE PERTURBACIONES RADIOELECTRICAS (CISPR) N° 18- 1, 2 y 3.

De acuerdo con las normas de la Comisión Nacional de Telecomunicaciones, se fija un nivel máximo de RADIOINTERFERENCIA (RI) en: CINCUENTA Y CUATRO DECIBELES (54 dB) durante el OCHENTA POR CIENTO (80 %) del tiempo, en horarias diurnos (Norma SC-S3.80.02/76- Resolución ex-SC N° 117/78), medidos a una distancia horizontal mínima de CINCO (5) veces la altura de la línea aérea en sus postes o torres de suspensión (Norma SC-M- 150.01).

Se fija un valor de máxima interferencia de TREINTA DECIBELES (30dB), para protección de señales radiofónicas, con calidad de recepción de interferencia no audible (Código 5 de CIGRE).

2.2 Ruido Audible

La presencia de efecto corona en conductores de líneas de alta tensión puede dar origen a sonidos audibles (RA: ruido audible). Al igual que en el caso de RADIOINTERFERENCIA (RI), la intensidad de dicho ruido depende del gradiente superficial de campo eléctrico en los conductores, de su estado superficial y de las condiciones atmosféricas.

Estos niveles de perturbación de RUIDO AUDIBLE (RA) se incrementan junto con el nivel de tensión de operación de los sistemas de transmisión, y comienza a tomar importancia para tensiones superiores a TRESCIENTOS KILOVOLTIOS (300 kV), aproximadamente.

Se fija un límite de CINCUENTA Y TRES DECIBELES "A" [53 dB(A)], valor que no debe ser superado el CINCUENTA POR CIENTO (50 %) de las veces en condición de conductor húmedo, a una distancia de TREINTA METROS (30 m) desde el centro de la traza de la línea o en el límite de la franja de servidumbre o parámetro de una estación transformadora.

3. RUIDO

En las subestaciones se evaluarán los datos garantizados de ruido máximo a producir por los transformadores u otros equipos. Los mismos deberán cumplir con las exigencias de la norma IEC 651 (1987) e IRAM N° 4074-1/88 "Medición de niveles de presión sonora".

Se deberá cumplir con la norma IRAM N° 4062/84 (Ruidos molestos al vecindario).

4. CAMPOS DE BAJA FRECUENCIA

En presencia de campos eléctricos y magnéticos generados por las líneas, pueden aparecer por acoplamiento electrostático (E/S) y acoplamiento magnético (E/M) tensiones y corrientes en instalaciones cercanas cuales como alambrados, cercas, cañerías de riego, líneas de comunicación, etc., las cuales pueden tener efectos sobre las personas y/o sobre las instalaciones.

Para atender los efectos de las líneas aéreas sobre circuitos de comunicaciones en las cercanías de instalaciones de ALTA TENSION (A.T.) deben seguirse las directivas del COMITE CONSULTIVO INTERNACIONAL TELEGRAFICO Y TELEFONICO (CCITT).

Para atender los efectos en las personas debidos a un eventual contacto con instalaciones cercanas a las líneas, se adoptan valores límites de corrientes de contacto para un caso testigo, tal como se indica en los puntos 4.1 y 4.2.

Para atender los efectos en las personas debidos a la exposición a campos eléctricos y de inducción magnética, se adoptan valores de máximo límite extremo tendientes a orientar la elección de los diseños de las futuras instalaciones, teniendo en cuenta valores tan bajos como razonablemente alcanzables, y evitando los que puedan producir campos de inducción magnética más intensos que los típicos para las líneas existentes, tal como se indica en los puntos 4.1 y 4.2.

El estudio de evaluación de impacto deberá comprender un examen de las diversas alternativas de diseño que la tecnología actual permita considerar, seleccionando aquella que contenga los valores de campos eléctricos y de inducción magnética "tan bajos como sea razonablemente alcanzable".

4.1 Campo eléctrico:

En base a los documentos elaborados conjuntamente por la ORGANIZACION MUNDIAL DE LA SALUD (OMS), la ASOCIACION INTERNACIONAL PROTECCION CONTRA LA RADIACION:N° IONIZANTE (IRPA), y el PROGRAMA AMBIENTAL DE NACIONES UNIDAS, los cuales recopilan en diferente piases, los valores típicos de la mayoría de las líneas que se encuentran en operación, se adopta el siguiente valor límite superior de campo eléctrico no perturbado, para líneas en condiciones de tensión nominal y conductores a temperatura máxima anual: TRES KILOVOLTIOS POR METRO (3 kV/m), en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a UN METRO (1 M) del nivel del suelo.

Cuando no estuviera definida la franja de servidumbre, el nivel de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la Reglamentación de la ASOCIACION ELECTRO TECNICA ARGENTINA (AEA) sobre Líneas Eléctrica Aéreas Exteriores.

El nivel máximo de campo eléctrico, en cualquier posición, deberá ser tal que las corrientes de contacto para un caso testigo: niño sobre tierra húmeda y vehículo grande sobre asfalto seco, no deberán superar el límite de seguridad de CINCO MILI AMPERIOS (5ma).

4.2 Campo de inducción magnética:

En base a la experiencia de otros países, algunos de los cuales han dictado normas interinas de campos de inducción magnetices y a los valores típicos de las líneas- en operación, se adopta el siguiente valor límite superiores de campo de inducción magnética para líneas en condiciones de máxima carga definida por el límite térmico de los conductores: DOSCIENTOS CINCUENTA MILI GAUSSIOS (250 mG), en el borde de la franca de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a UN METRO (1) del nivel del suelo.

Cuando no estuviera definida la franca de servidumbre, el nivel de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la Reglamentación de la ASOCIACION ELECTRO TECNICA ARGENTINA (AEA) sobre Líneas Eléctrica Aéreas Exteriores.

El nivel máximo de campo de inducción magnética, en cualquier posición, deberá ser tal que las corrientes de contacto en régimen permanente, debido al contacto con objetos metálicos Largos cercanos a las líneas, no deberán superar el límite de salvaguarda de CINCO MILI AMPERIOS (5mA).

CONDICIONES Y REQUERIMIENTOS

1. INTRODUCCION

ANEXO II

El presente Anexo forma parte de las acciones emprendidas por la SECRETARIA DE ENERGIA para evaluar y controlar los efectos ambientales del abastecimiento eléctrico. y persigue alcanzar los siguientes objetivos:

Proporcionar el marco de referencia para la oportuna y adecuada consideración de aquellos aspectos ambientales vinculados al proyecto, construcción y explotación de líneas de tensiones iguales o superiores a TRECE CON DOS DECIMAS DE KILOVOLTIO (13,2 kV) e inferiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y de las estaciones transformadoras y/o puestos de transformación y/o compensación correspondientes.

Orientar la identificación de las tareas necesarias para la gestión ambiental, en cada etapa del desarrollo de tales obras, las que estarán integradas a la gestión global de las mismas.

La consideración de estos aspectos, permitirán optimizar la eficiencia de las instalaciones en el largo plazo y el funcionamiento armónico con el ambiente, sobre todo cuanto a raíz de su emplazamiento se pueden generar o potenciar determinados impactos y/o conflictos que pueden resultar gravosos para ambos componentes.

2. CONDICIONES

Se deberá:

a) Observar el cumplimiento estricto de la legislación ambiental, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para evitar efectos nocivos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ambiente.

b) Mantener los equipos e instalaciones en condiciones tales que permitan niveles de contaminación menores o iguales a los indicados por las leyes, decretos, reglamentaciones y normas que correspondan aplicar en cada caso en particular.

c) Establecer y mantener durante el período de operación, sistemas de registro, a fin de facilitar la verificación del cumplimiento de las normas de protección ambiental

3. REQUERIMIENTOS

Con el objeto de incentivar un mejoramiento global de la compatibilidad de las instalaciones con el ambiente, para toda instalación nueva, ampliación o extensión de las existentes, deberán adecuarse las acciones a los parámetros ambientales establecidos en el punto 4 del presente Anexo. El Informe sobre el tratamiento de tales parámetros estará a disposición del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para su presentación ante dicho organismo, en la oportunidad que este lo requiera a los fines del cumplimiento del ejercicio de sus funciones.

Se deberá confeccionar el Plan de Gestión Ambiental correspondiente, para las etapas de construcción y operación el cual cumplirá , en su presentación y ejecución, con los requerimientos establecidos en la Resolución ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 32 de fecha 2° de abril de 1994, acerca de los Procedimientos de programas de Gestión Ambiental.

4. PARAMETROS AMBIENTALES

4.1 OCUPACION DEL ESPACIO

El proyecto de un sistema de transmisión o distribución, como de cualquier otra obra, no puede prescindir de considerar el daño potencial que puede originar al medio que lo circunda. En forma concreta ocupará un espacio originando perturbaciones al ambiente natural y al ambiente social.

En el análisis de las alternativas de las obras, deberán considerarse los siguientes aspectos:

a) Reconocimiento de la estructura social y económica de las áreas afectadas por la traza de la línea y por el emplazamiento de las estaciones y/o puestos de transformación y/o compensación, e identificación de los efectos positivos y negativos a áreas productivas, zonas residenciales, de yacimientos arqueológicos o de interés histórico, paisajístico y turístico, y a otros usos del espacio.

b) Estudio y evaluación de formas alternativas de acceso en aquellos tramos donde la línea atraviese zonas que deban ser preservadas por razones del sistema natural, arqueológicas, históricas, paisajistas, económicas - productivas. etc.

c) Prevalecer el uso de áreas en las que ya se encuentre modificado el sistema natural.

d) Evitar la proximidad e instalaciones de almacenamiento de combustibles.

e) Evitar en las estaciones transformadoras y puestos de transformación y/o de compensación. que resulten contaminados los desagües pluviales y/o sanitarios con los líquidos de refrigeración.

f) Manejo adecuado en el movimiento de suelos, a fin de evitar la ocurrencia o aceleración de procesos erosivos, la alteración de escurrimientos de aguas superficiales o su acumulación. '

Estas precauciones se adoptarán tanto en las zonas de servicio como en las zonas afectadas por las obras.

g) Tratamiento de las tierras afectadas por la construcción y emplazamiento de la línea y estaciones, tendientes a restituirlas al término de los trabajos respectivos a su estado natural, al máximo que sea posible, compatible con el servicio, y en el mínimo plazo.

h) En las zonas pobladas, se deberá respetar la trama urbana y tratar de utilizar espacios públicos no destinados a parques, lugares turísticos o recreativos para la comunidad. Se sugiere el alejamiento de predios destinados a alojar o realizar actividades tales como escuelas, hospitales, hospicios, geriátricos, etc.

i) Garantizar el acceso a los inmuebles de los frentistas que se encuentren afectados a la obra, especialmente en la etapa de construcción de la misma.

j) Las excavaciones que se realicen para las instalaciones de cable subterráneo deben resguardar la presencia de otros servicios, limitar la rotura de veredas y afectar mínimamente las raíces de los árboles.

k) Garantizar, en zonas pobladas, la circulación de vehículos y transeúntes en las etapas de construcción y mantenimiento de las obras.

1) Desmontar los campamentos y obradores y demás instalaciones utilizadas durante la construcción y retirar todos los materiales sobrantes o no usados, procurando restablecer los respectivos sitios a sus condiciones de origen.

m) Adoptar medidas de seguridad para evitar la ocurrencia de accidentes, cercando la zona de trabajo con varas que garanticen la interrupción de la circulación.

Esta iniciativa se concreta, por un lado, con metodologías de proyecto que otorgan el peso justo a la instancia de protección del ambiente, y por otro lado, mediante la introducción de nuevas tipologías de componentes, particularmente compactos.

4.2 IMPACTO VISUAL

Una de las afectaciones más importantes es la que existe en la relación entre la obra y el paisaje, ya sea por aspectos directos, esto es por la interposición física de los soportes o torres y de los conductores o por aspectos indirectos en la degradación de la percepción del observador de áreas naturales, arquitectónicas, históricas o paisajísticas, ya que representan una intrusión extraña en dicho contexto.

La ocupación del espacio y la perturbación visual son factores prioritarios del impacto de la línea aérea en el ambiente.

Para identificar la sensibilidad de los recursos naturales, predecir el impacto, incorporar cambios en la traza y en el diseño que permitan reducir el impacto visual adverso, los proyectistas se deberán basar en TRES (3) aspectos importantes: visibilidad, contexto, e intensidad, los que/juntos forman la estructura conceptual de la valuación de tal impacto.

Como mínimo la visibilidad necesitará ser determinada desde los siguientes puntos:

a) Áreas reconocidas como de contenido escénico, recreativas, culturales, históricas.

b) Corredores de electroductos

c) Áreas residenciales

d) Distritos comerciales

e) Áreas de visión pública significativa

La evaluación de la visibilidad debe tener en cuenta además, factores topográficos, vegetativos y estacionales (de temporada).

La visibilidad provee un punto de partida definitivo para posteriores evaluaciones, si no hay visibilidad no hay impacto visual, y no serían necesarios posteriores análisis.

El contexto dentro del cual la instalación será ubicada y percibida, es fundamental para el impacto visual. Los factores que permiten considerarlo son:

a) Que tipo de uso se le da a la tierra donde se hará la instalación

b) Que actividades desarrollan los potenciales espectadores

c) Cuales son las expectativas escénicas respecto del paisaje.

Dado que es imposible ocultar completamente una línea es necesario establecer prioridades que permitan determinar donde dichas instalaciones son visualmente apropiadas o inapropiadas, es decir cuales paisajes son particularmente sensibles. Una forma de definir las características de sensibilidad de un paisaje es a través de factores definidos como: calidad escénica, uso de la tierra o actividad, número de espectadores e instalaciones existentes.

Finalmente, para evaluar tal sensibilidad, el analista deberá determinar la intensidad visual, a través del estudio de características específicas de la instalación propuesta.

Los factores que permiten considerar la intensidad son los siguientes:

a) Relieve o prominencia, es decir la posición que la intrusión visual ocupa dentro de la panorámica de una zona dada.

b) Contraste, es decir como 1a instalación se destaca sobre el fondo

c) Distancia desde donde es vista la instalación.

d) Duración de la instalación en el tiempo.

e) Expansión que ocupa la instalación.

f) Escala de la instalación, referida en comparación con otros elementos tales como árboles, sierras, edificios, etc.

g) Diseño, en cuanto al color, material y forma.

Para el análisis de las alternativas, se deberán incorporar al proyecto pautas que eviten impactos visuales significativos y de minimización de afectación del espacio mediante la consideración de los siguientes aspectos:

1. En áreas pobladas, considerar el uso de muros de elevación en la periferia las subestaciones, en lugar de cercas metálicas. Implementar el tratamiento paisajístico con cercas vivas las que atenuarán el impacto visual.

b) Adoptar proyectos de iluminación, para los patios externos, que sean compatibles con las necesidades de operación y mantenimiento, de manera de evitar el realce innecesario o inadecuado de las instalaciones en el medio que las circundan.

c) Seleccionar soportes de las líneas aéreas que se caractericen por minimizar su perceptibilidad.

d) En las líneas aéreas, considerar la utilización de ménsulas aislantes (line post), ya que disminuyen al mínimo la distancia del conductor al soporte, reduciendo 1a ocupación del espacio y el impacto visual.

e) En las áreas pobladas, las columnas deben ser emplazadas en sitios donde la afectación a frentistas sea la menor posible

f) Se debe minimizar la perceptibilidad de los gabinetes tipo "buzón" en los que se instalan tableros de baja tensión, atendiendo a su diseño y al color de los mismos.

g) Considerar la utilización de conductores aislados, ya que resultan más seguras para las personas y las aves, por reducción de la electrocución accidental, del impacto visual y de la ocupación del terreno. A la vez permite una mejor inserción en zonas boscosas ya que se reduce drásticamente la tala de árboles, tanto en la fase de construcción como como de operación.

h) Instalar las señalizaciones correspondientes, de acuerdo a 1as actividades que se desarrollen en las cercanías de las líneas (aeropuertos, operaciones de grúas etc.).

El estudio de evaluación de impacto deberá comprender un examen de las diversas alternativas que la tecnología actual permite considerar, seleccionando aquella que posea un mejor perfil ambiental.

4.3 RADIOINTERFERENCIA

El campo perturbador generado por la línea ocasiona, en los radiorreceptores que se encuentren dentro de su zona de influencia, un ruido característico.

Los elementos de las líneas y puestos de transformación, deben ser ensayados y cumplir los requerimientos de radiointerferencia en los procedimientos del COMITE INTERNACIONAL ESPECIAL DE PERTURBACIONES RADIOELECTRICAS (CISPR) N° 18 Partes 1,2 y 3.

Número 18: Característica de líneas y equipamientos de alta tensión relativas a perturbaciones radioeléctricas: Parte 1: Descripción del problema. Parte 2: Métodos de medición y procedimientos para la determinación de límites. Parte 3: Práctica para minimizar la generación de ruido).

Cumplidos los requerimientos anteriores, el cálculo de los niveles de RADIOINTERFERENCIA (RI) se realiza solo por descarga corona en los conductores. El nivel tolerable de RADIOINTERFERENCIA (RI) depende de: los tipos de comunicaciones a proteger, los niveles de señal de las comunicaciones, el nivel de calidad de la recepción y los límites de tiempo en la interferencia prevista.

Para la definición de la franja perturbada, se utilizarán los procedimientos indicados por la norma del COMITE INTERNACIONAL ESPECIAL DE PERTURBACIONES RADIOELECTRICAS (CISPR) N° 18 Partes 1, 2 y 3.

De acuerdo con las normas de la COMISION NACIONAL DE COMUNICACIONES, se fija un nivel máximo de RADIOINTERFERENCIA (RI) en: CINCUENTA Y CUATRO DECIBELES (54 dB) durante el OCHENTA POR CIENTO (80%) del tiempo, en horarios diurnos (Norma SC-S-3.80.02/76 - Resolución ex-SC Nº 117/78, medidos a una distancia horizontal mínima de CINCO (5) veces la altura de la línea aérea en sus postes o torres de suspensión (Norma SC-M- 1-50.01).

Se fija un valor de máxima interferencia de TREINTA DECIBELES (30 dB). para protección de señales radiofónica, con calidad de recepción de interferencia no audible (Código 5 de CIGRE).

4.4. RUIDO

En las subestaciones se evaluarán los datos garantizados de ruido máximo a producir de los transformadores y otros equipos. Los mismos, deberán cumplir con las exigencias de la norma IEC 651 (1987) e IRAM N° 4074- 1 /88"Medición de niveles de presión sonora".

Se deberá cumplir con la norma IRAM N° 4062 "Ruidos molestos al vecindario".

4.5. CAMPOS DE BAJA FRECUENCIA

En presencia de campos eléctricos y magnéticos generados por las líneas, pueden aparecer por acoplamiento electrostático (E/S) y acoplamiento magnético (E/M) tensiones y corrientes en instalaciones cercanas, tales como alambrados, cercas, cañerías de riego, líneas de comunicación, etc., las cuales pueden producir efectos sobre las personas y/o las instalaciones.

Para atender los efectos de las líneas aéreas sobre circuitos de comunicaciones instalados en las cercanías de instalaciones de ALTA TENSION (AT) deben-seguirse las directivas del COMITE CONSULTIVO INTERNACIONAL TELEGRAFICO Y TELEFONICO (CCITT).

Para atender los efectos en las personas debidos a un eventual contacto con instalaciones cercanas, se adoptan valores límites de corrientes de contacto para un caso testigo, tal como se indica en los puntos 4.5.1. y 4.5.2.

Para atender los efectos en las personas debidos a la exposición a campos eléctricos y de inducción magnética, se adoptan valores de máximo límite extremo tendientes a orientar la elección de los diseños de las futuras instalaciones de distribución de energía eléctrica, teniendo en cuenta valores tan bajos como razonablemente alcanzables, y evitando los que puedan producir campos de inducción magnética más intensos que los típicos para las líneas existentes, tal como se indica en los puntos 4.5.1. y 4.5.2.

El informe de los requerimientos ambientales deberá reflejar los esfuerzos razonablemente aceptables para disminuir los valores de campo eléctrico y magnético tanto como sea posible.

4.5.1.Campo eléctrico

En base a las documentos elaborados conjuntamente por la ORGANIZACION MUNDIAL DE LA SALUD (OMS), la ASOCIACION INTERNACIONAL DE PROTECCION CONTRA LA RADIACION NO IONIZANTE (IRPA) y el PROGRAMA AMBIENTAL DE NACIONES UNIDAS, los cuales recopilan en diferentes países, los valores típicos de la mayoría de las líneas que se encuentran en operación, se adopta el siguiente valor límite superior de campo eléctrico no perturbado para las líneas, en condiciones de tensión nominal y conductores a temperatura máxima anual: TRES KILOVOLTIOS POR METRO (3 kV/m), en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a un metro del nivel del suelo.

Cuando no estuviera definida la franja de servidumbre, el nivel de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la Reglamentación de la ASOCIACION ELECTROTECNICA ARGENTINA (AEA) sobre Líneas Eléctricas Aéreas Exteriores.

El nivel máximo de campo eléctrico, en cualquier posición, deberá ser tal que las corrientes de contacto para un caso testigo: niño sobre tierra húmeda y vehículo grande sobre asfalto seco, no deberán superar el límite de seguridad de CINCO MILI AMPERIOS (5mA).

4.5.2. Campo de inducción magnética

En base a la experiencia de otros países, algunos de los cuales han dictado normas interinas de campos de inducción magnética y a los valores típicos de las líneas en operación, se adopta el siguiente valor límite de campo de inducción magnética para líneas, en condiciones de máxima carga definida por el límite térmico de los conductores:

DOSCIENTOS CINCUENTA MILI GAUSSIOS (250 mG), en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a un metro del nivel del suelo.

Cuando no estuviera definida la franja de servidumbre, el valor de campo deberá ser igual o inferior a dicho valor en los puntos resultantes de la aplicación de las distancias mínimas establecidas en la Reglamentación de la ASOCIACION ELECTROTECNICA ARGENTINA (AEA) sobre Líneas Eléctricas Aéreas Exteriores.

El nivel máximo de campo de inducción magnética, en cualquier posición, deberá ser tal que las corrientes de contacto en régimen permanente, debido al contacto con objetos metálicos largos cercanos a las líneas, no deberán superar el límite de salvaguarda de CINCO MILI AMPERIOS (5mA).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 105/98

Modificase del "Procedimiento para la Programación, la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", aprobado por Resolución N° 61/92, el Anexo 21 "Potencia Base de Reserva".

Bs. As., 31/03/98.

B. O.: 06/04/98.

VISTO el Expediente Nº 750-000433/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que Junto con la Programación Estacional de Invierno el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determina la Potencia Base en Reserva de una máquina térmica convencional o nuclear del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como la potencia media con que es requerida la misma en el año extraseco.

Que en el cálculo de dicha potencia debe tenerse en cuenta los apartamientos respecto a las fechas previstas, en la Base de Datos Estacional de Invierno, del ingreso al despacho económico de nuevos grupos térmicos cuya potencia nominal resulte individual o conjuntamente superior a CIEN (100) MW.

Que para tener en cuenta lo expresado en el considerando anterior corresponde realizar modificaciones en la reglamentación correspondiente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1.995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustitúyese el Anexo 21: "Potencia Base en Reserva" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1.992, sus modificatorias y complementarias, por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

Art. 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 179/98

Condiciones que se deberán reunir para un eventual otorgamiento de la autorización para la construcción de una línea u otra instalación de transporte de energía eléctrica de uso particular, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de Ley N° 24.065 y de su Decreto Reglamentario.

Bs. As., 8-5-98

VISTO el Expediente Nº 750-000003-98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que como parte de la transformación realizada del sector eléctrico nacional se transfirió a actores privados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la responsabilidad de impulsar y solventar las expansiones de la red de transporte de energía eléctrica.

Que el Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 establece que el PODER EJECUTIVO NACIONAL podrá autorizar a un generador, distribuidor yo gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

Que el Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, reglamentario de la Ley Nº 24.065, delega en la SECRETARIA DE ENERGIA la facultad de autorizar la construcción de una línea de transporte de uso particular, a exclusivo costo del distribuidor, generador yo gran usuario que lo solicite.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha autorizado la construcción de líneas de transporte de uso particular, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de la Ley Nº 24.065, en condiciones de excepción aplicando criterios restrictivos.

Que se considera conveniente establecer bajo qué criterios se tratarán las autorizaciones de excepción admitidas en el Artículo 31 de la Ley Nº 24.065.

Que, por otra parte, los procedimientos aplicables a la gestión de las expansiones o ampliaciones se encuentran contenidos en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dentro de dichos procedimientos, los contenidos en el Título II del Reglamento antes citado se refieren a las expansiones a construir mediante el denominado Contrato entre Partes, cuyo objetivo es brindar una gestión ejecutiva al actor que requiere una expansión.

Que para este tipo de expansiones, el Artículo 14 de dicho Reglamento establece que el uso por terceros de la capacidad de transporte remanente de las mismas será remunerado exclusivamente según el régimen vigente para instalaciones existentes, no pudiendo, bajo ningún concepto, transferirse a dichos terceros los costos de amortización de la ampliación.

Que los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) han expresado reiteradamente su desaliento para la aplicación de este mecanismo en tanto no se admite prioridad de uso para quienes asumen en forma exclusiva el costo de amortización.

Que mediante análisis efectuados por esta Secretaría se ha concluido que en el caso donde la ampliación se proyecte a través de una línea radial para el abastecimiento de energía a una gran demanda, en particular una demanda industrial, se puede efectuar una adecuada previsión de la evolución de dicha demanda en el tiempo.

Que en consecuencia, teniendo en cuenta la conveniencia de profundizar en alternativas regulatorias que compatibilicen el favorecer el desarrollo del sistema eléctrico con el principio de acceso abierto y para facilitar el uso del mecanismo de expansión mediante el denominado Contrato entre Partes se considera admisible la posibilidad de otorgar prioridad en el acceso a la capacidad de transporte a construir a favor del Comitente del Contrato entre Partes para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación en los casos que encuadren en la hipótesis del párrafo precedente.

Que tal prioridad debe necesariamente limitarse en el tiempo y regularse, a efectos de preservar la posibilidad de acceso de terceros a la capacidad de transporte en cuestión.

Que técnicamente las expansiones de la red de transporte de energía eléctrica se caracterizan por su modularidad, lo que restringe las posibilidades de adecuar el proyecto de la ampliación a los estrictos requerimientos de la demanda, obligando en general a construir capacidad en exceso.

Que así, aun durante el período en que se acepte prioridad de uso de las Ampliaciones por Acuerdo entre Partes, se habilita el acceso por terceros a la capacidad excedentaria de la ampliación, en los términos del Artículo 14 del Reglamento antes citado.

Que como surge de fojas 19/ de estas actuaciones corresponde, en el marco de la presente resolución, dejar sin efecto la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 7 del 5 de enero de 1995.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEL MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que las facultades para el dictado de la presente Resolución surgen del Artículo 31 del Anexo I del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 y el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º - La autorización para la construcción de una línea u otra instalación de transporte de energía eléctrica de uso particular, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 y de su Decreto reglamentario sólo se evaluará, para su eventual otorgamiento, cuando se reúnan las siguientes condiciones:

a) se trate de líneas radiales y de muy corta longitud,

b) tales líneas estén conectadas al punto técnicamente más próximo de la red eléctrica,

c) sobre ellas no se prevea aún en el largo plazo la necesidad o conveniencia pública del uso compartido con terceros.

d) el solicitante de la autorización cuente con la conformidad por escrito de la totalidad de los terceros titulares del dominio público o privado de los inmuebles que serán afectados la traza de la línea o ubicación de las instalaciones.

Art. 2º - Antes de emitir la autorización para la construcción de una línea de transporte de uso particular la SECRETARIA DE ENERGIA solicitará al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la celebración de la Audiencia Pública a que hace referencia el Artículo 11 de la Ley Nº 24.065 para tratar los siguientes aspectos:

a) consideración de la obra propuesta desde el punto de vista del impacto de la misma sobre el sistema.

b) consideración de las observaciones de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se encuentren en condición de demostrar que sus instalaciones resultarán afectadas por las instalaciones proyectadas., c) consideración de los aspectos ambientales relevantes en relación a las instalaciones proyectadas.

Efectuada la Audiencia Pública y relevadas las observaciones sobre los aspectos del proyecto, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA en TREINTA (30) días corridos sobre la existencia o no de impedimentos técnicos o ambientales válidos para concretar la instalación solicitada. En los casos en que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) informase a esta Secretaría dentro del plazo referido, se entenderá que a criterio de dicho Organismo no existen impedimentos para concretar la instalación solicitada.

Art. 3º - Sustitúyense los Artículos 5º, 9º y 14 del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por los textos que con idéntica numeración están contenidos en el ANEXO I que forma para integrante del presente acto.

Art. 4º - Derógase la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 7 del 5 de enero de 1995.

Art. 5º - El presente acto entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial y será de aplicación a todos los pedidos de autorización para la construcción de una línea u otra instalación de transporte de energía eléctrica de uso particular, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de la Ley Nº 24.065 y de su Decreto reglamentario, que se inicien con posterioridad a la vigencia de la presente Resolución.

Art. 6º - Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 7º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 153/98

Modificase el Anexo 21: "Potencia Base en Reserva" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados por la Resolución N° 61/92 exSEE.

Bs. As., 24/4/98

VISTO el Expediente Nº 750-000433/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 105 del 31 de marzo de 1998 se sustituyó el Anexo 21: "Potencia Base en Reserva" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que por error se omitió en la última parte del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 105 del 31 de marzo de 1998 un párrafo completo que determina la venta de la Potencia Base en Reserva.

Que es necesario subsanar el error cometido.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º - Agrégase en la última parte del Anexo 21: "Potencia Base en Reserva" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, el siguiente texto:

"La máquina se considera vendiendo como potencia en reserva al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la potencia restante, de existir, luego de descontar de la potencia base máxima reconocida mensual en la máquina la potencia media operada, la potencia media en reserva fría y la potencia comprometida en contratos de reserva fría (PCONTF)".

VENDEPBASq = máx (PBASMESqPMOPqPMESFRIAqPCONTFq,0)

Art. 2º - Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 3º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

- Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 208/98

Modificase el reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 2743/92, y los "Procedimientos para la Programación de la Operación", el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" fijados por Resolución N° 61/92 SEE.

Bs. As., 27/05/98

B.O.: 25/06/98

VISTO el Expediente Nº 750-000419/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que entre los objetivos de la política nacional para el sector eléctrico explicitados en la Ley Nº 24.065 se incluye el de promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad y en ello se incluye el procurar un desarrollo armonioso del sistema.

Que para ello es necesario profundizar en las herramientas que la regulación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) ha establecido para el ejercicio de las responsabilidades asignadas sobre el particular a los distintos actores de dicho mercado y a su vez, precisar los criterios establecidos para el acceso al sistema.

Que por otra parte, es conveniente iniciar un proceso de estudio y evaluación que permita definir un eventual ajuste del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

Que actualmente, e independientemente de lo precedente, todos los agentes demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) son responsables, cuando les es requerido, de satisfacer equitativamente la reducción de carga que, para adaptar la demanda a la oferta disponible, resulte necesaria en el sistema para prevenir el colapso.

Que en tanto la implicancia de los cortes preestablecidos no es igual para todos los consumidores de energía eléctrica, es razonable favorecer regulatoriamente un mercado de cortes entre agentes, introduciendo opciones para la participación de GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAS) en la desconexión de cargas ante déficit de potencia.

Que, por otra parte, se considera conveniente incorporar alternativas para la iniciación de ampliaciones de la capacidad de transporte de energía eléctrica realizadas por el mecanismo del concurso público con el fin de permitir acortar los tiempos que requieren los procesos previos a la etapa en que una propuesta de ampliación, que responda a una necesidad técnica del sistema de transporte y al beneficio económico común, sea sometida a consideración de la totalidad de sus beneficiarios.

Que independientemente de lo precedente, contribuye a la calidad el identificar oportunamente la necesidad de hacer expansiones y/o adecuaciones de estaciones transformadoras existentes, siendo tal identificación una de las responsabilidades regulatoriamente asignadas al transportista titular de la concesión de transporte sobre el sistema del que forma parte la estación transformadora por su posición privilegiada para reconocer tal necesidad.

Que, en consecuencia, se considera conveniente otorgar a tal transportista la potestad de iniciar una ampliación por el mecanismo de concurso público cuando se acredite su necesidad técnica y su utilidad y conveniencia económica general.

Que iniciada una ampliación de las características antes indicadas, las tramitaciones deberán continuarse siguiendo los procedimientos previstos en el Capítulo III del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión incluyendo el ineludible requisito de no oposición del correspondiente porcentaje del total de los beneficiarios.

Que, por otra parte, la experiencia obtenida desde la implementación de los procedimientos correspondientes demostró que las ampliaciones de importante magnitud requieren plazos extensos tanto para la concreción del estudio de factibilidad como para la elaboración del anteproyecto y el cumplimiento de los requerimientos reglamentarios.

Que se considera posible reducir dichos plazos mediante un procedimiento que permita independizar el avance de tales tareas preparatorias y su evaluación por la totalidad de los beneficiarios, del proceso decisorio sobre la ejecución misma de la ampliación a sustanciarse por separado, incluyendo la puesta a

consideración del mismo a la totalidad de los beneficiarios y ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que, por otra parte, con recursos del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) se financia a los Estados Provinciales para construir obras que, entre otras, por sus características constituyen ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de jurisdicción federal.

Que corresponde entonces admitir en los reglamentos que rigen tales ampliaciones la posibilidad de que, en los casos en que se apliquen recursos del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI), las Provincias a las que se asignan tales fondos, puedan gestionar el acceso a la capacidad existente o la correspondiente ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica.

Que en tal caso, dado el origen de tales recursos, la solicitud deberá realizarse en los términos del Título II del "REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA".

Que por otra parte, existen ampliaciones de la red de transporte direccionadas a incrementar la capacidad de transporte en la red o alguno de sus elementos pero que no pueden ser asociadas directamente, por sus características, a una determinada línea o estación transformadora.

Que tales ampliaciones se denominarán Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte y son, taxativamente, las siguientes: la desconexión automática de generación y la conexión/desconexión automática de compensación, los estabilizadores de potencia, la desconexión automática de cargas cuando ésta se instale a fin de servir al incremento de la capacidad de transporte de un vínculo, los resistores de frenado, los equipos de supervisión de oscilaciones, los equipamientos de potencia reactiva para compensación de sistemas de transporte y los equipamientos y/o protecciones asociadas que se deban modificar o reemplazar ante la superación de la potencia de cortocircuito de los primeros.

Que, a su vez, se califica como Ampliaciones para la Mejora Adicional de la Calidad a aquellas ampliaciones de la red de transporte que dispuestas en áreas de influencia correspondientes a generación tienen por objetivo la disminución del nivel de cortes - resultante de fallas tanto típicas como atípicas de alta probabilidad de ocurrencia - en el abastecimiento a una demanda o a conjunto de demandas abastecidas desde dicha red.

Que en atención a la preservación y Mejora Adicional de la Calidad en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), resulta de interés contemplar un procedimiento de identificación y gestión de las ampliaciones atinentes a dichos objetivos en el sistema.

Que por sus responsabilidades operativas las Concesionarias del Transporte se encuentran en situación privilegiada para identificar técnicamente las obras necesarias para mejorar la calidad en el sistema, responsabilidad esta que por otra parte tienen asignada.

Que a su vez, resulta necesario para una adecuada evaluación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el que se incluya como condición a observar, para cada una de las obras a que alude el párrafo precedente, que el valor presente de sus costos de inversión y operación y mantenimiento resulte menor que el valor presente de la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) que dicha obra evitaría.

Que también en estos aspectos las propuestas técnicas de las Transportistas deben ser analizadas y evaluadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y consideradas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en el marco de lo que prescribe la normativa vigente.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en su informe denominado "Cortes y Energía no Suministrada" elevado a esta Secretaría mediante Nota GG N° 2494 del 21 de octubre de 1997, indica que la falla doble simultánea del corredor Comahue - Ezeiza es la principal fuente de ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y que además de esta fuente existen otras cuya presencia afecta la calidad del sistema.

Que, en consecuencia, para el corto plazo es factible definir procedimientos orientados a lograr una mejora de la calidad en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), considerándose como conveniente aquellos que viabilicen inversiones de riesgo para la realización de obras que minimicen la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS).

Que es asimismo necesario definir los beneficiarios para las Ampliaciones de Mejora Adicional de la Calidad y precisar aquellos de las Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte.

Que por tratarse de procedimientos establecidos en función de señales económicas se precisa que, en el marco de los Contratos de Concesión para la prestación del Servicio Público de distribución, otorgados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de las Leyes Nº 15.336 y 24.065, los costos que impliquen para los distribuidores concesionarios las inversiones para la mejora de calidad resultantes de la aplicación de los procedimientos implementados por la presente Resolución, no pueden ser incluidos en los cargos estacionales de transporte de tales distribuidores, por estar incorporados en los cuadros tarifarios vigentes.

Que no obstante ello, las empresas titulares de los Contratos de Concesión a que alude el párrafo precedente obtienen, con la implementación de tales procedimientos, la posibilidad de contar con herramientas adicionales para procurar, mediante las inversiones necesarias a cargo de la distribuidora, una prestación del servicio en condiciones adecuadas de calidad y de tal forma, evitar las quitas en las tarifas que están previstas en los referidos Contratos en forma progresivamente creciente por incumplimiento en los también crecientes requerimientos de calidad.

Que dentro de su jurisdicción compete a cada autoridad local concedente evaluar si cabe aplicar a las Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica locales los criterios indicados en los DOS (2) párrafos precedentes que son mandatarios en jurisdicción federal.

Que por otra parte, se denominan Ampliaciones para Mejora de la Seguridad, a aquellas ampliaciones que permiten reducir el riesgo o los efectos de colapso total o parcial del sistema, originado en fallas severas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia, quedando incluidas a la fecha en esta categoría sólo las instalaciones de arranque en negro en la generación existente y el sistema de formación de islas.

Que para la preservación de las condiciones de seguridad en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), es conveniente contemplar un procedimiento de identificación y gestión de las ampliaciones destinadas a dicho objetivo y definir los beneficiarios de una mejora de Seguridad.

Que además, dado que la seguridad y la calidad de la operación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y de sus interconexiones internacionales depende, en medida importante, del control del sistema eléctrico, y que éste es ejercido por el personal encargado de la operación en tiempo real de los distintos Centros de Control Operativo, se estima conveniente que tanto COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como los Agentes del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM), establezcan y apliquen regularmente procedimientos normativizados de evaluación de idoneidad para el personal con responsabilidades operativas.

Que a su vez, en procura de la objetividad y excelencia técnica, es razonable que los correspondientes procedimientos de evaluación y su aplicación, sean validados y auditados por entidades técnicas de reconocido prestigio e independencia, especializadas en control de calidad, y autorizados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado de la presente Resolución surgen de lo dispuesto por los Artículos 36 y 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, los Artículos 12 y 13 del Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992, y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 26 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º.- Instrúyese a las empresas titulares de concesiones de transporte para que incluyan adicionalmente en sus Guías de Referencia, a los fines de satisfacer las exigencias del punto 2.2 "OPORTUNIDADES DE AMPLIACION Y OBRAS MENORES" primer párrafo, del Anexo 20 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex -SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, todas aquellas obras de mejora adicional de la calidad, mejora de la seguridad y especiales de capacidad que consideren que el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) requiera, teniendo presente para ello las definiciones incluidas en el ANEXO VII de la presente (Anexo 34 de LOS PROCEDIMIENTOS).

Art. 2º.- Reemplázase el Artículo 3° del Título I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por el texto que integra el presente acto como ANEXO I.

Art. 3º.- Incorpórase a los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el Anexo 35, denominado "ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA", texto que como ANEXO II integra el presente acto.

Art. 4°.- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), dentro del plazo de NOVENTA (90) días corridos contados desde la vigencia de la presente Resolución debe elaborar, respetando las pautas incluidas en el ANEXO III del presente acto del que forma parte integrante, un Procedimiento Técnico general que servirá como guía para la elaboración del procedimiento de evaluación de idoneidad del personal con responsabilidades operativas de dicha empresa.

A su vez, cada Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) identificado como responsable a estos efectos en el referido ANEXO III de este acto, establecerá y aplicará, tomando como guía el Procedimiento Técnico general elaborado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), un procedimiento propio de evaluación de idoneidad para habilitar a su personal de operación.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y cada agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) antes aludido deberán habilitar, aplicando su procedimiento de evaluación de idoneidad, a todo el personal de operación, dentro del plazo máximo de DOSCIENTOS SETENTA (270) días corridos contados desde la vigencia del Procedimiento Técnico guía elaborado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Art. 5º.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y cada Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) responsable deberán, dentro del plazo indicado en el Artículo precedente, enviar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los efectos de su registro, la documentación respaldatoria que acredite el cumplimiento de las prescripciones sobre habilitación de operadores contenidas en la presente Resolución y en el procedimiento de evaluación de idoneidad para el personal de operaciones que cada empresa haya elaborado. Asimismo adjuntarán a dicha documentación su valoración efectuada por una entidad independiente de reconocido prestigio en auditoría de calidad.

Art. 6º.- El apartamiento o incumplimiento de los procedimientos de evaluación de idoneidad o las normas de calidad establecidos se informará al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que aplique las correspondientes sanciones. Tales sanciones serán más severas cuando el apartamiento o incumplimiento referido resultare del informe de análisis de perturbaciones producidas en el sistema eléctrico.

Art. 7º.- Incorpórase al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el Artículo 15 BIS y modifícanse los Artículos 16, 17, 18, 20, 21, 23 y 24 del citado Reglamento, según el texto que integra el presente acto como ANEXO IV.

Art. 8º.- Incorpórase al Título III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, como APENDICE B denominado "SOLICITUD DE ANTEPROYECTO PARA AMPLIACION" el texto que integra el presente acto como ANEXO V.

Art. 9º.- Incorpórase al Título III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, como APENDICE C denominado "AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA MEJORA ADICIONAL DE LA CALIDAD, MEJORA DE LA SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE", el texto que integra el presente acto como ANEXO VI.

Art. 10.- Incorpórase a los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, como Anexo 34, denominado "ASIGNACION DE RESPONSABILIDADES A LOS USUARIOS DE AMPLIACIONES DE CALIDAD, DE SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE", el texto del ANEXO VII del presente acto del que forma parte integrante.

Art. 11.- Incorpórase al Título III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, como APENDICE D

denominado "CONDICIONES PARTICULARES PARA LA TRAMITACION DE AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ZONAS DE DEMANDA", el texto que integra el presente acto como ANEXO VIII.

Art. 12.- Incorpórase al Título II del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, como APENDICE A denominado "REGIMEN ESPECIAL DE AMPLIACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL CON RECURSOS PROVENIENTES DEL FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI)", el texto que integra el presente acto como ANEXO IX.

Art. 13.- DISPOSICION TRANSITORIA. Para permitir en el corto plazo las iniciativas tendientes a reducir la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) ocasionada por la falla doble simultánea no tornádica de las líneas Chocón - Ezeiza y otras fallas, se establece con carácter transitorio hasta el 30 de diciembre de 1998 el siguiente procedimiento:

a) El Transportista en Alta Tensión, TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA debe identificar, proyectar, presupuestar y presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de los SESENTA (60) días contados desde la vigencia de la presente Resolución, las Ampliaciones que considere necesarias para minimizar la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) producida por la falla doble simultánea de origen no tornádico en las líneas Chocón - Ezeiza, respecto de las que estime que el valor presente de sus costos de inversión y operación y mantenimiento resulta menor que el valor presente de ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) que se evitaría por dicha Ampliación.

b) Todos los Transportistas deben identificar, proyectar, presupuestar y presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), dentro del plazo indicado en el inciso precedente, las otras Ampliaciones que consideren necesarias para minimizar la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) en sus respectivos ámbitos de concesión, respecto de las que estimen que el valor presente de su costos de inversión y operación y mantenimiento resulta menor que el valor presente de la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) que se evitaría por dicha Ampliación.

c) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), dentro de los TREINTA (30) días de recibida la documentación de Transportistas conforme lo dispuesto en los apartados a) y b) precedentes, procederá a:

I) efectuar su análisis,

II) verificar si el valor presente de los costos de inversión y operación y mantenimiento resulta menor que el valor presente de la ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) que evitaría cada Ampliación,

III) y elaborar y remitir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) informes evaluando la pertinencia y conveniencia de cada una de las Ampliaciones identificadas por los Transportistas e identificando técnicamente a los beneficiarios de las mismas.

d) El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) tratará las Ampliaciones presentadas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)en cumplimiento del punto c) precedente como presentaciones efectuadas en los términos de la normativa correspondiente a las Ampliaciones para Mejora Adicional de la Calidad y Ampliaciones Especiales de Capacidad de Transporte solicitadas por el transportista correspondiente, teniendo presente las obligaciones que a dichos Transportistas pudiesen caberles en razón de sus respectivos Contratos de Concesión las que en ningún caso podrán entenderse modificadas por lo dispuesto en la presente Resolución.

Art. 14.- DISPOSICION TRANSITORIA. Hasta que la SECRETARIA DE ENERGIA resuelva la vigencia de una revisión del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION que contemple otra definición, se entenderán por fallas atípicas de alta probabilidad aquellas fallas del sistema de transporte de energía eléctrica que en el citado Reglamento se identifican como fallas atípicas inevitables y como fallas atípicas de baja probabilidad a las otras fallas atípicas.

Art. 15.- La presente Resolución entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 16.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 305/98

Precisase la forma de abonar los gastos que incurran los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para la implementación y modificación de las instalaciones de islas y arranque en negro y los correspondientes cargos por su operación y mantenimiento. Modificación de la Resolución N° 258-95.

Bs. As., 27-7-98

VISTO el Expediente Nº 750-000330-98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 258 del 26 de junio de 1995 estableció la necesidad de prever la formación automática de islas eléctricas equilibradas en poten cia activa y reactiva, ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva para garantizar la continuidad del Sistema Eléctrico y la necesidad de contar con generadores que posean instalaciones de arranque en negro, ante la probabilidad de ocurrencia de un colapso total o parcial en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que la complejidad del desarrollo del proyecto aconseja reelaborar la asignación de tareas.

Que se debe definir con más precisión la forma de abonar los gastos que incurran los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para la implementación y modificación de las instalaciones de islas y arranque en negro y los correspondientes cargos por su operación y mantenimiento.

Que los usuarios del sistema de transporte y las transportistas deben instalar estos equipamientos de control en función de lo establecido en el TITULO III: "DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES" del REGLAMENTO DE CONEXION Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha presentado a esta Secretaría una propuesta de modificación reglamentaria consensuada con los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con mayor participación en este proyecto.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Deróganse los Artículos 2º al 7º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 258 del 26 de junio de 1995.

Art. 2º — Aclárase que a los efectos de la presente Resolución denomínase AGENTE PROPIETARIO al Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o al TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de una Licencia Técnica otorgada por un Transportista, en cuyas instalaciones deben ser montados los equipamientos requeridos y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro.

Art. 3º — Aclárase que a los efectos de la presente Resolución denomínase AGENTE COORDINADOR al Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que tendrá a cargo la coordinación de la implementación del proyecto de islas eléctricas y arranque en negro en una Región Eléctrica determinada del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Los AGENTES COORDINADORES definidos, y las áreas de coordinación correspondientes son:

AGENTE COORDINADOR	**AREA DE COORDINACION**
TRANSENER S.A. (Islas Formadas a partir de la Red de 500 kV)	CENTRO LITORAL NEA
DISTROCUYO S.A	CUYO

TRANSNOA S.A.	NOA
COTDT COMAHUE	COMAHUE
TRANSBA S.A.	PCIA. BUENOS AIRES
EDENOR S.A. - EDESUR S.A.	GRAN BUENOS AIRES

Art. 4º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar las actividades necesarias para:

a) Evaluar el comportamiento dinámico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) identificando contingencias atípicas graves en las cuales los recursos estabilizantes y la reducción operativa de demanda no resulten totalmente efectivos para evitar el colapso parcial o total del mismo, registrando en cada caso la evolución de las tensiones y la frecuencia en cada Región Eléctrica y entregando los resultados de los estudios y las bases de datos utilizadas a los AGENTES COORDINADORES.

b) Identificar las islas eléctricas que podrían requerirse ante contingencias graves que conduzcan al colapso total o parcial del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

c) Identificar los generadores que cuentan con las instalaciones de arranque en negro, requeridas por el sistema eléctrico y que ante el colapso total o parcial del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) pueden arrancar en negro o permanecer en servicio alimentando solamente sus servicios auxiliares.

d) Identificar la necesidad de instalaciones de Arranque en Negro adicionales asociadas con el restablecimiento del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) después de un colapso parcial o total del sistema, analizando la factibilidad técnica y económica de su implementación, y estimando los costos de inversión y de operación y mantenimiento asociados.

e) Evaluar y auditar los costos presupuestados por los AGENTES COORDINADORES y PROPIETARIOS para la realización de los estudios, los proyectos, y la construcción de las instalaciones de islas y arranque en negro, así como cualquier reclamo presentado por los mismos por los pagos en virtud del proyecto.

f) Evaluar los costos presupuestados por los AGENTES COORDINADORES y PROPIETARIOS para la realización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de islas y arranque en negro.

g) Pronosticar el valor de la energía no suministrada evitable con cada instalación y evaluar los análisis de costobeneficio que presenten los AGENTES COORDINADORES.

h) Remitir a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación la evaluación del costobeneficio indicado en g) y los costos indicados en e) y f) junto con la proyección de los fondos necesarios para el desarrollo del proyecto los que serán incluidos en el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

i) Habilitar las instalaciones para la formación de islas eléctricas y el arranque en negro.

j) Preparar, sobre la base de la información realizada por los AGENTES COORDINADORES un conjunto de manuales, con las instrucciones de operación a ser adoptadas después de un colapso total o parcial del sistema, a fin de restablecer el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), suministrando la capacitación requerida para su aplicación.

Art. 5º — Instrúyese a los AGENTES COORDINADORES para que sobre la base de datos, informaciones e hipótesis suministradas por los AGENTES PROPIETARIOS realicen en su área de coordinación las actividades necesarias para:

a) Definir las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves que conduzcan al colapso total o parcial del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), y los automatismos y sistemas de regulación requeridos para ello, individualizando a los AGENTES PROPIETARIOS en cuyas instalaciones deben ser montados dichos equipamientos, previo acordar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y los AGENTES PROPIETARIOS los criterios técnicos a aplicar.

b) Evaluar el comportamiento dinámico de cada una de las islas eléctricas identificadas verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables.

c) Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para poder habilitar o inhabilitar aperturas de interruptores en forma automática, adecuando la conformación de las islas eléctricas a las variaciones de demanda y generación que se produzcan.

d) Estimar los costos de inversión, montaje y puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas identificadas, incluidos ensayos y todo otro costo generado por el proyecto.

e) Realizar un análisis de costobeneficio de cada isla que tenga en cuenta la confiabilidad del esquema, considerando la confiabilidad de todos y cada uno de sus componentes, la probabilidad estimada de suceso de la isla basada en las distintas configuraciones y condiciones operativas de la red y de los generadores involucrados y la Energía no Suministrada evitada, a fin de desarrollar diseños prácticos y coordinados de esquemas de Islas.

f) Elaborar los anteproyectos de las instalaciones que se requieran para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro, definiendo los términos de referencia para el proyecto.

g) Aprobar, en los aspectos técnicos, el proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y de las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro que realicen los AGENTES PROPIETARIOS.

h) Acordar con los AGENTES PROPIETARIOS el plan, el cronograma y el presupuesto para la implementación de cada isla e instalación de arranque en negro.

i) Auditar la calidad de los trabajos de los AGENTES PROPIETARIOS y realizar el seguimiento y control de los avances del trabajo contra el cronograma y presupuesto acordado. Auditar los procesos de adjudicación de las obras y de la inspección de los ensayos y puesta en marcha de las mismas y aprobar que los esquemas de Formación de Islas y los esquemas de Arranque en Negro instalados cuando estén totalmente operativos y tengan el desempeño esperado.

j) Preparar, sobre la base de la información realizada por los AGENTES PROPIETARIOS, los manuales con las instrucciones de operación a ser adoptadas en su área de coordinación después de un colapso total o parcial del sistema.

k) Identificar y disponer la ejecución de todas las tareas adicionales necesarias para concretar la efectivización de la conformación de las islas eléctricas identificadas y la instalación de los equipamientos de arranque en negro y su actualización en el tiempo.

Art. 6º — Instrúyese a los AGENTES PROPIETARIOS a realizar las actividades necesarias para:

a) Suministrar en tiempo y forma a los AGENTES COORDINADORES los datos, informaciones e hipótesis requeridas para el cumplimiento de las actividades asignadas a éstos y participar con los mismos en las tareas donde así esté establecido.

b) Ejecutar el proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro, incluyendo cualquier instalación adicional que pueda ser necesaria para permitir la reconexión del sistema, definidas por el AGENTE COORDINADOR correspondiente o la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

c) Realizar la operación, mantenimiento y actualización de las instalaciones para la formación de islas eléctricas y de arranque en negro.

d) Preparar, los manuales con las instrucciones de operación a ser adoptadas en sus instalaciones después de un colapso total o parcial del sistema.

Art. 7º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que:

a) Abone los gastos, aprobados por la SECRETARIA DE ENERGIA, incurridos por los AGENTES PROPIETARIOS, AGENTES COORDINADORES y ella misma para la implementación de las instalaciones para la formación de islas y el arranque en negro.

b) Abone a los AGENTES PROPIETARIOS y AGENTES COORDINADORES un único pago adicional como incentivo por la puesta en servicio de cada instalación de formación de islas o de arranque en negro antes del plazo indicado en el Artículo 8º de la presente Resolución. El mismo consistirá en un pago equivalente al valor de la energía no suministrada evitable con dicha instalación durante los primeros QUINIENTOS CUARENTA (540) días corridos posteriores al inicio de la implementación de cada instalación y decreciente linealmente hasta cero a partir de esta fecha y hasta la fecha de finalización prevista en el Artículo 8º de la presente Resolución.

c) Aplique a cada uno de los AGENTES PROPIETARIOS y AGENTES COORDINADORES participantes en la implementación de una instalación de formación de islas o de arranque en negro, un descuento trimestral como penalización por la puesta en servicio de dicha instalación con posterioridad al plazo indicado en el

Artículo 8º de la presente Resolución, asignándolo, como un crédito, al Cargo por Servicios Asociados a la potencia correspondiente al CINCUENTA POR CIENTO (50%) del premio indicado en el punto b) del presente Artículo.

d) Abone a los AGENTES PROPIETARIOS, desde la fecha de su puesta en servicio, el cargo anual aprobado para la operación y mantenimiento de las instalaciones para la formación de islas y el arranque en negro de dichas instalaciones, mediante su inclusión en el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Art. 8º — Establécese que las instalaciones para la formación de islas y el arranque en negro deberán estar operativas antes de transcurridos SETECIENTOS VEINTE (720) días corridos de emitida la presente Resolución. A los fines del cálculo del tiempo total del proyecto se excluirá el requerido por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para la realización de las tareas que se encuentren en el camino crítico y que serán especificadas en el Procedimiento Técnico indicado en el Artículo 11 de la presente Resolución. También se excluirá del cálculo el tiempo adicional al indicado en dicho Artículo requerido para la elaboración del mencionado Procedimiento Técnico.

Cuando se deban realizar modificaciones en la conformación de las islas y del arranque en negro o construir nuevas instalaciones para mantener la confiabilidad de los mismos con posterioridad a esa fecha, las obras requeridas deberán serán gestionadas como Ampliaciones Menores siguiendo las prescripciones del Apéndice C al Título III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA denominado AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA MEJORA ADICIONAL DE LA CALIDAD, MEJORA DE LA SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE, extendiendo su ámbito hasta aquellas obras que deban realizarse en instalaciones de Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT). Los correspondientes costos de inversión y operación y mantenimiento, así como los de gestión en que se incurriesen, serán incluidos en el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Art. 9º — Establécese que aquellas islas que fallen al ser requerida su formación, recibirán una penalización, por cada falla, calculada en función del valor del cargo anual reconocido por operación y mantenimiento de las instalaciones y la cantidad de formaciones fallidas y exitosas de la isla ocurridas desde su instalación. Aquellas islas que operen exitosamente al ser requerida su formación, recibirán una bonificación, por cada operación exitosa, calculada en función del valor del cargo anual reconocido por operación y mantenimiento de las instalaciones y la cantidad de formaciones fallidas y exitosas de la isla ocurridas desde su instalación.

Para cada formación exitosa o fallida de la isla se calculará el monto (MONTOi) a abonar o cobrar de la siguiente manera:

$$MONTO_i(\$) = \$O\&Mant*(0{,}1*NE^{1,5} - 0{,}5*NF^{1,5}) - \sum_{j=0}^{i-1} MONTO_j(\$)$$

Siendo:

$O&Mant: Costo anual reconocido por operación y mantenimiento de la isla.

NF: Número de formaciones fallidas de la isla

NE: Número de formaciones exitosas de la isla

$\sum_{j=0}^{i-1} MONTO_j$ ($) Sumatoria de los MONTOj hasta el evento i-1

i: Nro. de arranque.

Dicho monto se distribuirá entre los AGENTES PROPIETARIOS involucrados en función al valor del cargo anual reconocido por operación y mantenimiento de las instalaciones. Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que asigne estos montos al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Art. 10. — Establécese que aquellas máquinas que fallen al serles requerido el arranque en negro, recibirán una penalización, por cada falla, calculada en función del valor del cargo anual reconocido por operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro correspondientes y la cantidad de arranques en negro fallidos y exitosos ocurridas desde su instalación.

Aquellas máquinas que arranquen exitosamente al serles requerido el arranque en negro, recibirán una bonificación, por cada arranque exitoso, calculada en función del valor del cargo anual reconocido por

operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro correspondientes y la cantidad de arranques en negro fallidos y exitosos ocurridas desde su instalación.

Para cada arranque en negro, exitoso o fallido, se calculará el monto (MONTOi) a abonar o cobrar de la siguiente manera:

MONTOi($)=$O&Mant*(0,1*NE1,5 - 0,5*NF1,5) - Σi-1j=0□MONTOj($)

Siendo:

$O&Mant: Costo anual reconocido por operación y mantenimiento de la instalación de arranque en negro.

NF: Número de formaciones en negro fallidos

NE: Número de arranques en negro exitosos.

$\sum_{j=0}^{i-1}$□MONTO$_j$ ($) Sumatoria de los MONTOj hasta el evento i-1

i: Nro. de arranque.

Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que asigne este monto, al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Art. 11. — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que elabore, dentro de los SESENTA (60) días corridos posteriores a la emisión de la presente Resolución, un Procedimiento Técnico que detalle las funciones, responsabilidades y obligaciones dentro del proyecto.

Dicho Procedimiento determinará además responsables, obligaciones y pautas para la ejecución de ensayos yo simulaciones de la operación de los sistemas de islas y arranque en negro a efectos de asegurar su disponibilidad ante situaciones de emergencia en el sistema. Los resultados, exitosos o fallidos de dichos ensayos o simulaciones, se considerarán como formaciones o arranques exitosos o fallidos en los términos de las ecuaciones incluidas en los artículos 9º y 10 del presente acto a efectos de la determinación de las bonificaciones o penalidades, asignando a dichos resultados un peso del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de aquellos correspondientes a la operación real.

Art. 12. — Establécese que la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), para que remunere los costos de operación y mantenimiento reconocidos de las instalaciones de arranque en negro que se instalen o hayan sido instaladas al margen del presente proyecto y aplique las penalizaciones y bonificaciones indicadas en el Artículo 10 que correspondan a partir de la fecha de emisión de la presente Resolución.

A tal efecto los AGENTES PROPIETARIOS de dichas instalaciones deberán presentar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) los costos de operación y mantenimiento de las mismas para su evaluación y aprobación por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA. Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que asigne estos cargos y montos, al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Art. 13. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los AGENTES COORDINADORES y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 14. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 347/98

Bs. As., 3/8/98

VISTO, el Expediente Nº 750-003200/98 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, mediante Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992 dispuso la constitución de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en cumplimiento de lo establecido en el punto 2.9 "REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias, ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA el presupuesto correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1998 y el 30 de abril de 1999.

Que el mismo no supera el valor máximo admitido en el primer párrafo del punto 2.9 previamente aludido.

Que atendiendo a las funciones y responsabilidades asignadas a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la razonabilidad de los valores presupuestados no se advierte obstáculo para la aprobación del presupuesto puesto a consideración.

Que por otro lado, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en cumplimiento de lo establecido en el tercer párrafo del punto 2.9 ya señalado, ha presentado a esta SECRETARIA DE ENERGIA, un análisis de la disminución de los costos de funcionamiento a ser asignados al reembolso de gastos del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que de acuerdo a tal estudio, se entiende oportuno actualizar el monto mínimo que debe abonar mensualmente cada agente del citado Mercado, como lo establece la reglamentación respectiva.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º — Apruébase, en cuanto compete a esta SECRETARIA DE ENERGIA, el Presupuesto de Gastos e Inversiones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1998 y el 30 de abril de 1999 el que como Anexo I forma parte integrante del presente acto.

ARTICULO 2º — Establécese que, a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de mayo de 1998, el Cargo Mínimo por Gastos de Administración que debe pagar mensualmente cada agente se fija en PESO CUATROCIENTOS ($ 400), para ser aplicado de acuerdo a lo establecido en el punto 2.9 "REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución exSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992.

ARTICULO 3º — Notifíquese de la presente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. ALFREDO H. MIRKIN, Secretario de Energía.

e. 4/9 Nº 243.004 v. 4/9/98

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 423/98

Bs. As., 28/8/98 VISTO el Expediente Nº 750-003500/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad es uno de los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad como ha quedado explicado en la Ley Nº 24.065.

Que el Artículo 42 de la CONSTITUCION NACIONAL garantiza el derecho a la libre elección de los consumidores y usuarios de bienes y servicios en la relación de consumo.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico vigente está plenamente ordenado al mencionado precepto constitucional en cuanto crea el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y permite la actuación en éste de los denominados Grandes Usuarios.

Que conforme la Ley Nº 24.065 y su reglamentación, Gran Usuario es el usuario que contrata libremente su abastecimiento de energía eléctrica en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). La reglamentación de los parámetros técnicos para su caracterización ha sido delegada en la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que en consecuencia es ordenado a los objetivos, principios y disposiciones constitucionales y legales aludidos, ampliar el espectro de los consumidores de energía eléctrica facultados para comprar su consumo de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuando resulta técnicamente posible.

Que el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 reglamenta la Ley Nº 24.065, especialmente en cuanto se refiere a la actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y faculta a esta Secretaría a dictar las normas complementarias y aclaratorias a que de lugar su aplicación.

Que en mérito a lo expuesto y teniendo en cuenta el informe técnico obrante a fs. 3 del expediente citado en el Visto, corresponde adecuar las disposiciones contenidas en los Anexos 17 y 29 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese el Anexo 17 «INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA» de los «Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios» (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución exSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

Art. 2º — Sustitúyese el Anexo 29 «GRANDES USUARIOS MENORES» de los «Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios» (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución exSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto que como Anexo II, con la denominación Anexo 29 «GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES «, forma parte integrante de la presente Resolución.

Art. 3º — Aclárase que todo Agente o Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) debe mantener el cumplimiento de los requisitos básicos indicados en el Anexo 17 o el Anexo 31, según corresponda, de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992,

sus modificatorias y complementarias, como condición necesaria para mantener vigente su habilitación para actuar en dicho mercado.

Art. 4º — La presente Resolución entrará en vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 5º — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 6º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

— Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 425/98

Establecese que, los Grandes Usuarios situados en el área de concesión de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el P.E.N., que ingresen al Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 1-2/99, afrontaran Cargos Transitorios Variables, adicionales al peaje por Función Técnica de Transporte.

Bs. As., 28/8/98

VISTO el Expediente Nº 750-003537/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 dispone la trasladabilidad a tarifa del precio de los contratos transferidos durante el proceso de licitación para la privatización de la actividad de distribución a cargo de la ex Empresa SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANOMINA (exSEGBA S.A.), en adelante Contratos Transferidos - a las distribuidoras resultantes de dicho proceso.

Que los textos definitivos de los Contratos de Concesión de tales distribuidoras fueron aprobados mediante Decreto Nº 714 del 28 de abril de 1992 con las modificaciones convalidas por Decreto Nº 1323 del 28 de julio de 1992 y por Decreto Nº 1795 del 28 de septiembre de 1992.

Que el procedimiento para transferir la parte proporcional de los Contratos Transferidos a las tarifas correspondientes está expresamente detallado en el ANEXO II que forma parte integrante de los referidos Contratos de Concesión de cada una de las empresas involucradas, y de tal procedimiento se infiere la no transferibilidad a tarifa de una eventual sobrecontratación.

Que tal sobrecontratación impediría el traslado íntegro de los Contratos Transferidos generando un efecto que es necesario prevenir a través de una medida regulatoria de carácter transitorio que cubra el vacío normativo existente sobre el particular.

Que dicha medida debe implementarse preservando, tanto las condiciones de equidad en la aplicación de los contenidos de las disposiciones reglamentarias y contractuales referidas, como el ejercicio del derecho de opción a contratar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los usuarios que pueden solicitar su habilitación para ello en el marco de lo dispuesto por la Ley Nº 24.065.

Que en consecuencia, se considera oportuno implementar, hasta la fecha de finalización de los Contratos Transferidos, CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES, por banda horaria, adicionales al peaje por FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), que reflejen exclusivamente la incidencia del costo de los Contratos Transferidos durante el tiempo que a éstos les resta de vigencia o trasladabilidad a tarifa. Los aludidos Cargos deberán ser afrontados por los futuros GRANDES USUARIOS del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) situados en el área de prestación de tales concesionarias.

Que corresponde que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) calcule y controle la aplicación de los aludidos Cargos en el ámbito de las Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que a su vez, las Provincias que, en ejercicio del poder concedente que les reconoce la Ley Nº 15.336, hubieren otorgado concesiones para la prestación del servicio público de distribución durante procesos de privatización en las cuales se transfirieron contratos de abastecimiento, por los mismos motivos que los expresados en los Considerandos del presente acto, podrán solicitar a esta Secretaría la autorización para la definición de CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES similares a los establecidos por la presente Resolución.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Los GRANDES USUARIOS situados en el área de concesión de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO

NACIONAL, que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de febrero de 1999, afrontarán CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES, adicionales al peaje por FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), que reflejen el sobrecosto del precio de los Contratos Transferidos, respecto del precio estacional del Mercado Spot sobre los costos de energía por banda horaria, por el período que resta de vigencia o trasladabilidad a tarifa de los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque, que se transfirieron durante el proceso licitatorio para la privatización de la actividad de distribución a cargo de la ex Empresa SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (ex SEGBA S.A.) (denominados Contratos Transferidos).

Art. 2º — El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) establecerá trimestralmente, para cada banda horaria, el valor de los CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES definidos en el Artículo 1º del presente Acto, para cada una de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065. A tal efecto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) debe tomar los recaudos pertinentes para asegurar que las diferencias entre los precios de los Contratos Transferidos menos el valor equivalente del precio estacional de la potencia expresada en valores energizados y los precios estacionales sean distribuidos, entre los usuarios que permanezcan en el ámbito de la Distribuidora y los GRANDES USUARIOS que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), ecuánimemente en proporción al consumo de energía.

Art. 3º — Los GRANDES USUARIOS, situados en el área de concesión de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de febrero de 1999, abonarán al Distribuidor correspondiente los CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES, definidos en el Artículo 1º del presente Acto, adicionalmente a los cargos por la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) por el período que resta de vigencia o trasladabilidad a tarifa de los Contratos Transferidos.

Art. 4º — Las Provincias que, antes del dictado de la presente resolución, en ejercicio del poder concedente que les reconoce la Ley Nº 15.336, hubieren otorgado concesiones de distribución durante procesos de privatización en los que se hubieren transferido a la concesionaria contratos atados de abastecimiento de energía eléctrica con previsión de trasladabilidad a tarifa, podrán solicitar en forma fundada a esta Secretaría, por los mismos motivos que los expresados en los Considerandos del presente acto, la autorización para la definición de CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES similares a los establecidos por la presente Resolución, por el período de vigencia o trasladabilidad a tarifa del precio de tales contratos.

Art. 5º — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 6º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 428/98

Adoptanse medidas en relación a la tarifa aplicable para remunerar la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

Bs. As., 28/8/98 VISTO el Expediente Nº 750-003195/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la comercialización de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido por la Ley Nº 24.065 está sujeta a la regulación federal contenida en dicha Ley y sus normas complementarias y reglamentarias.

Que la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 159 del 31 de mayo de 1994, modificada por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996, establece, a falta de acuerdo entre partes, las tarifas aplicables para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en el caso de que dicha prestación se realice en alta o media tensión.

Que la citada Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996 precisa los casos en que la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) debe ser considerada como un servicio de transporte firme.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997, establece las tarifas aplicables para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en el caso de que dicha prestación se realice en baja tensión. También establece que las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) en Baja Tensión serán revisadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dentro de los DOCE (12) meses de la vigencia de la misma.

Que la experiencia obtenida desde la aplicación de las Resoluciones ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 159 del 31 de mayo de 1994 y ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996 indica que existen particularidades, tal como las referidas a la conformación estructural de las empresas en sus respectivos niveles de tensión o aquellas atinentes al actual nivel de calidad de su prestación, que solo son recogidas parcialmente por los valores allí consignados.

Que por otra parte, desde la entrada en vigencia de las Resoluciones precedentemente citadas, se han concretado nuevas privatizaciones de empresas distribuidoras contándose con más información tarifaria detallada.

Que se considera conveniente, en los casos en que la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) es calificada como un servicio de transporte firme, adoptar para todos los niveles de tensión un criterio similar al contenido en los Artículos 2º y 3º, según el caso, de la citada la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997 en la medida que los valores resultantes de las Disposiciones contenidas en los Contratos de Concesión, o en su defecto de las tarifas locales indicativas, para la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) firme, cumplan los principios de la Ley Nº 24.065 y sus normas reglamentarias, complementarias y consecuentes.

Que a los efectos de la aplicación de lo precedente es necesario precisar un marco referencial de evaluación requiriendo ello que del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) proceda a definir valores tarifarios indicativos máximos y mínimos para la prestación antes indicada.

Que cuando los valores obtenidos conforme lo señalado en el quinto CONSIDERANDO de este acto estén dentro de tales máximos y mínimos indicativos, se presumirá "iuris tantum" el cumplimiento de los principios de la Ley Nº 24.065 y serán establecidos como valores de peaje firme aplicables para remunerar a los correspondientes PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, durante el lapso que demande al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) el definir los valores tarifarios indicativos máximos y mínimos antes referidos, corresponde establecer los valores a considerar, de acuerdo a los informes técnicos obrantes en el Expediente citado en el VISTO.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — La tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica será la que resulte de las Disposiciones contenidas en sus Contratos de Concesión o del acuerdo de partes, siempre que se cumpla con la condición establecida en el Artículo 3º del presente acto.

Art. 2º — La tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, sin Contrato de Concesión de Distribución, o con un Contrato en el que no estén fijadas las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la referida FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), será la que resulte de la aplicación de los incisos a) y b) del presente artículo o del acuerdo de partes, siempre que se cumpla con la condición establecida en el Artículo 3º del presente acto:

a) La tarifa de peaje será igual o menor que la tarifa para usuarios finales consignada en los cuadros tarifarios de aplicación del prestador del servicio público de distribución de que se trate, para servicios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo, deducidos los precios de referencia de la energía y potencia en el nodo de compra del distribuidor.

b) Los niveles de calidad y seguridad deberán ser iguales o superiores a los que el prestador del servicio público de distribución se encuentra obligado respecto del resto de sus usuarios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo. Cuando no existan previsiones expresas con respecto al nivel de calidad de la prestación y a las reducciones tarifarias que su incumplimiento ocasione, serán de aplicación las contempladas en los Contratos de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción federal.

Art. 3º — En todos los casos reglados por los Artículos 1º y 2º del presente acto, la tarifa de peaje aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, debe encuadrarse entre los valores indicativos máximos y mínimos de aplicación a dicha prestación, a definir conforme el Artículo 5º de este acto. La tarifa que esté comprendida entre dichos máximos y mínimos indicativos se presumirá, salvo prueba en contrario, adecuada a los principios y criterios de eficiencia de la Ley Nº 24.065.

Art. 4º — La tarifa de peaje aplicable para remunerar PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en los casos en que no se cumpla lo dispuesto por el Artículo 3º del presente acto será fijada por la SECRETARIA DE ENERGIA a solicitud de cualquiera de las partes interesadas teniendo en cuenta los valores indicativos máximos y mínimos a definir conforme el Artículo 5º de esta Resolución.

Art. 5º — El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) debe definir, dentro del plazo establecido en el Artículo 6º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997, para cada una de las áreas técnicamente comparables del país y para cada uno de los niveles de tensión, valores indicativos máximos y mínimos de las condiciones técnicas y económicas -tarifas incluyendo calidad y expansión - de la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme a cumplir por un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta los principios y criterios de eficiencia de la Ley Nº 24.065 y su reglamentación. Cuando una prestadora del servicio público de distribución de energía eléctrica tenga localmente regulada igual tarifa para cada categoría de usuarios y su área de prestación abarque distintas áreas que no sean técnicamente comparables entre sí, para verificar el cumplimiento de la condición aludida en los Artículos 1º y 2º de la presente norma, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá fijar un único valor máximo y un único valor mínimo relativos a la totalidad del área de prestación de aquélla. Para ello ponderará los valores que, conforme lo dispuesto en el párrafo

precedente, sean aplicables a cada una de las áreas técnicamente diferenciables comprendidas en la correspondiente área de prestación.

Art. 6º — Si la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución aún no se hubiere publicado el acto del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) que de cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 5º precedente, la SECRETARIA DE ENERGIA, a solicitud de cualquier parte interesada, fijará la tarifa de peaje aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, según lo siguiente:

a) para alta y media tensión la SECRETARIA DE ENERGIA aplicará los valores límites y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996 salvo que el prestador de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) sea titular de un Contrato de Concesión para la prestación del servicio público de distribución que contenga previsiones para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICAD (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en cuyo caso se aplicarán las previsiones contractuales siempre que la tarifa no se aparte en más de un VEINTE POR CIENTO (20%) de los valores establecidos en la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996.

b) para baja tensión se tomarán los valores límites y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997.

Art. 7º — El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al ejercer las atribuciones que le confiere el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065, aplicará los criterios contenidos en la presente norma que es complementaria del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Art. 8º — Este acto entrará en vigencia al cumplirse el plazo establecido en el Artículo 6º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997 o con la publicación del acto del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) que de cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 5º de la presente resolución, lo que ocurra primero.

Art. 9º — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 472/98

Modificase la "Norma del Sistema de Mediciones de Carácter Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (SMEC)" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" aprobados por la Resolución N° 61/92 exSEE.

Bs. As., 30/9/98

VISTO el Expediente Nº 750-000329/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992 aprobó la norma que rige para el "Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista" (SMEC).

Que con el fin de resolver dificultades de aplicación experimentadas desde la vigencia de la citada norma se deben introducir modificaciones en la misma.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha presentado a esta Secretaría una propuesta de modificación reglamentaria.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese el Anexo 24: "Norma del Sistema de Mediciones de Carácter Comercial

del Mercado Eléctrico Mayorista (SMEC)" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios"Ê (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

Art. 2º — Establécese que los medidores afectados al SMEC habilitados en calidad de equipamiento existente y por tanto con carácter transitorio, deberán ser reemplazados dentro de los NOVENTA (90) días de la fecha de vigencia de la presente Resolución.

Art. 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alfredo H. Mirkin.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 612/98

BUENOS AIRES, 9 DE DICIEMBRE DE 1998.

VISTO el Expediente Nº 750-003549/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994 y SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 20 de marzo de 1995, establecen requisitos semejantes para todos los agentes productores de energía eléctrica, independientemente de su incidencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que existen unidades de generación de energía eléctrica, sean Generadores, Autogeneradores o Cogeneradores de pequeño porte con escaso impacto sobre las variables operativas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que existen unidades de generación de energía eléctrica, sean Generadores, Autogeneradores o Cogeneradores de pequeño porte no sujetas a la planificación del despacho de cargas.

Que para las unidades citadas en los Considerandos segundo y tercero los costos de implantación y mantenimiento del SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) pueden resultar desproporcionados.

Que en muchos casos, la operación de las unidades de generación referidas en los Considerandos segundo y tercero está supeditada a la disponibilidad de recursos naturales o reglamentaciones locales sobre el empleo de los mismos que no afectan el despacho económico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y que no inciden en la definición de los precios de mercado.

Que es interés de la SECRETARIA DE ENERGIA, en el marco de una política de preservación de recursos naturales y del medio ambiente, favorecer la instalación de plantas de generación que utilicen fuentes de energía renovables y no contaminantes, los que frecuentemente reúnen las características señaladas en los Considerandos segundo, tercero y quinto.

Que no obstante es importante para los CENTROS DE CONTROL DE AREA (CCA) así como para el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contar con información en tiempo real de todos los Generadores.

Que del Informe del Sector Eléctrico-Año 1997, publicado por la SECRETARIA DE ENERGIA surge que, prácticamente todas las centrales de potencia menor o igual a CINCO MEGAVATIOS (5 MW) encuadran en las características señaladas previamente, y que un conjunto importante de centrales con potencia superior a CINCO MEGAVATIOS (5 MW) pero menor o igual a TREINTA MEGAVATIOS (30 MW), pueden operar satisfactoriamente con un reducido y adecuado intercambio de información con su CENTRO DE CONTROL DE AREA (CCA).

Que por otro lado y conforme la necesidad de mejorar la implementación de los procedimientos atinentes al SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) es conveniente establecer el destino de los fondos que se colectan en concepto de sanciones por incumplimientos en la disponibilidad de los datos relativos al sistema mencionado.

Que se dio intervención a la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEL MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a los efectos de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Modificar la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994 incorporando el texto titulado "Anexo 24: Sistema de Operación y Despacho (SOD) - Sistema de Operación en Tiempo Real - Subanexo C - Pequeños Generadores", que como Anexo I forma parte de este acto.

Artículo 2º- Los Agentes Generadores con plantas de generación ingresadas al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) antes de la publicación del presente acto en el Boletín Oficial, con potencia menor o igual a TREINTA MEGAVATIOS (30 MW) y siempre que la operación de tales emplazamientos no introduzca restricciones en el transporte o en el despacho de cargas, podrán optar por instalar el

equipamiento necesario y suministrar toda la información completa requerida en el Anexo 24 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, o adoptar un sistema simplificado cuyas condiciones y características se establecen en el Punto 2 del Anexo 24 Subanexo C, integrante de los referidos procedimientos.

Al efecto el Agente Generador interesado deberá solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) autorización para ejercer la opción, autorización que será otorgada en la medida que dicho Organismo evalúe que tal circunstancia no habrá de producir restricciones en el transporte o en el despacho de cargas.

Artículo 3º- Sustituir el Artículo 6º de a Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 332 del 1º de noviembre de 1994 por el siguiente texto: "El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será el encargado de la determinación de las sanciones que, hasta los valores máximos establecidos en el artículo anterior corresponderá aplicar en cada caso de incumplimiento de la disponibilidad de los datos requerida en el Anexo I de la presente".

"Los montos recaudados por la aplicación de las penalidades referidas en el párrafo anterior se asignarán a la determinación del Precio Mensual de los Servicios Asociados a la Potencia, integrándolos al Monto Mensual por Servicios (MONSER)".

Artículo 4º- Sustituir el Artículo 7º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 20 de marzo de 1995 por el siguiente texto: "El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) será el encargado de la determinación de las sanciones que, hasta los valores máximos establecidos en el artículo anterior corresponderá aplicar en cada caso de incumplimiento de la disponibilidad de comunicaciones de voz requerida en el Anexo I de la presente".

"Los montos recaudados por la aplicación de las penalidades referidas en el párrafo anterior se asignarán a la determinación del Precio Mensual de los Servicios Asociados a la Potencia, integrándolos al Monto Mensual por Servicios (MONSER)".

Artículo 5º- Establecer que a los Agentes Generadores con plantas de generación de potencia instaladas menor o igual a UN MEGAVATIO (1 MW), que no hayan cumplido las exigencias impuestas en el Anexo 24 integrante de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, no les serán aplicadas las penalizaciones fijadas en la antedicha normativa.

Artículo 6º- Establecer un plazo de CIENTO OCHENTA (180) días contados a partir de la publicación del presente acto en el Boletín Oficial, para la instalación y puesta en marcha del equipamiento requerido para los Agentes Generadores incluidos en el Artículo 2º del presente acto, dejando sin efecto las penalidades por incumplimiento de las exigencias definidas en el Anexo 24 integrante de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, y que les hayan sido impuestas hasta el momento de la publicación del presente acto en el Boletín Oficial.

Artículo 7º- Notificar a COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alfredo H. Mirkin.

Normativa del Año 1999

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 38/99

MEM Y MEMSP. Apruébese la Reprogramación Trimestral de Verano al periodo entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 1999.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 119/99

MEM. Instruyese a los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores del MEM, a desarrollar las actividades y cumplir con las instrucciones que, para la implementación del denominado proyecto del año 2000, defina la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA). Establécense etapas y fechas límite de cumplimiento.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 194/99

MEM - MEMSP. Apruébese la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 1999.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 266/99

MEM. Aclárense los casos de Grandes Usuarios excluidos del ámbito de aplicación de la Resolución 425/98 (cargos transitorios variables, adicionales al peaje por FTT).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 304/99

MEM - Centrales Eólicas. Apruébense las condiciones y requerimientos que deberán cumplir las empresas u organismos titulares de Centrales Eólicas de Generación Eléctrica, que aspiren a convertirse en agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 315/99

Distribución y Transporte. Crease en el ámbito de la Secretaria de Energía un grupo de trabajo con la misión de implementar un Programa Nacional para Emergencias en las Redes de distribución y el sistema de transporte que contemple la revisión de los planes de contingencia, la adecuación de las redes de distribución para facilitar interconexiones de emergencia, la formación de una reserva mínima de equipos de generación transportables y la normalización de un sistema de acople rápido que facilite la conexión de equipos generadores transportables a las cámaras de transformación en baja.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 400/99

MEM. Suspéndese en el mercado eléctrico mayorista del sistema patagónico la vigencia y aplicación del apartado relativo a grandes usuarios interrumpibles de los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios establecidos en la resolución SEE 61/92.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 402/99

MEM - MEMSP. Apruébese la reprogramación trimestral de invierno, correspondiente al período entre el 1º de agosto y el 31

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 404/99

MEM. Establécese que todo generador, cogenerador o comercializador de generación que tenga asignada potencia base en reserva, debe asumir el compromiso de aprovisionamiento de combustible necesario para asegurar una producción mínima de generación para cada una de las maquinas y/o el conjunto de unidades de la central que proveen dicha potencia.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 409/99

CAMMESA. Apruébese el presupuesto de gastos e inversiones correspondiente al periodo comprendido entre el 1° de mayo de 1999 y el 30 de abril del 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 468/99

MEM. Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. a realizar los predespachos para el último día del año en curso y el primero del próximo, en el periodo horario que considere necesario, teniendo en cuenta la prioridad de entrada en

servicio de las Unidades Generadoras y de la Operación de la Red, según la confiabilidad del equipamiento para afrontar la denominada contingencia del año 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 488/99

Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eéctrica. Sustituyese el punto 6 del Apéndice a de Título III de dicho reglamento aprobado por Decreto 2743/92 y sus normas modificatorias y autorizase al ENRE a prever la utilización de fondos de la subcuenta de excedentes por restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente a efectos de enfrentar los costos de las auditorias técnicas previas a la habilitación de ampliaciones del SADI en cuanto estos se encuentren disponibles, debiendo requerir la autorización específica de esta Secretaria para proceder a asignar dichos fondos en cada caso que se presente, para lo cual pondrá a disposición de esta el presupuesto elaborado, las ofertas recibidas, el procedimiento de selección seguido, el adjudicatario seleccionado, el cronograma de pagos previsto y demás información que le fuese solicitada.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 516/99

MEM - MEMSP. Apruébese la Programación Estacional de Verano correspondiente al período entre 1º de noviembre de 1998 y el 30 de abril de 1999.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 532/99

MEM - MEMSP. Apruébese la Programación Estacional de Verano elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 1999 y el 30 de abril del 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 534/99

Fondo subsidiario para compensaciones regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT). Establécese que dicho fondo podrá ser asignado al financiamiento de la ejecución de obras eléctricas. Encomiéndese al Consejo Federal de la Energía Eléctrica el dictado de un reglamento especial de aplicación del mencionado fondo.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 543/99

Modificaciones al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 545/99

Modifica Los Procedimientos

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 589/99

Modifica Anexo 17 y Anexo 32

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 631/99

Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Reemplazase, a partir del 1º de febrero del 2000, el "esquema de alivio de carga", aprobados por Resolución EX-SEE 61/92.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 657/99

Declárese Ampliación Interprovincial de la Red de Transporte destinada al Abastecimiento de la Demanda, financiable a partir del Fondo Fiduciario para el transporte interprovincial a la línea de 500 KV denominada interconexión en Extra Alta Tensión entre las E.T. Choele Choel y Puerto Madryn obra a desarrollarse entre las provincias de Río Negro y Chubut, a los fines de la Interconexión del Sistema Interconectado Patagónico (SIP) con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 658/99

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Establécese el valor del recargo sobre las tarifas creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 y destinado al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica que pagan los compradores de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, a partir del 1º de mayo del año 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 665/99

Establécese que la línea de 500 KV denominada línea minera entre las E.T. Gran Mendoza, San Juan, La Rioja y el Bracho obra a desarrollarse en el territorio de las provincias de Mendoza, San Juan, La Rioja, Catamarca y Tucumán con la finalidad de dar abastecimiento eléctrico de las poblaciones provinciales y de la demanda prevista de industria extractiva minera a instalarse en la región resulta financiable a partir del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial creado mediante la Resolución SE 657/99.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 669/99

Cuarta línea. Autorizase la asignación de fondos de la subcuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte del corredor COMAHUE - Gran Buenos Aires a efectos de enfrentar los costos de las Auditorias Técnicas de la Ampliación del Sistema Argentino de Interconexión.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 38/99

MEM Y MEMSP. Apruébase la Reprogramación Trimestral de Verano al periodo entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 1999.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 119/99

BUENOS AIRES, 25 DE MARZO DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-000174/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la problemática, conocida como del año 2000, afecta principalmente al funcionamiento de sistemas, equipos y dispositivos de protección, control y comunicaciones analógicas y digitales.

Que muchos de los Sistemas Informáticos tradicionales almacenan solamente los últimos DOS (2) dígitos de cada año habiendo sido programados para asumir que los DOS (2) primeros dígitos son el UNO (1) y el NUEVE (9), por lo que dichos sistemas interpretarían el doble CERO (00) correspondiente al inicio del año 2000 como si se tratara del inicio del año 1900.

Que en términos generales, como consecuencia de lo descrito, el comportamiento de cualquier sistema que contenga un dispositivo inteligente o funciones críticas con decisiones automáticas que dependen de fechas se vería afectado y podría detenerse o, peor aún, funcionar generando graves errores en las operaciones.

Que de no adoptarse medidas oportunas, las fallas que se produzcan afectarían sensiblemente no sólo a los servicios públicos sino la operatoria del Mercado Eléctrico.

Que el Plazo de Finalización de los proyectos y planes relacionados con el tema es inamovible.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) está coordinando las Actividades de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para un adecuado funcionamiento, en relación con el problema del año 2000 de los equipos y sistemas que componen el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que el plan de coordinación, denominado Proyecto Año 2000, está basado en la constitución de grupos de trabajo de especialistas designados por las Asociaciones con el objeto de intercambiar información, unificar criterios, identificar los aspectos de la red vulnerables al cambio de fecha y establecer la estrategia de operación (Plan de Contingencia) requerida para transitar el período crítico priorizando el objetivo de continuidad del servicio.

Que por otra parte, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá coordinar las estrategias operativas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) para superar contingencias desfavorables.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de este Ministerio ha tomado la debida intervención.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y por el Artículo 6º del Decreto Nº 186 del 27 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instruyese a los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a desarrollar las actividades y cumplir con las instrucciones que, para la implementación del denominado Proyecto del Año 2000, defina e imparta la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA). El objetivo prioritario de la implementación del aludido Proyecto Año 2000 es preservar la continuidad del servicio en el tránsito del período crítico.

Artículo 2º- Definiese para el Proyecto Año 2000 las siguientes etapas y fechas límite de cumplimiento:

a) Realización de un Inventario Tecnológico y elaboración de un Plan de Acción que deberá especificar, sobre cada componente crítico del Inventario Tecnológico, qué estrategia de compatibilización se adoptará (actualización, reemplazo, operación manual, etc.) y en qué fecha finalizarán las tareas que aseguren su compatibilidad con el año 2000. Fecha límite de presentación: 5 de abril de 1999.

b) Puesta en marcha de los equipos y sistemas compatibles con el año 2000. Fecha límite para la puesta en servicio: 30 de junio de 1999.

c) Elaboración, discusión y aprobación del Plan de Contingencias. Fecha límite de presentación: 1º de octubre de 1999. Fecha límite para la aprobación de las propuestas por parte de los Agentes: 1º de noviembre de 1999.

Artículo 3º- Se considerará falta grave los incumplimientos a las órdenes e indicaciones impartidas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en relación al Proyecto 2000.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), deberá notificar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) cuando algún Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no cumple o deja de cumplir con lo dispuesto en el presente acto o falsee los datos requeridos. El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) resolverá, en el plazo de VEINTE (20) días corridos, la sanción correspondiente al Agente del MEM, o en casos extremos, podrá disponer la pérdida de tal condición.

Artículo 4º- Aclarase que la responsabilidad de coordinarlas actividades del Proyecto Año 2000, otorgada por la presente resolución a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), no exime a los Agentes del cumplimiento de sus obligaciones individuales, ni convierte a la citada Compañía en solidariamente responsable por las tareas que los Agentes realicen o dejen de realizar.

Artículo 5º- Establécese que las eventuales fallas que afecten la continuidad del servicio por la transición al año 2000, dado que son previsibles y se pueden tomar a tiempo las medidas correctivas y preventivas necesarias, no podrán ser consideradas en términos legales como situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 194/99

MEM - MEMSP. Apruébese la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 1999.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 266/99

BUENOS AIRES, 14 DE MAYO DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-005844/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 425 del 28 de agosto de 1998 estableció que los GRANDES USUARIOS situados en el área de concesión de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de febrero de 1999, afrontarán CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES, adicionales al peaje por FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT).

Que dichos CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES reflejan el sobrecosto, respecto del precio estacional del Mercado Spot, del precio de los Contratos que se transfirieron durante el proceso licitatorio para la privatización de la actividad de distribución a cargo de la ex Empresa SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (ex SEGBA S.A.).

Que resulta conveniente aclarar que no corresponde aplicar los CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES a los GRANDES USUARIOS cuyo ingreso, a partir del 1º de febrero de 1999, no implique modificación de la demanda del Distribuidor existente en el período estacional anterior a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 425 del 28 de agosto de 1998.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aclarase que están excluidos del ámbito de aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 425 del 28 de agosto de 1998, y en consecuencia no deberán afrontar los CARGOS TRANSITORIOS VARIABLES, los GRANDES USUARIOS que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a partir del de febrero de 1999, cuando tal ingreso se relacione con cualquiera de los siguientes casos:

a) Se deba a un mero cambio de titularidad de instalaciones incorporadas con anterioridad según punto 4 del Anexo 17 o el punto 4 de los Apéndices A y B del Anexo 17 "INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" de los "Procedimientos para la Programación, la Operación, el Despacho de Cargas el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

b) Se trate de la incorporación al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de nuevas demandas que no estaban siendo abastecidas por Distribuidor.

c) Se trata de un cambio de localización de una empresa que ya estaba habilitada como GRAN USUARIO en un punto de suministro, siempre que desvincule como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el anterior punto de suministro y ambos estén localizados dentro del área de Concesión de un mismo Distribuidor.

Artículo 2º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 304/99

BUENOS AIRES, 4 DE JUNIO DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-002083/95 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 17 de la Ley Nº 24.065 establece que, las instalaciones y la operación de los equipos asociados a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de los ecosistemas involucrados, respondiendo a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que establezca en el futuro, en el orden nacional la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que el Decreto Nº 1398 de fecha 11 de agosto de 1992 Reglamentario de la Ley Nº 24.065 en su Artículo 17 establece que la ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, actual SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS deberá determinar las normas de protección de las cuencas hídricas y ecosistemas asociados, a las cuales deberán ajustarse los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica, en lo referente a infraestructura física, las instalaciones y las operaciones de sus equipos.

Que, para ello resulta necesaria la incorporación de los aspectos ambientales en el diseño, construcción y operación de Centrales Eólicas de Generación Eléctrica.

Que ha tomado intervención la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA dependiente de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA de este Ministerio.

Que ha tomado intervención la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de este Ministerio.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen del ejercicio de las atribuciones conferidas por el Artículo 17 de la Ley Nº 24.065 Reglamentada por el Decreto Nº 1398/92.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- La empresa u organismo titular de las instalaciones de Centrales Eólicas de Generación Eléctrica, que aspira a convertirse en agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberá cumplir con las condiciones y requerimientos que como Anexo I forman parte integrante del presente acto.

Artículo 2º- El agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) titular de instalación de Centrales Eólicas de Generación Eléctrica, deberá cumplir con las condiciones y requerimientos aplicables al período de construcción y operación contenidos en el Anexo I que forma parte integrante del presente acto.

Artículo 3º- El agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), titular de Generación de Energía Eléctrica, que omitiera el cumplimiento del Anexo I de la presente Resolución, será pasible de las sanciones que determine el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 4º- El presente acto comenzará a regir a partir del día siguiente de la fecha de su publicación.

Artículo 5º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

ANEXO I

CONDICIONES Y REQUERIMIENTOS

1. CONDICIONES

a) Observar el cumplimiento estricto de la legislación ambiental, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para evitar efectos nocivos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ambiente.

b) Mantener los equipos e instalaciones, en condiciones tales que permitan cumplir los requerimientos ambientales indicados por las leyes, decretos, reglamentaciones y normas (nacionales, provinciales y/o municipales) que correspondan aplicar en cada caso en particular.

c) Establecer y mantener durante todo el período de operación, sistemas de registros de descargas y desechos, a fin de facilitar la verificación del cumplimiento de las normas de protección ambiental.

2. REQUERIMIENTOS

a) Realizar la Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto que contemple los parámetros del sistema natural y del sistema social de acuerdo a la metodología desarrollada en el Manual de Gestión Ambiental de Centrales Térmicas Convencionales de Generación Eléctrica, Resolución ex - SUBSECRETARIA DE ENERGIA Nº 149 del 2 de octubre de 1990, en los puntos 4.2.4 (Diagnóstico preliminar del sistema ambiental), 4.2.4.2 (Subsistema Natural) y 4.2.4.3 (Subsistema Social).

b) Elaborar el Plan de Gestión Ambiental con las medidas de mitigación correspondientes, para las etapas de construcción y operación, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Resolución Nº 32/94 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), acerca de los Procedimientos de Programas de Gestión Ambiental.

c) Evitar la instalación de los equipos en las cercanías de aeropuertos, radares o antenas emisoras de sistemas de comunicaciones.

d) Instalar los equipos a no menos de DOSCIENTOS METROS (200 m) de las rutas viales de jurisdicción nacional o provincial.

e) Realizar durante la etapa de construcción, un adecuado movimiento de suelos, a fin de evitarla ocurrencia o aceleración de procesos erosivos, la alteración de escurrimientos de aguas superficiales o su acumulación.

f) Restituir las tierras afectadas por la construcción y emplazamiento de las instalaciones, al término de los trabajos respectivos, a su estado natural, al máximo que sea posible, compatible con el servicio y en el mínimo plazo.

g) Cumplir con la Norma IRAM Nº 4062 "Ruidos molestos al vecindario".

h) Cumplir con la Ley Nº 24.051 y Decreto Reglamentario Nº 831/93, acerca del manejo y disposición final de residuos peligrosos.

i) Abstenerse de poner en servicio capacitores, transformadores u otros equipos que contengan Difenilos Policlorados.

j) En el caso de instalación de acumuladores de energía, tomar los recaudos necesarios para minimizar los daños producidos por derrames ocasionales de electrolitos.

k) En el caso de instalación de un sistema híbrido con un equipamiento térmico adicional, cumplir con las condiciones y requerimientos establecidos en las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 149/90, Nº 154/93 y Nº 182/95.

l) En el caso de construirse una línea de media o alta tensión, cumplir con los requerimientos del Manual de Gestión Ambiental para Líneas de Extra Alta Tensión, Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 15 del 15 de setiembre de 1992 y con la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 77/98.

m) Cuando el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia, considere que cualquier acto del operador de Centrales Eólicas de generación Eléctrica cause o pueda causar daño ambiental y/o es violatorio de la legislación ambiental, de su reglamentación, de las resoluciones dictadas por aquélla, o de las condiciones establecidas sobredicha materia, será responsabilidad del mismo.

n) Proveer, en las condiciones y plazos que establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), la documentación técnica vinculada con las cuestiones objeto de la observación y/o denuncia.

o) Responder a los comentarios, objeciones y posiciones planteadas respecto de esas cuestiones, aportando los argumentos necesarios que permitan dilucidar la situación conflictiva y proponerlas soluciones que correspondan.

p) Adoptar las directivas que produzca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

3. PROGRAMA DE MONITOREO AMBIENTAL

Se deberán realizar los siguientes programas de monitoreo ambiental:

a) Mediciones anuales de niveles de ruidos.

b) Mediciones de ruidos posteriores a la ocurrencia de fenómenos naturales extraordinarios.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 315/99

BUENOS AIRES, 9 DE JUNIO DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-002038/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el apagón provocado por un incendio producido el día 15 de febrero pasado en la "Sub Estación Azopardo 2" de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.), que afectó durante DIEZ (10) días a un gran número de usuarios eléctricos en barrios de la CAPITAL FEDERAL y alteró seriamente las actividades comerciales y la vida cotidiana de esa zona, ha puesto en evidencia la necesidad de revisar los mecanismos de contingencia existentes en el sector eléctrico.

Que como resultado del proceso de desregulación iniciado en 1989, en la actualidad nuestro país cuenta con una adecuada reserva fría y potencia en firme suficiente para atender salidas de servicio por fallas técnicas o mantenimiento de centrales que se encuentran generando, o por baja hidraulicidad en el caso de centrales hidroeléctricas.

Que se aprecia en cambio que el sistema eléctrico nacional resulta vulnerable en el área de distribución, a pesar de las severas sanciones que los contratos de concesión contemplan para los casos más graves de incumplimientos por parte de las distribuidoras en la prestación del servicio.

Que si bien dichos contratos incluyen hasta la posibilidad de que se ejecute la garantía contractual en casos extremos, con la finalidad de estimular a las concesionarias a hacer las inversiones necesarias para minimizar los riesgos de que se produzcan cortes o interrupciones prolongados de la prestación de este vital servicio público, se ha puesto de manifiesto a raíz del percance ocurrido a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) que esos mecanismos contractuales resultan insuficientes para evitar una crisis de extrema gravedad.

Que el apagón producido en el ámbito de la red de Distribución que opera la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) ha dejado en evidencia el hecho de que la misma no había adoptado medidas de seguridad suficientes para evitar el desperfecto producido, ni contaba con los instrumentos ni los medios necesarios para restablecer el servicio ni para reparar las consecuencias de una emergencia de gravedad, en un plazo perentorio.

Que resulta imperioso en consecuencia que esta Secretaría, en cumplimiento de las responsabilidades específicas que le son propias, arbitre medidas a efectos de elaborar un programa tendiente a prevenir los efectos de fallas del servicio o acontecimientos o desastres naturales, así como lograr que el sistema de distribución de energía eléctrica del país pueda contar dentro de un plazo prudencial con los medios técnicos adecuados para hacer frente con la suficiente rapidez a contingencias como la producida durante el mes de febrero pasado en la referida concesión, eliminando o minimizando los efectos y consecuencias dañosas de este tipo de eventos.

Que esta Secretaría estima "prima facie" que el aludido programa deberá contemplar entre otras medidas una revisión global de los planes de contingencias, la adecuación de las Redes de Distribución para facilitar interconexiones de emergencia, la formación de una reserva mínima de equipos de generación fácilmente transportables y la normalización de sistemas de acople rápido que faciliten la conexión de esos equipos generadores a las cámaras de transformación.

Que corresponde asimismo que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) aporte sus propuestas y sugerencias tendientes a la puesta en marcha de un PROGRAMA NACIONAL PARA EMERGENCIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCION Y EL SISTEMA DE TRANSPORTE, por ser el órgano al que le incumbe la responsabilidad primaria de controlar la prestación de los servicios y e cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de servicios eléctricos, en virtud de lo establecido por el Artículo 54, y siguientes de la Ley de Privatización del Sector Eléctrico (Ley Nº 24.065).

Que el programa revestirá utilidad a las empresas distribuidoras de electricidad, ya que aparte de estar obligadas frente a la concedente a prestar el servicio público de suministro de electricidad en las condiciones de calidad y continuidad pactadas, son responsables civilmente frente a los usuarios por el resarcimiento de los daños causados por fallas o cortes del servicio.

Que en tal virtud, y en la medida que los servicios de distribución de energía eléctrica han sido privatizados en casi todo el país, corresponde que esas empresas concesionarias participen en la elaboración y puesta en marcha del Programa que se propicia, ya que el sistema para emergencias que se ponga en marcha actuará como un mecanismo de auto seguro, en la medida que les permitirá reducir o eliminar las multas, sanciones y demás consecuencias económicas que podrían recaerles en caso de futuras contingencias.

Que a idéntica conclusión cabe arribar en el caso de las empresas transportistas de energía.

Que en tal virtud, procede convocar a las empresas de distribución y de transporte para que hagan llegar sus inquietudes y propuestas y participen activamente en la elaboración, puesta en marcha y operación del PROGRAMA NACIONAL PARA EMERGENCIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y EL SISTEMA DE TRANSPORTE que se propicia.

Que a los efectos de elaborar el referido Programa de Emergencia corresponde encomendarle ese cometido a un Grupo de Trabajo, cuyos integrantes actuarán ad honorem y que estará integrado por funcionarios de esta Secretaría, representantes de las Empresas Distribuidoras, Transportistas, del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (C.A.M.M.E.S.A.) y de los Entes Reguladores Provinciales.

Que resulta necesario asimismo fijar un plazo al referido Grupo de Trabajo para que presente sus propuestas, a los efectos de agilizar la elaboración y puesta en marcha del Programa que tomará en consideración esas conclusiones.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que el suscripto es competente para el dictado de la presente en virtud de lo dispuesto por el Decreto Nº 756 del 11 de agosto de 1997.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Créase en el ámbito de esta Secretaría un Grupo de Trabajo con la misión de implementar un PROGRAMA NACIONAL PARA EMERGENCIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y EL SISTEMA DE TRANSPORTE que contemple la revisión de los planes de contingencia, la adecuación de las redes de distribución para facilitar interconexiones de emergencia, la formación de una reserva mínima de equipos de generación transportables y la normalización de un sistema de acople rápido que facilite la conexión de equipos generadores transportables a las cámaras de transformación en baja.

ARTÍCULO 2°- El referido Grupo de Trabajo, cuyos miembros actuarán ad honorem iniciará formalmente sus tareas el día 1° de julio próximo en el ámbito de esta Secretaría, será presidido por el suscripto y estará integrado por el Señor Subsecretario de Energía, el Señor Director Nacional de Prospectiva, por representantes que designen las empresas distribuidoras de electricidad que actúan en el ámbito nacional y por UN (1) representante del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), de los Entes Reguladores Provinciales, de las Empresas Transportadoras y de la COMAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (C.A.M.M.E.S.A.).

ARTICULO 3°- Invitase a las Empresas e Instituciones indicadas en el artículo 2° de la presente a presentar en la fecha establecida sus propuestas y sugerencias tendientes a implementar el referido PROGRAMA NACIONAL PARA EMERGENCIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCION Y EL SISTEMA DE TRANSPORTE.

ARTICULO 4°- Fijase al Grupo de Trabajo como plazo para presentar sus conclusiones el día 2 de agosto del corriente año.

ARTICULO 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- César MAC KARTHY, Secretario de Energía.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 400/99

BUENOS AIRES, 21 DE JULIO DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-001717/99 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que las particulares condiciones que presenta el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) requirieron y requieren adecuar, hasta la vinculación eléctrica de su Sistema con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en Extra Alta Tensión, la aplicación de Los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que la existencia de tales particularidades se hizo explícita en el Artículo 8º de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, y en los considerandos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 163 del 3 de diciembre de 1992.

Que el Artículo 6º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 212 del 20 de julio de 1993 prevé un régimen especial de reserva de potencia para la hipótesis de riesgo de falla y/o necesidad de realizar reducciones a la demanda en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO.

Que tal régimen aparece superpuesto con el régimen general establecido en el apartado 2.5.1.2. de LOS PROCEDIMIENTOS, debiendo prevalecer aquél por su particular adecuación a las condiciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO, hasta su interconexión.

Que, por otra parte, atendiendo al problema de desadaptación entre los módulos de oferta y de demanda en el área y hasta la interconexión del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO con el resto del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, es conveniente definir el porcentaje de Reserva Rotante no Regulante que, teniendo en cuenta los límites de transporte, puede ser efectivamente utilizado por todos los usuarios de aquél.

Que por lo expuesto y demás restricciones existentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO como consecuencia de su aislamiento, hasta su interconexión eléctrica en extra alta tensión con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), es conveniente limitar la plena aplicabilidad de las reglamentaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, en consecuencia, razones de equidad imponen la inclusión regulatoria de aclaraciones y ajustes necesarios a fin de atenuar distorsiones que afectan desfavorablemente el suministro de energía eléctrica, como también la estabilidad y el desarrollo del mencionado Mercado.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Suspéndase en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) a partir del 1º de agosto de 1999, y hasta tanto el SISTEMA PATAGONICO se vincule en Extra Alta Tensión con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la vigencia y aplicación del apartado 2.5.1.2. GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Por aplicación de lo precedente, queda suspendido el reconocimiento de los Grandes Usuarios Interrumpibles actualmente existentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) a partir de la fecha antes indicada.

Artículo 2º- Determinase que, a partir de la Reprogramación Trimestral correspondiente al período agosto/99octubre/99, y hasta tanto el SISTEMA PATAGONICO se vincule en Extra Alta Tensión con el resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la Potencia máxima a reconocer en el

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) correspondiente a la Reserva Rotante no Regulante será la que surja de aplicar el procedimiento específico definido en los artículos siguientes.

Artículo 3º- En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral que se ejecute para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá determinar cual es el volumen económico de Reserva Rotante no Regulante necesario y suficiente para alcanzar un nivel satisfactorio de suministro de energía eléctrica de toda la demanda, conforme a los niveles de calidad y seguridad establecidos y consistente con las restricciones existentes en el SISTEMA PATAGONICO.

Artículo 4º- Dicha evaluación será puesta a consideración de la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación junto con los resultados de la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral con los que se corresponde y será de aplicación durante el lapso de vigencia de tales programaciones.

El mencionado valor será el máximo a ser reconocido económicamente en la operación diaria y para ser aprobado, no deberá ser superior al DIEZ POR CIENTO (10%) de la potencia media total que se prevé generar durante el período en análisis.

Artículo 5º- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar diariamente, en las horas fuera de valle de días hábiles, el cumplimiento del porcentaje aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA a partir de los resultados obtenidos de la operación diaria sobre la potencia total generada horariamente.

En cada hora en que resulte excedido el volumen total de la Reserva Rotante no Regulante, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá restringir el pago de la Potencia Operada de cada una de las máquinas que registraron un exceso de Reserva Rotante no Regulante por sobre el porcentaje aprobado, considerando para ello el mencionado exceso.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.- César Mac Karthy.

–

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 402/99

MEM - MEMSP. Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno, Correspondiente al Período entre el 1º de agosto y el 31

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 404/99

BUENOS AIRES, 26 DE JULIO DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-002480/99 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que dado el componente hidráulico de la oferta del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el abastecimiento de la demanda requiere contar con una reserva térmica para cubrir la energía hidráulica faltante en caso de años secos.

Que junto con la Programación Estacional de Invierno, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar el año extra seco, tomando el año de la serie hidrológica considerada en la Base de Datos Estacional en que resulta despachada la menor generación hidroeléctrica total en el MEM.

Que se denomina Potencia Base en Reserva de una máquina térmica del MEM a la potencia media con que es requerida en el año extra seco para abastecer la demanda dentro de los niveles de calidad y seguridad pretendidos.

Que dicho valor se calcula como la potencia media correspondiente a la energía anual con que resultaría despachada la máquina en el año extra seco para condiciones de disponibilidad del parque establecidas.

Que se debe garantizar, durante los trimestres del período invernal, el aprovisionamiento de el/los combustible/s necesario/s para asegurar una producción mínima de generación para cada una de las máquinas y/o el conjunto de unidades de la central que proveen dicha Potencia Base en Reserva.

Que todo Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación que tenga asignada Potencia Base en Reserva, debe asumir el compromiso del mencionado aprovisionamiento de combustible.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Artículo 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que todo Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación que tenga asignada Potencia Base en Reserva conforme lo establecido en el punto 2.5.2.2 - Determinación de la Potencia Base en Reserva y el Anexo 21 - POTENCIA BASE EN RESERVA de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, debe garantizar, durante los trimestres del período invernal, el aprovisionamiento de el/los combustible/s necesario/s para asegurar una producción mínima de QUINCE (15) días continuos de generación a un nivel igual a la Potencia Base en Reserva (PBAS) definida en la Programación Estacional correspondiente, para cada una de las máquinas y/o el conjunto de unidades de la central de la que es titular. Por consiguiente las declaraciones de disponibilidad, entregas y/o cuotas de combustibles realizadas por los generadores térmicos tendrán carácter de declaración jurada.

Artículo 2º- Establécese que de verificarse la afectación de la potencia disponible, por causas asignables a insuficiencia de combustible conforme el volumen mínimo definido en el Artículo 1º del presente acto, el Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación responsable deberá abonar un monto equivalente al VEINTE (20) por ciento de DEVPBAS. Definiéndose DEVPBAS como el producto del volumen de la Potencia Base en Reserva (PBAS) asignado, el precio de la potencia puesta a disposición ($PPAD), el factor de adaptación y el número de horas fuera de valle de días hábiles correspondientes al mes en el que se detectó tal indisponibilidad. Si en los días subsiguientes la indisponibilidad señalada se mantuviera el Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación responsable deberá abonar adicionalmente un monto equivalente al CUATRO (4) por ciento de DEVPBAS por cada día en que se mantenga la mencionada afectación.

Si después de transcurridos TREINTA (30) días de haberse detectado la primera indisponibilidad se verifica una nueva afectación de la potencia disponible por idénticas causas a las señaladas precedentemente, el

Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación responsable deberá abonar un monto equivalente al CINCUENTA (50) por ciento de DEVPBAS. De mantenerse la afectación de la potencia disponible, por iguales razones en los días siguientes, el mismo deberá abonar adicionalmente un monto equivalente al DIEZ (10) por ciento de DEVPBAS por cada día en que se mantenga la mencionada afectación.

Si luego de transcurridos TREINTA (30) días de haberse detectado la indisponibilidad citada en el párrafo anterior se verifica otra afectación de la potencia disponible por las mismas causas, el Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación responsable deberá abonar un monto equivalente al CIEN (100) por ciento de DEVPBAS. De mantenerse la afectación de la potencia disponible el mismo deberá abonar adicionalmente un monto equivalente al VEINTE (20) por ciento de DEVPBAS por cada día en que se mantenga la mencionada afectación.

Las afectaciones referidas en el presente Artículo se evaluarán en el período de validez de la asignación de la Potencia Base en Reserva es decir entre el 1º de mayo de un año y el 30 de abril del año siguiente.

Artículo 3º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a verificar en las declaraciones semanales y diarias de los Generadores, Cogeneradores o Comercializadores de Generación que la existencia de combustible les permita cumplir con lo establecido en el Artículo 1º del presente acto. De verificar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que cualquier indisponibilidad informada por un Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación, en el período invernal, por una causa ajena a la insuficiencia de combustible conforme lo dispuesto en el Artículo 1º de esta Resolución, se deba en realidad a esta causa, deberá proceder a aplicar lo establecido en el Artículo 2º de la presente Resolución.

Artículo 4º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a informar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) cuando se produzca la afectación de la potencia disponible por causas asignables a insuficiencia de combustible según lo establecido en los Artículos 1º y 2º del presente acto. El mencionado Ente deberá considerar si corresponde la aplicación al Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación responsable de una penalización por incumplimiento de los compromisos asumidos para con el MEM.

Artículo 5º- Establécese que los fondos recaudados por la aplicación de lo establecido en el Artículo 2º de la presente Resolución se ingresen al FONDO DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA establecido en el punto 2.5.3.6. de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 6º- La presente Resolución tendrá vigencia a partir del 1º de agosto de 1999.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese.- César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 409/99

BUENOS AIRES, 4 DE AGOSTO DE 1999.

VISTO, el Expediente Nº 750-001361/99 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, mediante Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992 dispuso la constitución de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en cumplimiento de lo establecido en el punto 2.9 "REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA el presupuesto correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1999 y el 30 de abril del 2000, según consta en copia certificada, que como Anexo I forma parte de la presente Resolución.

Que el mismo no supera el valor máximo admitido en el primer párrafo del punto 2.9 previamente aludido.

Que atendiendo a las funciones y responsabilidades asignadas a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la razonabilidad de los valores presupuestados no se advierte obstáculo para la aprobación del presupuesto sometido a consideración.

Que por otro lado, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en cumplimiento de lo establecido en el tercer párrafo del punto 2.9 ya señalado, ha presentado a esta SECRETARIA DE ENERGIA, un análisis de la disminución de los costos de funcionamiento a ser asignados al reembolso de gastos del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que de acuerdo a tal estudio, se entiende oportuno mantener el monto mínimo que debe abonar mensualmente cada agente del citado Mercado, como lo establece la reglamentación respectiva.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y de las modificaciones establecidas por la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 150 del 15 de mayo de 1996.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase, en cuanto compete a esta SECRETARIA DE ENERGIA, el presupuesto de Gastos e Inversiones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo de 1999 y el 30 de abril de 2000, según consta en copia certificada, que como Anexo I forma parte de la presente Resolución.

Artículo 2º- Establécese que, a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de mayo de 1999, el Cargo Mínimo por Gastos de Administración que debe pagar mensualmente cada agente se mantiene en PESOS CUATROCIENTOS ($ 400), para ser aplicado de acuerdo a lo establecido en el punto 2.9 "REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992.

Artículo 3º- Notifíquese de la presente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 468/99

BUENOS AIRES, 17 DE SEPTIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-002859/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 119 del 25 de marzo de 1999 definió los alcances, fechas límite y responsabilidades de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) dentro de las etapas en que se ha dividido la estrategia del sector eléctrico para atender la denominada "contingencia del año 2000".

Que por otra parte la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha sido encomendada para impulsar y coordinar todos los esfuerzos tendientes a garantizar el mínimo riesgo para la operación eléctrica en la citada fecha crítica.

Que eventualmente podrían surgir inconvenientes en la operación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) como consecuencia de la vulnerabilidad de equipos informáticos al cambio de fecha del fin de este año por lo que resulta necesario minimizar los riesgos que esta circunstancia pueda ocasionar en la continuidad del servicio eléctrico.

Que es necesario prever con la anticipación suficiente las posibles consecuencias de la "contingencia del año 2000" sobre el despacho e informar a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) debe disponer del mayor margen posible para configurar el parque de generación y la topología de la red sin restricciones económicas para los días inmediatamente anterior e inmediatamente posterior a las 00:00 horas del 1º de enero del 2000.

Que la atención de los operadores del Centro del Control de Operaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (COC), del Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (COT), de los Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal (COTDTs), de los Centros de Control de Operaciones de los Generadores (COGs) y de los Centros de Control de Operaciones de los Distribuidores (CODs), debe fijarse prioritariamente en la supervisión y control de las variables eléctricas.

Que se considera que dadas las especiales condiciones asociadas a la "contingencia del año 2000" es necesario priorizar un despacho que tenga en cuenta la confiabilidad frente al aspecto económico, con el objeto de minimizar el riesgo de colapso parcial o total del suministro.

Que se dio intervención a la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a los efectos de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y por los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar los predespachos para los días 31 de diciembre de 1999 y 1º de enero del 2000, en el período horario que considere necesario, teniendo en cuenta la prioridad de entrada en servicio de las unidades generadoras y de la operación de la red, según la confiabilidad del equipamiento para afrontar la "contingencia del año 2000".

Artículo 2º- Facultase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a prolongar, a su sólo criterio, la duración del período definido en el Artículo 1º de este acto, en caso que la situación operativa del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) así lo requiera.

Artículo 3º- Los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), junto con los datos correspondientes a la Programación Semanal de la última semana del año 1999, deberán ratificar la información brindada a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre el estado de las instalaciones susceptibles de ser vulnerables a

la “contingencia del año 2000”, los límites operativos que se deberán considerar en los despachos de los días 31 de diciembre de 1999 y 1º de enero del 2000 y las demandas previstas para estos días. La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) junto con la mencionada programación pondrá en conocimiento de los Agentes los datos suministrados y una estimación de las condiciones de abastecimiento previstas en los mismos.

Artículo 4º- A los efectos de la sanción de precios, las áreas exportadoras desvinculadas del mercado a consecuencia de restricciones de transporte adicionales debidas a la "contingencia del año 2000", se considerarán igualmente vinculadas al mercado, es decir no se sancionará Precio Local durante los días 31 de diciembre de 1999 y 1º de enero del 2000.

Artículo 5º- Los redespacho de las horas previas al cambio de año podrán considerar valores de Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) superiores a los que establecen los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y ampliatorias. Este margen será fijado por el Centro de Control de Operaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (COC) según los criterios que surjan a fin de asegurar la reserva necesaria de acuerdo a las circunstancias que se presenten.

Artículo 6º- Facultase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a resolver transitoriamente cualquier circunstancia no contemplada en este acto ni en los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y ampliatorias, que afecten al despacho o a las transacciones económicas resultantes. Si esto ocurriera, a posteriori de la emisión del correspondiente Documento de Transacciones Económicas (DTE), la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) elevará a la SECRETARIA DE ENERGIA los criterios utilizados para que ésta los ratifique o rectifique.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACION DE TRANSPORTISTAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ATEERA) y a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 488/99

BUENOS AIRES, 22 DE SEPTIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-003796/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la normativa promulgada por la SECRETARIA DE ENERGIA promueve el uso de los ingresos de congestión del sistema de transporte a efectos de alentar la inversión en ampliaciones destinadas a reducir o eliminar las restricciones de transporte que generan tal congestión.

Que las ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), en particular aquellas de importancia, requieren se efectúen sobre ellas auditorías técnicas previas a su habilitación, a efectos de establecer la satisfacción de los criterios de diseño y calidad.

Que los agentes que se beneficien con esas auditorías técnicas serán esencialmente los mismos beneficiarios de la ampliación, tal como se los define en la regulación vigente, entendiendo que al asegurar su calidad se propende a la prestación de un mejor servicio de transporte por la misma.

Que en el marco de lo establecido en el inciso c) del Artículo 2º y el inciso k) del Artículo 56 de la Ley 24.065, debe ser el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la entidad que realice, mediante la contratación de terceros idóneos, la auditoria técnica previa a la habilitación de las ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que el presupuesto operativo y los ingresos previstos para asegurar la operatoria del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), tal como se detallan en los Artículos 65 y 66 de la Ley 24.065, no consideran la previsión de montos importantes para financiar estas auditorías por el conjunto de los actores, siendo su destino el beneficio de una parte menor de los agentes del mercado, ni tampoco se estima conveniente que los prevea.

Que en consecuencia se considera que tales trabajos deberán efectuarse con cargo a los agentes beneficiarios de la ampliación, identificados con idéntico criterio que el adoptado por la regulación para establecer las responsabilidades iniciales vinculadas al derecho al voto y al pago del CANON.

Que conviene establecer un límite máximo a los fondos a asignar para efectuar tales auditorías técnicas, estableciendo una relación entre éstos con el monto de obra que no supere al UNO POR CIENTO (1%) de éste.

Que la regulación vigente prevé aplicar los fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente, hasta un máximo del SETENTA POR CIENTO (70%) del monto de obra, tal como se indica en el punto 6 del Apéndice A al Título III del Reglamento de Acceso y Ampliación del Sistema de Transporte.

Que en consecuencia, buscando no dificultar los procesos de gestión de las ampliaciones de transporte, se considera conveniente habilitar la asignación de fondos adicionales de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente, a efectos que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) licite y contrate la ejecución de tales auditorias técnicas.

Que a los efectos de otorgar la debida autorización en el marco de lo previsto por la regulación vigente, corresponderá a esta Secretaría acordar, en cada oportunidad en que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) así lo requiera, la procedencia de tal asignación de fondos y ordenar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) que proceda a su desembolso a favor del auditor seleccionado por dicho Ente.

Que en el marco de lo establecido en el inciso f) del Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 se ha considerado conveniente mantener el límite previsto en el punto 6 del Apéndice A al Título III del Reglamento de Acceso y Ampliación del Sistema de Transporte en SETENTA POR CIENTO (70 %) del monto de la obra, habilitando adicionalmente una asignación de UNO POR CIENTO (1 %) de tal monto para cubrir los costos de las auditorías técnicas previas a la habilitación que efectuará el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que la ejecución de una auditoria técnica previa a la habilitación de las ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) no debe modificar las responsabilidades emergentes de la regulación vigente en cuanto a calidad y prestación técnica del servicio atribuidas a los Comitentes de la obra, a su Contratista del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) y a la Transportista en cuyo ámbito ésta se desarrolla.

Que las facultades para ello derivan del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituyese el punto 6 del Apéndice A de Título III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA aprobado por Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias por el texto que se encuentra contenido en el ANEXO I de la presente Resolución, de la que forma parte integrante.

Artículo 2º- Autorizase al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a prever la utilización de fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente a efectos de enfrentar los costos de las auditorías técnicas previas a la habilitación de ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en cuanto éstos se encuentren disponibles, debiendo requerir la autorización específica de esta Secretaría para proceder a asignar dichos fondos en cada caso que se presente, para lo cual pondrá a disposición de ésta el presupuesto elaborado, las ofertas recibidas, el procedimiento de selección seguido, el adjudicatario seleccionado, el cronograma de pagos previsto y demás información que le fuese solicitada.

Artículo 3º- En oportunidad de otorgar la autorización al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para la asignación de los fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente que prevé el artículo precedente, esta Secretaría procederá a instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a efectos de autorizar la acreditación de dichos fondos a favor del contratista seleccionado a esos fines por el Ente.

Artículo 4º- La acreditación contemplada por el artículo precedente será efectuada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) atendiendo al cronograma de pagos remitido por la Secretaría de Energía y ante la presentación por el auditor de facturas conformadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 5º- Las auditorías técnicas previas a la habilitación de ampliaciones del sistema de transporte que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) contratare como consecuencia de las autorizaciones previstas en el Artículo 2º del presente acto, no eximirán a el o los Comitentes de la obra, a la Contratista del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) y a la Transportista en cuyo ámbito se efectúa la ampliación, de las responsabilidades en cuanto a calidad y prestación técnica del servicio que les asigna la normativa y el Contrato de Concesión, ni importará asumir responsabilidad adicional alguna por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 6º- Este acto tendrá vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 7º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 516/99

MEM - MEMSP. Apruébase la Programación Estacional de Verano CORRESPONDIENTE al período entre 1º de noviembre de 1998 y el 30 de abril de 1999.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 532/99

MEM - MEMSP. Apruébase la Programación Estacional de Verano elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), correspondiente AL período comprendido entre el 1º de noviembre de 1999 y el 30 de abril del 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 534/99

FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (fct). Establécese que dicho fondo podrá ser asignado al financiamiento de la ejecución de obras eléctricas. Encomendase al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA el dictado de un reglamento especial de aplicación del mencionado fondo.

BUENOS AIRES, 15 DE NOVIEMBRE DE 1999.

VISTO, el Expediente Nº 750-003522/99, del registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS (MEyOSP), referente a la Reglamentación del FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT), y

CONSIDERANDO:

Que en el Artículo 70 inciso b) de la Ley Nº 24.065, se crea el FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT).

Que, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 mencionada en el párrafo precedente, el CONSEJO FEDERAL DE ENERGIA ELECTRICA (CFEE) es el administrador del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), el cual se destinará: a) el SESENTA POR CIENTO (60%) para crear el FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT); y b) el CUARENTA POR CIENTO (40%) restante para alimentar el FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI).

Que la implementación de los principios tarifarios establecidos por el marco regulatorio eléctrico nacional y la prohibición de los subsidios cruzados, llevó a la creación de un sistema de subsidios, del cual el FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT) es parte, destinado a corregir en forma explícita las disparidades que se presentan en cada jurisdicción adherida.

Que el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 establece la creación de un fondo destinado a compensar diferencias regionales en la determinación de las tarifas de usuarios finales.

Que la administración, asignación, distribución y contralor de tales fondos ha sido encomendada por ley al CONSEJO FEDERAL DE ENERGIA ELECTRICA (CFEE), por lo que el mencionado organismo se encuentra legalmente facultado para decidir los medios más adecuados para la consecución de los fines de interés general impuestos por la ley.

Que, en este sentido, la financiación de obras destinadas a la compensación de la estructura de costos de las tarifas resultantes de diferencias regionales que se traduzcan en una efectiva reducción de las tarifas a aplicar a usuarios finales, es un medio adecuado para la obtención de las finalidades perseguidas por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 y la creación del FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT).

Que, por ello, el subsidio proveniente de fondos del FCT deberá incidir en la determinación de las tarifas del servicio eléctrico de distribución a usuarios finales, siendo consecuencia necesaria de su otorgamiento una reducción de las tarifas aplicadas y el efecto económico final resultar indiferente a la ecuación económica del prestador y beneficiar al usuario final destinatario del subsidio.

Que resulta indudable la necesidad de garantizar la transparencia y objetividad en los procedimientos de adjudicación de estos subsidios, estableciendo las pautas y criterios que deben reunir los proyectos a financiar y un adecuado sistema de contralor de su aplicación efectiva en la determinación de la tarifa a usuarios finales.

Que se dio intervención a la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS sin que ésta haya formulado objeciones.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 24 y 37 de la Ley Nº 15.336 y por el Artículo 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- El FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT) podrá ser asignado al financiamiento de la ejecución de obras eléctricas, siempre que se acredite el cumplimiento de los objetivos, requisitos y procedimientos que determinará el

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) en su reglamentación, en un todo de acuerdo con la finalidad fijada por la ley y delimitada en los considerandos de la presente resolución.

Artículo 2º- Encomendar al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) que, por medio de resolución de su COMITE EJECUTIVO (CE), dicte un reglamento especial de aplicación del FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES (FCT) para la ejecución de Obras y Adquisiciones, en concordancia con la finalidad fijada por la ley y las pautas establecidas en los considerandos de la presente resolución, debiendo dar cuenta al Plenario del mencionado organismo en la primera reunión que se efectúe.

Artículo 3º- Notificar al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 543/99

BS.AS., 19/10/99

VISTO el Expediente MEYOSP Nº 750001228/99, y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 12 del Decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 se aprueba el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA y se faculta para su modificación a la Secretaría de Energía.

Que atendiendo a los criterios contenidos en el Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 se considera conveniente brindar herramientas adicionales a los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para la ampliación del Sistema de Transporte de Alta Tensión incorporando al efecto nuevas figuras en el citado reglamento.

Que a estos fines se ha concebido una nueva modalidad de ampliaciones del sistema, denominadas Ampliaciones a Riesgo, respecto a las cuales la solicitud de ampliación podrá ser efectuada por un interesado o grupo de interesados, sea o no agente del Mercado, denominado Iniciador a Riesgo (IR), quien asume compromisos ciertos con el Transportista o Transportista Independiente adjudicatario del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la Ampliación a Riesgo.

Que obtenido el certificado de conveniencia y necesidad pública de la Ampliación a Riesgo, se considera conveniente que sus Iniciadores a Riesgo encaminen un proceso de selección, mediante la convocatoria a un concurso público inicial, de los inversionistas que pudieren tener interés en integrar el grupo de "Comitentes Inversores".

Que para introducir competencia en la conformación del grupo de "Comitentes Inversores", los interesados deberán ser seleccionados a partir de sus ofertas en dicho concurso público inicial, donde también deberán ofertar los Iniciadores a Riesgo si desean mantener su participación.

Que en dicho concurso público inicial se ofertará lo siguiente: a) el porcentaje del CANON a pagar al Transportista o Transportista Independiente que se compromete a asumir, y b) el valor de Factor de Utilización medio de la Ampliación a Riesgo que pretende cobrar a los usuarios, respetando el valor mínimo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA a ese efecto.

Que las ofertas recibidas en ese concurso público inicial se ordenarán en forma decreciente, comenzando con aquella con el máximo Factor de Utilización medio propuesto, y se tomará como valor de corte aquel factor correspondiente a la oferta que permita asumir el compromiso total de pago del CANON, denominándose a este valor de corte como Factor de Utilización medio base (FUbase).

Que en caso de no existir ofertas para asumir el total del CANON que se prevé pagar, cuando el faltante importe no más que el TREINTA POR CIENTO (30 %) del monto de la obra, los "Comitentes Inversores" podrán solicitar autorización al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para aplicar al pago del CANON fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente (SALEX), esos fondos sólo concurrirán a solventar la obra hasta dicho máximo del TREINTA POR CIENTO (30%).

Que el grupo de los "Comitentes Inversores" suscribirá el Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la Ampliación a Riesgo, con el Transportista o Transportista Independiente que resulte adjudicatario en el Concurso Público que se convocará al efecto.

Que a los fines de alcanzar la debida transparencia el procedimiento de selección de aquél con quien se suscribirá el Contrato COM debe seguir las pautas fijadas del procedimiento de Ampliaciones por Concurso Público del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación, con las particularidades que para el caso prescribe la presente norma.

Que en referencia a las oposiciones, y en atención a la posible tenencia de derechos de congestión que sean afectados por una nueva obra y tengan facultad de voto sobre ésta, se requerirá contar con el SESENTA POR CIENTO (60%) de los beneficios para poder proceder al rechazo de una Ampliación a Riesgo.

Que corresponderá también aceptar aquellas oposiciones apoyadas en una demostración fehaciente que la ampliación a riesgo propuesta no produce beneficio social neto positivo.

Que los '"Comitentes Inversores" percibirán, durante el período de amortización de la Ampliación a Riesgo, por el uso de las instalaciones por terceros, un peaje determinado en forma proporcional al porcentaje que comprometieron del pago del CANON de la Ampliación a Riesgo.

Que la asignación de dicho peaje se efectuará con la metodología existente (Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS) reemplazando el CANON por el Cargo de Capacidad de Transporte (CCT).

Que, adicionalmente, se considera oportuno introducir derechos de congestión en relación con las expansiones del sistema de transporte realizadas por el procedimiento de Ampliaciones a Riesgo.

Que a la fecha, los ingresos de congestión se derivan hacia la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte (SALEX) para servir de incentivo a aquella ampliación futura que minimice la congestión eliminando o reduciendo sus causas físicas (restricciones de transporte).

Que con la introducción de derechos de congestión, el inversor en nuevas Ampliaciones a Riesgo de la capacidad de transporte que resulte titular de tales derechos tendrá la facultad de percibir los ingresos de congestión que pudieren generarse en el vínculo construido.

Que a la vez, es imprescindible implementar mecanismos que detecten intentos de ejercicio de poder de mercado o abuso de posición dominante por parte de los titulares o beneficiarios de Derechos de Congestión.

Que los derechos de congestión asociados a una nueva ampliación sólo tendrán vigencia en cabeza de los inversores durante el período de amortización, pasando automáticamente su titularidad, y los ingresos de congestión correspondientes a la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente (SALEX), al inicio del correspondiente período de explotación.

Que también se considera oportuno introducir derechos de congestión sobre nuevas ampliaciones a realizar mediante el procedimiento de Acuerdo de Partes, teniendo en cuenta que su utilización se remunera exclusivamente en función de los costos de operación y mantenimiento.

Que a los fines de la oposición a la ejecución de ampliaciones a concretar como Acuerdo de Partes, no se considerará fundamento suficiente la afectación de ingresos correspondientes a derechos de congestión de otras instalaciones, debiendo en tal caso fundarse la oposición en la demostración fehaciente que la ampliación propuesta no produce beneficio social neto positivo, el que prevalece sobre otras consideraciones económicas a los efectos de la autorización.

Que los aportes que autorice el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) desde la Cuenta o la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente (SALEX), a efectos de solventar ampliaciones serán asumiendo a favor de esa cuenta o subcuenta los derechos de congestión asociados.

Que, consecuentemente, los recursos o ingresos de congestión producidos por los derechos de congestión correspondientes una Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente (SALEX) por sus aportes para una ampliación, deberán destinarse a la Subcuenta de Excedentes que les dio origen.

Que, en síntesis, los derechos de congestión que se introducen por la presente resolución estarán asociados a nuevas instalaciones de transporte construidas sea mediante el procedimiento de Ampliación a Riesgo o mediante el procedimiento de Ampliación por Acuerdo entre Partes, y consisten en el derecho a percibir los ingresos de congestión que la instalación construida devengue durante su Período de Amortización.

Que como excepción, cuando una nueva ampliación introduzca un incremento (o decremento) en la capacidad de otro corredor de magnitud superior a un porcentaje que se defina conforme la presente, quien resulte parte interesada podrá plantear la situación al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), para que dicho Organismo, a partir de informes de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y de la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER), evalúe la cuestión planteada y eleve sus conclusiones a la Secretaría de Energía a efectos que ésta, previo análisis, disponga la adopción de las medidas regulatorias que considere apropiadas.

Que en cualquier caso, debe entenderse que sólo se otorgarán derechos de congestión en correspondencia con el asumir obligaciones de pago firmes respecto a ampliaciones de transporte, por lo que sólo procede su otorgamiento en los casos de nuevas ampliaciones del sistema de transporte mediante los procedimientos de Ampliaciones a Riesgo o por Acuerdo entre Partes.

Que, teniendo en cuenta que las restricciones de Transporte permiten limitar de hecho el tamaño del Mercado dentro de un área, y pueden hacer surgir condiciones locales de poder de mercado, previo al otorgamiento de derechos de congestión debe verificarse la eventual afectación de la libre competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que los ingresos por congestión serán los correspondientes a la recaudación variable por precio local de energía.

Que los ingresos de congestión serán asignados a los titularse de derechos de congestión salvo cesión o venta y que a esos fines, la capacidad de transporte de un vínculo dentro de un corredor resultará de la evolución de la capacidad del corredor.

Que los ingresos de congestión de toda ampliación del sistema de transporte que no califique como Ampliación a Riesgo o nueva ampliación por Acuerdo de Partes, así como de las instalaciones existentes del sistema de transporte de la alta tensión, son titularidad exclusiva de la correspondiente Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor (SALEX).

Que, en consecuencia, a efectos de preservar el patrimonio de la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte (SALEX), cuando esta Secretaría considere oportuno implementar la venta de ingresos de congestión de las instalaciones existentes, ésta se efectuará necesariamente en pública subasta y en forma gradual.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 12 del Decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º - Agregase al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, como Título VI denominado AMPLIACIONES A RIESGO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA DE ALTA TENSION, el texto que se adjunta como ANEXO I del presente acto del que forma parte integrante.

Art. 2º - Agregase al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, como Título VII denominado DERECHOS E INGRESOS DE CONGESTION EN EL SISTEMA, el texto que se adjunta como ANEXO II del presente acto del que forma parte integrante.

Art. 3º - Agregase al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIONES del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, como Apéndice B al Título II denominado DERECHOS DE CONGESTION EN AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONTRATOS ENTRE PARTES, el texto que se adjunta como ANEXO III del presente acto del que forma parte integrante.

Art. 4º - Los ingresos de congestión de toda ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión que no califique como Ampliación a Riesgo o nueva ampliación por Acuerdo entre Partes así como de las instalaciones existentes, permanecerán de titularidad exclusiva de la correspondiente Subcuenta de Excedentes por restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor (SALEX).

Art. 5º - Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a elaborar y someter a la aprobación de esta Secretaría dentro de los CIENTO VEINTE (120) días de la vigencia del presente acto, un Procedimiento Técnico donde se establezca la metodología a emplear para cumplimentar las exigencias del Artículo 44 del Título VII del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Art. 6º - La Secretaría de Energía podrá disponer la venta en subasta pública, de los ingresos de congestión derivados de derechos de congestión en las instalaciones en Período de Explotación de los distintos corredores del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

En dicho caso establecerá un cronograma para la pública subasta progresiva de tales ingresos de congestión, correspondientes al período de un año, y en virtud de la existencia de demanda suficiente.

Los derechos de congestión correspondientes a esos ingresos permanecerán de titularidad de la correspondiente Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor (SALEX) quien, vencido el período anual de su adjudicación al ganador en pública subasta, recuperará la percepción de los correspondientes ingresos por congestión para una nueva venta en pública subasta si se considera oportuno.

Art. 7º - Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 8º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 545/99

BUENOS AIRES,

VISTO el Expediente Nº 750-004334/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el nuevo contexto en el que se desarrolla la actividad del Sector Eléctrico Argentino, instituido mediante la Ley Nº 24.065, el ESTADO NACIONAL se ha reservado la función directriz de diseño de políticas superiores y el establecimiento y aplicación de normas legales y regulatorias que propendan a una actividad económica eficiente, alienten mejoras en la calidad de servicio y en las condiciones de abastecimiento y promuevan la participación activa del sector privado en la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que, en ese marco legal, la SECRETARIA DE ENERGIA debe entender en la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, supervisando su cumplimiento y proponiendo el marco regulatorio destinado a facilitar su ejecución.

Que por otra parte, el ESTADO NACIONAL ha llevado a cabo, y al presente casi completado, su retirada del negocio eléctrico, procediendo a la privatización de sus empresas, divididas verticalmente según su actividad de Generación, Distribución y Transporte de energía eléctrica.

Que se cuenta en el presente con un conjunto de normas y procedimientos reguladores de la actividad del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cuya aplicación integral se requiere efectuar tareas de interpretación, seguimiento y ajuste.

Que la siguiente etapa del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) consiste en la eliminación de aquellas restricciones y normas administrativas que, si bien tuvieron un justificativo válido en las primeras etapas de la transformación y permitieron así lograr el éxito que evidencia el citado Mercado, no se ajustan a la realidad actual y en algunos casos limitan el desarrollo eficiente del mismo.

Que existiendo condiciones de competencia y agentes con experiencia y conocimiento para operar en el mercado, es posible y conveniente eliminar las restricciones reguladas que la realidad no justifica, y agregar en cambio, dónde sea necesario, nuevas técnicas regulatorias y herramientas financieras que se han desarrollado para Mercados Mayoristas Eléctricos competitivos.

Que uno de los objetivos es flexibilizar el Mercado de Contratos, para que los contratos puedan ser utilizados como herramientas que se adecuen a las necesidades de cubrimiento del riesgo financiero y físico (garantía de suministro y requisitos de calidad) de cada agente o Comercializador.

Que el sistema requiere de adecuados servicios para su operación con seguridad y calidad, siendo conveniente que existan señales económicas que promuevan la eficiencia de dichos servicios y que permitan medir su costo económico.

Que además es necesario clarificar el servicio que presta como reserva el Gran Usuario Interrumpible, aportando una reserva de largo plazo que, ante condiciones de déficit de corto plazo así como déficit con permanencia, sirva para reemplazar restricciones al suministro.

Que se debe incrementar la eficiencia de las señales de corto plazo que surgen de los precios de la energía, permitiendo que reflejen las condiciones en los mercados de combustibles, la competencia que existe en la actividad de generación, y la experiencia y conocimiento adquirido por los Generadores en el cálculo del Costo Variable de Producción y del Valor del Agua.

Que en ese sentido deben eliminarse las restricciones a la periodicidad de la declaración de los Generadores, reduciéndola a declaración semanal.

Que deben eliminarse las restricciones a los modos en que los Generadores presentan las declaraciones, dando mayor participación a estos en las decisiones de generación y permitiendo que los mismos mediante sus ofertas decidan el arranque de sus máquinas a través de internalizar su costo en dichas ofertas.

Que es conveniente mantener la metodología de precios de referencia de combustible a calcular mensualmente.

Que debe darse la posibilidad a cada GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) de participar activamente en el Mercado Spot ofertando incrementos o decrementos voluntarios en su demanda prevista.

Que el precio Spot en un nodo, salvo que se registren en la operación real actuación automática de relés de alivio de carga o falta de reserva operativa, debe resultar del último despacho programado.

Que es conveniente habilitar un mercado para tomar posiciones para el día siguiente, denominado Mercado Spot Anticipado Diario, cuyo objetivo es crear una herramienta financiera que permita a los agentes y Comercializadores complementar y corregir las posiciones tomadas en el Mercado de Contratos.

Que se debe identificar con claridad cada restricción de calidad que obliga generación y reduce el tamaño del mercado, regulando tarifas topes a los acuerdos de generación obligada.

Que es necesario incorporar las modificaciones que resultan de la existencia de contratos de importación y exportación, para clarificar y completar las condiciones respecto de la compra en el Mercado Spot y el tipo de respaldo que puede lograr en dicho Mercado.

Que para la remuneración de la potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se busca mantener los principios y criterios de eficiencia económica de las metodologías vigentes, pero creando una señal más estabilizada al requerimiento de reserva de potencia.

Que el objetivo es que existan señales predecibles para las decisiones de inversión de la oferta y que la demanda cuente con servicios de reserva para la garantía de suministro y calidad del servicio.

Que en todos los casos el incumplimiento del servicio de reserva debe conllevar compensaciones y/o penalizaciones.

Que el servicio de reserva de mediano plazo debe consistir en la disponibilidad de potencia para cubrir la demanda en condiciones de hidrología media.

Que el servicio de reserva contingente debe consistir en la disponibilidad de potencia adicional a la media para cubrir la demanda en caso de hidrología seca, de temperaturas extremas o falta de combustibles.

Que por otra parte también se estima conveniente adaptar la normativa a la realidad de las nuevas tecnologías que se están incorporando en el mercado, tales como la generación eólica y la generación con ciclos combinados.

Que atento a las particulares características del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP) se deberá limitar la aplicación de algunos aspectos de la desregulación propuesta, hasta la interconexión del Sistema Interconectado Patagónico (SIP) con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que a los efectos de realizar el ajuste final de los modelos y sistemas administrativos y de que los agentes adquieran experiencia, debe establecerse que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar simulaciones previas a la entrada en aplicación efectiva de lo resuelto por la presente Resolución.

Que atento a los compromisos asociados con la disponibilidad que se establecen en la presente normativa es necesario derogar la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 404 del 26 de julio de 1999.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Reemplazase el Capítulo 1 “El MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 2º.- Reemplazase el Capítulo 2 “PRECIOS ESTACIONALES” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 3º.- Reemplazase el Capítulo 3 “MERCADO DE PRECIOS HORARIOS (Mercado Spot)” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de

fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 4º.- Reemplazase el Capítulo 4 “MERCADO A TERMINO” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO IV que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 5º.- Reemplazase el Anexo 1 “BASE DE DATOS DEL SISTEMA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO V que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 6º.- Reemplazase el Anexo 2 “BASE DE DATOS ESTACIONAL” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO VI que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 7º.- Reemplazase el Anexo 5 “CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGÍA Y COSTO OPERATIVO” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO VII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 8º.- Reemplazase el Anexo 9 “BASE DE DATOS SEMANAL” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO VIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 9°.- Reemplazase el Anexo 10 “BASE DE DATOS DIARIA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO IX que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 10.- Reemplazase el Anexo 13 “VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO X que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 11.- Reemplazase el Anexo 14 “COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XI que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 12.- Reemplazase el Anexo 15 “LISTA DE MERITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA FRIA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 13.- Reemplazase el Anexo 21 “POTENCIA BASE EN RESERVA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 14.- Reemplazase el Anexo 22 “PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas

y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XIV que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 15.- Reemplazase el Anexo 23 “REGULACIÓN DE FRECUENCIA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XV que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 16.- Reemplazase el Anexo 26 “CALCULO DEL PRECIO LOCAL” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XVI que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 17.- Reemplazase el Anexo 30 “IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XVII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 18.- Agregase el Anexo 36 “RESERVAS DE CORTO PLAZO” a los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XVIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 19.- Agregase el Anexo 37 “PREDESPACHO ANUAL DE MEDIA Y RESERVA DE MEDIANO PLAZO” a los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XIX que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 20.- Agregase el Anexo 38 “PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE” a los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XX que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 21.- Agregase el Anexo 39 “RESERVA, DISPONIBILIDAD Y REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA” a los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XXI que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 22.- Agregase el Anexo 40 “GENERACION EOLICA” a los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XXII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 23.- Establécese que en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO, hasta su interconexión con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, se mantendrá la vigencia la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 400 del 21 de julio de 1999 y el Artículo 36 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 105 del 20 de marzo de 1995. Asimismo, establécese que el Porcentaje para Generación Forzada Imprevista a emplear será del CERO (0) %.

ARTICULO 24.- Derogase, a partir del 1° de mayo del 2000, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 404 del 26 de julio de 1999.

ARTICULO 25.- Establécese que la aplicación efectiva de la presente Resolución será a partir del 1° de mayo del 2000, excepto la regulación referida a Mercado Spot Anticipado Diario y demanda flexible,

contemplada en el Anexo III de la presente Resolución, que comenzará a aplicarse a partir del 1° de noviembre del 2000.

ARTICULO 26.- Establécese que antes del 15 de enero del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá calcular las horas en que se remunera la potencia, con la metodología que establece la presente Resolución en su Anexo III, como si dicho cálculo hubiera sido realizado junto con la Programación Estacional de Verano noviembre de 1999 a abril del 2000 y deberá informar los resultados a los agentes del MEM y a esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 27.- Autorizase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar los ajustes necesarios a los modelos de programación y despacho vigentes, así como a sus sistemas administrativos para adaptarlos a la presente Resolución. Dichos ajustes deberán estar desarrollados y con los ensayos de puesta a punto finalizados antes del 1° de Marzo del 2000.

ARTICULO 28.- Establécese que antes del 14 de abril del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá elaborar y elevar a esta SECRETARIA DE ENERGIA un Informe resumiendo los ajustes finales realizados a los modelos y sistemas administrativos a los efectos de su aprobación.

ARTICULO 29.- Establécese que a partir del 1° de marzo y hasta el 30 de abril del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar una simulación de las transacciones de Reserva de Potencia. Para ello, junto con los datos para la Reprogramación Trimestral febrero a abril del 2000, los agentes deberán suministrar la información necesaria para el Predespacho de Condición Contingente y el Predespacho Anual de Media con las mismas características que se hubieran suministrado, para la Programación Estacional de Verano y la Reprogramación Trimestral de Verano respectivamente, de estar en aplicación la presente Resolución. Entre el 1° de marzo y el 30 de abril del 2000, los agentes deberán realizar sus ofertas de reserva de corto plazo dentro de los plazos establecidos en la presente Resolución y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá determinar, como información indicativa, las remuneraciones, cargos y compensaciones que hubieran resultado para cada agente por reserva de mediano plazo, reservas de corto plazo y reserva contingente de estar en aplicación la presente Resolución. Los cargos y remuneraciones que resulten, que deberán ser informados semanalmente a esta Secretaría y a los agentes, sólo tendrán carácter de simulación indicativa y no afectarán las transacciones económicas en tanto no entre en aplicación la presente Resolución.

ARTICULO 30.- Establécese que a partir del 13 de marzo y hasta el 30 de abril del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar una simulación del Mercado Spot con declaraciones semanales a los efectos que los agentes ajusten sus metodologías de declaración. Junto con cada Programación Semanal los agentes deberán presentar sus declaraciones de Costo Variable de Producción y de Valor del Agua, con las mismas características y plazos con que se hubieran suministrado de estar en aplicación la presente Resolución. Los resultados obtenidos en la simulación sólo tendrán carácter indicativo.

ARTICULO 31.- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a revisar la totalidad de los Procedimientos Técnicos existentes para adaptarlos a la normativa que se establece en la presente Resolución y presentar las nuevas versiones a la SECRETARIA DE ENERGIA, antes del 31 de marzo del 2000, para su aprobación.

ARTICULO 32.- Establécese que, a partir del 1° de noviembre de 1999, los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) deberán constituir, al vencimiento de sus contratos de abastecimiento vigentes a dicha fecha, el depósito de garantía por la parte de su demanda no cubierta por contratos, que se establece en el Anexo IV del presente acto.

ARTICULO 33.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 34.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION S.E. N° 545/99

Ver Resolución completa en www.cammesa.com.ar

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 589/99

BUENOS AIRES,

VISTO el Expediente N° 750-003844/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS N° 21 del 15 de enero de 1997 se reglamentaron los Requisitos básicos para la habilitación como Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en carácter de Comercializador y la operatoria de los Acuerdos de Comercialización.

Que la citada normativa establece que un Gran Usuario al realizar un Acuerdo de Comercialización debe transferir al Comercializador por un plazo especificado la comercialización total de su consumo.

Que por otra parte el ANEXO 17: INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias establece que un GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) debe contratar en forma independiente en el Mercado a Término por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda de energía eléctrica.

Que para ingresar al MEM un GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) puede contratar con un Generador por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda de energía eléctrica, en cambio con un Comercializador debe realizar un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de la misma.

Que se debe permitir que los Acuerdos de Comercialización que realicen los Grandes Usuarios Mayores con los Comercializadores puedan realizarse también, como mínimo, por el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la demanda de los primeros.

Que, por otra parte, se han recibido en esta Secretaría varias solicitudes de reclasificación de GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) en GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS) justificadas en la reducción de su Potencia declarada por debajo de los CIEN (100) kW.

Que se estima conveniente extender la categoría de GRAN USUARIO MENOR (GUME) hasta los CINCUENTA (50) kW.

Que también se estima conveniente adaptar las posibilidades de Comercialización de Generación a la realidad de los grandes grupos de generación que se están incorporando en el mercado.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y Artículos 4°, 6º, 7º y 8º del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Reemplazase el punto 2. - REQUISITOS BASICOS PARA SOLICITAR LA HABILITACION COMO AGENTE del Anexo 17 “Ingreso de nuevos Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 2°.- Reemplazase el punto 2.- REQUISITOS BASICOS PARA SOLICITAR LA HABILITACION COMO GRAN USUARIO MENOR del APENDICE A del Anexo 17 “Ingreso de nuevos Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 3°.- Reemplazase el punto 2.- REQUISITOS BASICOS PARA SOLICITAR LA HABILITACION COMO GRAN USUARIO PARTICULAR del APENDICE B del Anexo 17 “Ingreso de nuevos Agentes del

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTICULO 4°.- Reemplazase los puntos 2. "DEFINICIONES", 3 "COMERCIALIZACION DE GENERACION" y 5. "COMERCIALIZACION DE DEMANDA" del ANEXO 32: "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO IV que forma parte integrante del presente acto.

ARTICULO 5°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 6°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 631/99

Procedimientos para la programación la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Reemplazase, a partir del 1º de febrero del 2000, el "esquema de alivio de carga", aprobados por resolución EX-SEE 61/92.

BUENOS AIRES, 30 DE NOVIEMBRE DE 1999

VISTO el Expediente Nº 750-001529/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 208 del 27 de mayo de 1998 se introdujeron opciones para la participación de los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAS) en la desconexión de cargas ante déficit de potencia.

Que la citada normativa establece que todos los agentes demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) son responsables, cuando les es requerido, de satisfacer equitativamente la reducción de carga que, para adaptar la demanda a la oferta disponible, resulte necesaria en el sistema para prevenir el colapso.

Que, también establece las posibilidades de pagos y compensaciones por transacciones o por incumplimientos de órdenes de operación automática destinada al alivio de carga impartidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que la experiencia obtenida, desde la puesta en vigencia de la Resolución citada, demuestra que es necesario aplicar ajustes en la normativa mencionada incrementando las señales económicas para asegurar el funcionamiento correcto del sistema

Que las conclusiones obtenidas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) acerca del comportamiento del sistema de Alivio de Carga durante la perturbación ocurrida el día 4 de agosto de 1999 en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) también aconsejan obrar en ese sentido.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete. Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Reemplazase, a partir del 1º de febrero del 2000, el Anexo 35 "ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º- Establécese que, desde la fecha de publicación del presente acto, no podrán suscribirse Convenios de Alivio de Carga entre Distribuidores y GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAS) y los vigentes no podrán ser renovados. En el caso que, conforme lo precedente, a partir del 1º de febrero del 2000 subsista vigente un Convenio de Alivio de Carga entre un Distribuidor y un GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) los cargos o compensaciones que correspondan al GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), por aplicación de la nueva Normativa, serán asignados al Distribuidor.

Artículo 3º- Establécese que hasta el 1º de febrero del 2000 no serán de aplicación las sanciones mencionadas en el punto 5 del Anexo 35 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias.

Artículo 4º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 657/99

Declarase ampliación interprovincial de la red de transporte destinada al abastecimiento de la demanda, financiable a partir del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE INTERPROVINCIAL a la línea de 500 KV denominada interconexión en extra alta tensión entre las E.T. Choele Choel y Puerto Madryn obra a desarrollarse entre las provincias de Río Negro y Chubut, a los fines de la INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO PATAGÓNICO (SIP) CON EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

BUENOS AIRES, 3 DE DICIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-005427/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) ha realizado un estudio sobre posibles ampliaciones de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión en el país, denominado "ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD Y DETERMINACION DE BENEFICIARIOS POTENCIALES EN OBRAS DE 500 Kv", consistente en una evaluación primaria de los cierres de anillos de extra alta tensión.

Que de ese estudio surge que resulta de interés prioritario la concreción del vínculo en extra alta tensión entre el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y el SISTEMA INTERCONECTADO PATAGONICO (SIP), toda vez que tiene tasa de rentabilidad social muy elevada desde el inicio de la evaluación.

Que al iniciar el proceso de reforma del sector eléctrico conducido por esta Secretaría, se elaboraron procedimientos para la expansión de la red, que implícitamente consideraban la premisa de un desarrollo preexistente y homogéneo del abastecimiento a todas las regiones desde la red de extra alta tensión.

Que los procedimientos implementados resultaron adecuados para las zonas de mayor desarrollo relativo y concentración de demanda, pero no atendieron la situación de las provincias y regiones que todavía estaban aisladas por falta de desarrollo de la red de extra alta tensión.

Que en efecto, al momento de realizarse el proceso de transformación del sector eléctrico argentino, la Provincia de MISIONES y las Provincias del Sur de la Patagonia no se hallan integradas al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), a diferencia del resto del país, cuya infraestructura de interconexión había sido ya construida mediante aportes de Fondos Específicos y del Tesoro Nacional.

Que habiéndose interconectado la Provincia de MISIONES durante el año 1996, el SISTEMA INTERCONECTADO PATAGONICO (SIP) es el único sistema regional de importancia que aún permanece aislado del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 le ha asignado a la SECRETARIA DE ENERGIA la responsabilidad de promover el desarrollo integral y el racional funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales mediante la interconexión de las centrales y redes de jurisdicción nacional.

Que en cumplimiento de tal obligación la SECRETARIA DE ENERGIA ha dispuesto con fecha 3 de diciembre de 1999 arbitrar los medios y los procedimientos para la concreción de vínculos eléctricos en extra alta tensión denominados AMPLIACIONES INTERPROVINCLALES DE LA RED DE TRANSPORTE DESTINADAS AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA a partir de la constitución del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL, integrado por lo recaudado mediante un incremento al recargo creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, aplicable sobre las tarifas que pagan los compradores de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dicha Resolución determina los criterios para establecer si una ampliación puede ser financiada a partir del Fondo antes referido y asigna al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) la responsabilidad de proponer los proyectos aprobados a la consideración del Comité de Administración del Fondo.

Que el vínculo en extra alta tensión entre el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y el SISTEMA INTERCONECTADO PATAGONICO (SIP) cumple con las condiciones requeridas.

Que, en consecuencia, resulta conveniente instruir al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) a efectos que prepare la documentación necesaria para iniciar el procedimiento de ampliación ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y se encuentre en condiciones de convocar el concurso público de la obra.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que las facultades para el dictado de la presente resolución derivan del Artículo 37, inciso a) de la Ley Nº 15.336.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA,

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Declarase AMPLIACION INTERPROVINCIAL DE LA RED DE TRANSPORTE DESTINADA AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA, financiable a partir del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL a la línea de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) denominada INTERCONEXION EN EXTRA ALTA TENSION ENTRE LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS CHOELE CHOEL Y PUERTO MADRYN obra a desarrollarse entre las Provincias de RIO NEGRO y CHUBUT, a los fines de la interconexión del SISTEMA INTERCONECTADO PATAGONICO (SIP) con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

ARTICULO 2º- Instruyese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) a efectos que prepare la documentación que resultare necesaria para efectuar la gestión ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, y para el posterior concurso público de la ampliación de transporte denominada INTERCONEXION EN EXTRA ALTA TENSION ENTRE LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS CHOELE CHOEL Y PUERTO MADRYN.

ARTICULO 3º- Informase al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) que a los efectos del artículo precedente deberá considerar la documentación licitatoria elaborada a esos fines por la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY), en cumplimiento de la instrucción impartida mediante Nota SUBSECRETARIA DE ENERGIA Nº 00105 de fecha 17 de febrero de 1999.

ARTICULO 4º- Notifíquese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - CESAR MAC KARTHY, Secretario de Energía.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 658/99

FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Establécese el valor del recargo sobre las tarifas creadas por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 y destinadas al FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA que pagan los compradores de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, a partir del 1º de mayo del año 2000.

BUENOS AIRES, 3 DE DICIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-005427/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) ha realizado un estudio sobre posibles ampliaciones de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión en el país, denominado "ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DETERMINACION DE BENEFICIARIOS POTENCIALES EN OBRAS DE 500 kV" consistente en una evaluación primaria de los cierres de anillos de extra alta tensión.

Que la Ley Nº 15.336 determina en su Artículo 36 que la SECRETARIA DE ENERGIA, con intervención del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, tendrá a su cargo la planificación y coordinación de las obras y servicios integrantes de la Red Nacional de Interconexión.

Que mediante la Ley Nº 24.065, conocida como Marco Regulatorio Eléctrico, se configuró un sistema de mercado eléctrico, donde el patrón de valoración último está vinculado al interés general.

Que un régimen de competencia como el establecido en el Marco Regulatorio Eléctrico requiere políticas activas por parte del ESTADO NACIONAL, tendientes a garantizar la transparencia y el acceso de los consumidores a los mercados.

Que entre otras funciones, le compete al ESTADO NACIONAL establecer y preservar adecuadas condiciones de mercado para la energía eléctrica, en particular en aquellas zonas o regiones donde existan situaciones monopólicas exista el riesgo que se establezcan tales situaciones.

Que por otra parte los sistemas eléctricos evolucionan naturalmente hacia la interconexión, a efectos de capturar para sus consumidores las ventajas económicas inherentes a las economías de escala, las fuentes primarias, las diferencias horarias en los picos de consumo y compartir las reservas.

Que al iniciar el proceso de reforma del sector eléctrico, se elaboraron procedimientos para la expansión de la red, que implícitamente consideraban la premisa de un desarrollo preexistente y homogéneo del abastecimiento a todas las provincias desde la red de extra alta tensión.

Que ese supuesto fue adecuado para las zonas de mayor desarrollo relativo y concentración de demanda, pero no contempló la situación de alguna provincias y regiones, en razón de las asimetrías existentes en el desarrollo de la red de extra alta tensión.

Que la construcción de líneas de menor tensión sólo podría resolver tales asimetrías de manera parcial, postergando indefinidamente la solución de fondo del problema.

Que el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) ha elevado copia del "ACTA ACUERDO PARA EL FINANCIAMIENTO DE AMPLIACIONES INTERPROVINCIALES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE ELECTRICO" suscrita por la casi totalidad de los Consejeros Representantes Provinciales del cuerpo y que obra a fs. 2/8 de las presentes actuaciones, en la que solicita la intervención de esta SECRETARIA DE ENERGIA con ese fin.

Que, como establece el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, resulta resorte de la SECRETARIA DE ENERGIA modificar el gravamen destinado al FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), fijado inicialmente en CERO COMA CERO CERO TRES PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,003 $/ Kwh.), hasta un VEINTE POR CIENTO (20%) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria.

Que en la actualidad este recargo se encuentra en su monto mínimo de CERO COMA CERO CERO DOS CUATRO PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,0024 $/Kwh.), de acuerdo a lo dispuesto por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 de fecha 15 de octubre de 1993.

Que el incremento propuesto del recargo de Ley de CERO COMA CERO CERO CERO SEIS PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,00060 $/Kwh.), destinado a la integración energética de las regiones aisladas y que se dispone por el presente acto, debe ser evaluado en el marco de la disminución de precios de energía lograda desde esa fecha, que evolucionó desde un precio estacional de CERO COMA CERO CUATRO OCHO NUEVE OCHO PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,04898 $/Kwh.) de agosto de 1992 a CERO

COMA CERO DOS TRES NUEVE TRESPESOS POR KILOVATIO-HORA (0,02393 Kwh.) en noviembre de 1999, por lo que dicho incremento absorbe un DOS COMA CUATRO POR CIENTO (2,4%) de la reducción de los precios de la energía lograda en los últimos años.

Que esta Secretaría, mediante su Resolución Nº 543 del 19 de octubre de 1999, ha brindado a los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) herramientas adicionales para la ampliación del Sistema de Transporte, incorporando la figura denominada AMPLIACION A RIESGO, que resulta aplicable al presente caso.

Que las facultades para el dictado de la presente derivan del Artículo 30 de la Ley Nº 15.336 y del Artículo 70 de la Ley 24.065.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que a partir del 1º de mayo del año 2000 el valor del recargo sobre las tarifas creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 y destinado al FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que pagan los compradores de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) entendiendo por tal a las empresas distribuidores y a los grandes usuarios será de CERO COMA CERO CERO TRES PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,003 $/Kwh.), lo que representa un incremento de CERO COMA CERO CERO CERO SEIS PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,0006 $/Kwh.) respecto al valor vigente a la fecha.

Artículo 2º- Constitúyese a partir del 1° de mayo del año 2000 un Fondo Fiduciario específico denominado FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL cuyo destino único y exclusivo será participar en el financiamiento de las obras identificadas como AMPLIACIONES INTERPROVINCIALES DE LA RED DE TRANSPORTE DESTINADAS AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA. La constitución del Fondo queda condicionada a la disposición del Estatuto solicitado en el Artículo 4º del presente, debidamente sancionado por esta Secretaría, no pudiendo constituirse y funcionar sin contar con dicho Estatuto.

Artículo 3º- Establécese que, de la totalidad de lo recaudado en concepto del recargo referido en el Artículo 1º del presente acto, la parte correspondiente al incremento autorizado por la presente de CERO COMA CERO CERO CERO SEIS PESOS POR KILOVATIO-HORA (0,0006 $/Kwh.), se destinará en exclusividad al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL, creado por el Artículo 2º del presente acto.

Artículo 4º- Establécese que antes del 1º de marzo del año 2000, el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) deberá elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA para su consideración una propuesta del Estatuto que regirá el funcionamiento del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL que deberá ajustarse a las siguientes pautas:

c) La administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL será efectuada por un Comité de Administración de TRES (3) miembros, que sesionará bajo la presidencia del Señor SECRETARIO DE ENERGIA o quien él designe, e incluirá UN (1) representante del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

d) La gestión del Comité de Administración deberá ser fiscalizada por la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION (SIGEN), en los términos y con las particularidades que esa Sindicatura establezca.

e) Para que una obra pueda ser considerada como AMPLIACION INTERPROVINCIAL DE LA RED DE TRANSPORTE DESTINADA AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA y acceder a ser financiada mediante el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL, deberá demostrarse a satisfacción del Comité de Administración del Fondo, que de la evaluación de sus beneficios no resulta previsible que la obra propuesta sea impulsada por los agentes del mercado a su cargo dentro de un horizonte mínimo de CINCO (5) años.

Artículo 5º- En todos los casos el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) deberá tener presente que el Fondo no será aplicable al financiamiento de obras para las cuales el Valor Presente del uso previsto de la obra por la oferta de energía, determinado para los primeros CINCO (5) años de servicio con una tasa de descuento del DIEZ POR CIENTO (10%) anual, supere el VEINTE POR CIENTO (20%) del total del uso, el que será calculado mediante método denominado de las Áreas de Influencia.

Artículo 6º- A los efectos de la gestión de las AMPLIACIONES INTERPROVINCIALES DE LA RED DE TRANSPORTE DESTINADAS AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA facultase al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) a investir el carácter de INICIADOR A RIESGO o COMITENTE INVERSOR de Ampliaciones a Riesgo, según convenga, tal como prevé el TITULO VI, denominado AMPLIACIONES A RIESGO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA DE ALTA TENSION, del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA aprobado por Decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Artículo 7º- Notifíquese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 665/99

Establécese que la línea de 500 kV denominada línea minera entre las E.T. Gran Mendoza, San Juan, La Rioja y el Bracho obra a desarrollarse en el territorio de las provincias de Mendoza, San Juan, La Rioja, Catamarca y Tucumán con la finalidad de dar abastecimiento eléctrico de las poblaciones provinciales y de la demanda prevista de industria extractiva minera a instalarse en la región resulta financiable a partir del Fondo Fiduciario para el transporte eléctrico interprovincial creado mediante la resolución SE 657/99.

BUENOS AIRES, 7 DE DICIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente 750-005427/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que del estudio realizado por el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) sobre posibles ampliaciones de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión denominado "ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD Y DETERMINACION DE BENEFICIARIOS POTENCIALES EN OBRAS DE 500 kV" - consistente en una evaluación técnico económica preliminar sobre obras necesarias para concretar el cierre de anillos de extra alta tensión - surge que resulta de interés la concreción del vínculo en extra alta tensión entre las ESTACIONES TRANSFORMADORAS GRAN MENDOZA, SAN JUAN, LA RIOJA y EL BRACHO.

Que los Gobernadores de la Región de Nuevo Cuyo, conformada por las Provincias de MENDOZA, SAN JUAN, SAN LUIS y LA RIOJA, han requerido reiteradamente al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA el desarrollo de mecanismos para viabilizar la interconexión en extra alta tensión entre las regiones eléctricas CUYO y NOA mediante una Línea denominada “Minera”, por considerar que la misma constituye una obra de infraestructura regional cuya existencia resultará determinante para la radicación de industrias y de emprendimientos relacionados con los yacimientos mineros de la Región.

Que cuando el Gobierno Nacional inició el proceso de reforma del sector eléctrico a través de esta Secretaría, se elaboraron procedimientos para la expansión de la red, que implícitamente tomaron como una de sus premisas la existencia de un desarrollo preexistente y homogéneo del abastecimiento a todas las regiones desde la red de extra alta tensión.

Que ese supuesto resultó adecuado para las zonas de mayor desarrollo relativo y concentración de demanda, siendo notorio el desequilibrio en perjuicio de algunas provincias y regiones, en razón de las asimetrías en el desarrollo de la red de extra alta tensión.

Que el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 asignó a la SECRETARIA DE ENERGIA la responsabilidad de promover el desarrollo integral y el racional funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales mediante la interconexión de las centrales y redes de jurisdicción nacional.

Que en cumplimiento de tal obligación la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución Nº 657 de fecha 3 de diciembre de 1999, mediante la cual se arbitran los medios y los procedimientos para la concreción de vínculos eléctricos en extra alta tensión dedicados al abastecimiento de la demanda a partir de la constitución del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL, integrado por lo recaudado mediante un incremento al recargo creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, aplicable sobre las tarifas que pagan los compradores de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dicha Resolución determina los criterios para establecer si una ampliación puede ser financiada a partir del Fondo antes referido y asigna al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) la responsabilidad de proponer los proyectos aprobados a la consideración del Comité de Administración del Fondo.

Que el vínculo en extra alta tensión entre las ESTACIONES TRANSFORMADORAS GRAN MENDOZA, SAN JUAN, LA RIOJA y EL BRACHO cumple con los requisitos establecidos.

Que, en consecuencia, resulta conveniente instruir al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) a efectos que prepare la documentación necesaria para iniciar el procedimiento de ampliación ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y convocar el concurso público de la obra.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que las facultades del suscripto para dictar el presente acto derivan del Artículo 37, inciso a) de la Ley Nº 15.336.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Establécese que la línea de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) denominada LINEA MINERA ENTRE LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS GRAN MENDOZA, SAN JUAN, LA RIOJA Y EL BRACHO obra a desarrollarse en el territorio de las Provincias de Mendoza, SAN JUAN, LA RIOJA, CATAMARCA y TUCUMAN con la finalidad de dar abastecimiento eléctrico de las poblaciones provinciales y de la demanda prevista de industria extractiva minera a instalarse en la Región resulta financiable a partir del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL creado mediante la Resolución S.E. Nº 657/99.

ARTICULO 2º- Instruyese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) a efectos que prepare la documentación que resultare necesaria para efectuar la gestión ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, y para el posterior llamado a concurso público para contratar la ampliación de transporte denominada LINEA MINERA ENTRE LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS GRAN MENDOZA, SAN JUAN, LA RIOJA Y EL BRACHO.

ARTICULO 3º- Notifíquese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - CESAR MAC KARTHY, Secretario de Energía.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 669/99

Cuarta línea. Autorizase la ASIGNACIÓN DE FONDOS DE LA SUBCUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL CORREDOR COMAHUE - Gran Buenos Aires a efectos de enfrentar los costos de las Auditorias Técnicas de la Ampliación del Sistema Argentino de Interconexión.

BUENOS AIRES, 7 DE DICIEMBRE DE 1999.

VISTO el Expediente Nº 750-004853/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 488 del 22 de septiembre de 1999 habilita la asignación de fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor correspondiente, a efectos que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) licite y contrate la ejecución de tales Auditorías Técnicas.

Que la Resolución antes aludida contempla, en cada oportunidad, que sea la SECRETARIA DE ENERGIA quien preste su acuerdo a la procedencia de la asignación de fondos y ordene a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMMESA) efectuar los correspondientes desembolsos a favor del auditor seleccionado por dicho ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que dicha asignación se encuentra condicionada a presentación de las ofertas recibidas, el procedimiento de selección seguido, el adjudicatario seleccionado y el cronograma de pagos previsto, tal como refiere el Artículo 2º de la Resolución referida.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) mediante la presentación contenida en su nota Nº 27.701 del 3 de noviembre de 1999, satisface el total de las exigencias referidas en el considerando precedente.

Que las tareas cuya ejecución se contratará serán ejecutadas por Institutos de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA y la UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR, con los que el citado Ente mantiene CONVENIOS DE COOPERACION.

Que la suma de los montos ofertados resulta sensiblemente menor al UNO POR CIENTO (1%) del monto de obra, tal como requiere el ANEXO I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 488 del 22 de setiembre de 1999, no habiéndose efectuado erogación alguna en el mismo concepto con anterioridad.

Que, en consecuencia, corresponde otorgar la autorización solicitada a efectos que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) pueda proceder a iniciar las contrataciones, ordenando el efectivo desembolso de fondos por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de acuerdo a los cronogramas de pago contemplados en las ofertas que acompañan a la presentación de referencia.

Que las facultades para ello derivan del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Autorízase la asignación de fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del Corredor COMAHUE - GRAN BUENOS AIRES a efectos de enfrentar los costos de las auditorías técnicas de la ampliación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) denominada CUARTA LINEA a contratar por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a:

f) el INSTITUTO DE INVESTIGACIONES TECNOLOGICAS PARA REDES Y EQUIPOS ELECTRICOS - LABORATORIO DE ALTA TENSION de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA por un monto de PESOS CUARENTA MIL OCHOCIENTOS ($ 40.800,00), y

g) la FUNDACION DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR por un monto de PESOS DOSCIENTOS CUARENTA Y SIEE MIL ($ 247.000,00), siendo que ambas contrataciones se realizarán en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 488 del 22 de septiembre de 1999.

Artículo 2º- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) tomará las debidas previsiones para poder acreditar los pagos a los contratistas en un modo de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución citada en el artículo precedente. A esos efectos dicha Compañía considerará las previsiones del ANEXO I del presente acto, del que forma parte integrante como copia certificada.

Artículo 3º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - César Mac Karthy.

Normativa del Año 2000

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 8/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Prorrogase la fecha de aplicación efectiva de la Resolución SE 545/99 (modificación de la Resolución SEE 61/92 y sus normas modificatorias y complementarias).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 9/00

MEM Y MEMSP. Apruébese la Reprogramación Trimestral de Verano correspondiente al período entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 66/00

Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificase disposiciones contenidas en Los Procedimientos, con el objetivo de ampliar el espectro de los Consumidores de Energía Eléctrica facultados para comprar su consumo en el mencionado mercado. Establécense precisiones sobre las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la Función Técnica de Transporte (FTT).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 67/00

Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sustituyese el punto 6.3. "MODIFICACIÓN DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DECLARADOS" del anexo 13 "VALORES DE REFERENCIA Y MÁXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN", a fin de permitir a los generadores adecuar sus declaraciones de costos variables de producción para evitar distorsiones.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 90/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de cargas y el cálculo de precios. Modificase el punto declaración del valor del agua de los precios estaciónales, aprobados por la resolución SEE 61/92 y sus modificatorias.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 110/00

Instruyese al Organismo Encargado del Despacho (OED) a considerar en sus previsiones para la aplicación del Fondo de Estabilización un aporte especial a recibir desde el Fondo Unificado, en carácter de préstamo, a efectos de evitar el alza no deseada del Precio Estacional de la Energía durante el trimestre en curso.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 111/00

MEM - MEMSP. Apruébese La Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. Precios de referencia estaciónales de la potencia y energía en dichos mercados.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 121/00

Apruébese un Procedimiento Técnico de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. denominado Administración de Depósitos de Garantías. Modificase el Capítulo 4 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 133/00

Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Suspéndase la aplicación de la Resolución SE 543/99 mediante la cual se introdujeron los denominados derechos de congestión, asociados a las expansiones del sistema de transporte realizadas por el procedimiento de ampliaciones a riesgo o por otros procedimientos que involucran compromisos firmes de pago.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 136/00

Fijase el monto de gravamen establecido en el Artículo 70 de la Ley 24.065 para afrontar el pago de la remuneración del Artículo 5° de la Ley 25.019, en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año

inmediato anterior. Proporción de la recaudación global del Fondo Nacional de la ENERGÍA Eléctrica que ha de ser destinada al pago de dicha remuneración.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 142/00

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Sustituyese el modelo marco del Contrato de Fideicomiso aprobado por la Resolución SE 174/2000.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 150/00

Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sustitúyanse los puntos 2. Definiciones, 3.1. Características, 3.3.1. Solicitud de autorización, 3.3.3. Vigencia del acuerdo, 4.1. Habilitación para una provincia, 4.3. Operatoria en el MEM, 5.2.1. Solicitud de autorización, 5.2.3. Vigencia del Acuerdo y 7.1. Definición, pertenecientes al Anexo 32 "Comercializadores del Mercado Eléctrico Mayorista" y 6.2.1. "Autorización" del Anexo 30 "Importación y Exportación de Energía Eléctrica".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 153/00

Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Prorrogase la efectiva puesta en vigencia de la Resolución SE 545/99, mediante la cual se introdujeron modificaciones a los mismos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 156/00

Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de Precios. Incorporase el Anexo Nº 41, denominado "Servicio de Reserva Instantánea (SRI)". Establécese el precio de dicho servicio.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 174/00

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Modificase la Resolución SE 657/99, en relación con la constitución de un Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, a efectos de participar en el financiamiento de obras para la Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, destinada al Abastecimiento de la Demanda o a la Interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de la demanda. Estatuto del Fondo Fiduciario mencionado. Contrato de Fideicomiso.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 175/00

Reglamento de Acceso a la Capacidad existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Incorporase el texto denominado "Ampliaciones del Sistema de transporte de Energía Eléctrica por convocatoria abierta". Definiciones. Procedimiento de Convocatoria Abierta. Convocatorias iniciadas por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal y por agentes del MEM.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 178/00

Reglamento de Acceso a la Capacidad existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Incorporase el texto denominado “Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Convocatoria Abierta a realizar con aportes del FFTEF”. Derogase la Resolución SE 175/2000.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 179/00

Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. Sustituyese los Anexos I y II de la Resolución SE 182/2000 (Convocatoria Abierta a Agentes y participantes del MEM y a terceros interesados a participar con el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) como iniciadores de las Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión incluidas dentro del Plan Federal de Transporte en 500 KV) por los Anexos I, II y III de la presente.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 180/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificase el Fondo de Estabilización y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores, aprobados por Resolución SE 137/92.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 182/00

Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. Llamase, a partir del 12 de julio de 2000, a convocatoria abierta a agentes y participantes del MEM y a terceros interesados a participar con el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) como iniciadores de las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión incluidas dentro del Plan Federal de Transporte en 500 KV.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 210/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sustituyese el punto 2 inciso d) "Requisitos para solicitar la habilitación como Agente" del Anexo 17 "Ingreso de nuevos Agentes al MEM" aprobados como Anexo I por Resolución SE 137/92 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye como Anexo I.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 216/00

Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. Modificase la definición de beneficiario no iniciador incluida en las definiciones del pliego y en el Artículo 1° del Contrato de Promoción de la Ampliación, obrantes como Anexos de la Resolución SEYM 179/2000.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 217/00

Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Sustitúyanse la definición de beneficiario no iniciador, del Anexo I del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y la referencia a las ampliaciones que se ejecuten por medio del Procedimiento de Concurso Público con aportes del FFTEF.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 218/00

Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Dejase sin efecto la vigencia y aplicación de la Resolución SE 400/99, mediante la cual se eliminó el carácter de gran usuario interrumpidle en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 219/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificase el Capítulo 2 - Precios Estaciónales.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 228/00

Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial. Sustituyese el Inciso a) del Artículo 4° de la Resolución SE 657/1999 y los Artículos 4°, 5°, los Incisos i), l) y n) del Artículo 6° y el Artículo 8° del Estatuto del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal que fuera aprobado por la resolución Se 174/2000.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 242/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de precios. Modificase en relación con los criterios de remuneración mensual complementaria, los criterios de sanciones por incumplimiento y de participación de Grandes Usuarios, a efectos de simplificar la elaboración del Procedimiento Técnico específico encomendado al Organismo Encargado del Despacho.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 262/00

Apruébese el Procedimiento Técnico N.º 21 de la Compañía Administradora del MERCADO Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA), denominado "Administración de Depósitos de Garantías", y cuyo texto se encuentra contenido en el Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 288/00

Sustituyese el Anexo 29 "Grandes Usuarios Menores (GUMES) y Grandes Usuarios Particulares (GUPAS)" de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.
Reemplazase el Apartado 2.13.2. Del Capítulo 2 - Precios Estaciónales de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 8/00

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Prorrogase la fecha de aplicación efectiva de la Resolución SE 545/99 (modificación de la resolución SEE 61/92 y sus normas modificatorias y complementarias).

BUENOS AIRES, 21 DE ENERO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-004334/99 del Registro del ex - MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que con fecha 21 de octubre de 1999 la entonces SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS emitió la Resolución Nº 545 por medio de la cual se establecen modificaciones a los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios (LOS PROCEDIMIENTOS).

Que en dicha Resolución se establecen que las modificaciones a LOS PROCEDIMIENTOS tendrán vigencia a partir del 1º de mayo de 2000.

Que en el artículo 25 se establece que la aplicación efectiva de la citada Resolución será a partir del 1º de mayo de 2000, con excepción de la regulación referida al Mercado Spot Anticipado Diario y Demanda Flexible, que se aplicará a partir del 1º de noviembre de 2000.

Que los artículos 26 hasta 31 de dicha Resolución establecen los plazos para que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) realice las diversas tareas asociadas a la efectiva vigencia de la Resolución.

Que numerosos Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) han objetado algunos artículos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999.

Que los plazos previstos en dicha Resolución resultan extremadamente reducidos teniendo en cuenta la complejidad de las modificaciones por ella introducidas.

Que es instancia de la SECRETARIA DE ENERGIA revisar íntegramente la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999 y oportunamente ir implementando parcial o totalmente nuevas modificaciones en sus Anexos en vistas a una simplificación de las normas y a un mejor funcionamiento del Sistema Eléctrico.

Que ha tomado intervención la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de los artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Prorrógase la fecha de aplicación efectiva de la entonces Resolución SECRETARIA DE ENERGIA del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS Nº 545 del 21 de octubre de 1999 hasta el 1º de agosto de 2000, con la excepción del artículo 4º que reemplaza al Capítulo 4 "MERCADO A TERMINO" de LOS PROCEDIMIENTOS, el artículo 24 que deroga a partir del 1º de mayo de 2000 la Resolución Nº 404 del 26 de julio de 1999 de la entonces SECRETARIA DE ENERGIA del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS y de la regulación referente al Mercado Spot Anticipado y Demanda Flexible, contemplado en el Anexo III de la misma Resolución que mantendrán las fechas previstas.

Artículo 2º- Prorrógase por 90 días todos los plazos asignados a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en los artículos 26 a 31 de la Resolución Nº 545 del 21 de octubre de 1999 de la entonces SECRETARIA DE ENERGIA del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 9/00

MEM Y MEMSP. Apruébese la Reprogramación Trimestral de Verano correspondiente al período entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2000.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 66/00

BUENOS AIRES, 31 DE MARZO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-000604/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 ha definido como objetivos esenciales de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y la adecuada protección de los derechos de los usuarios.

Que ello conlleva, como consecuencia natural, a ampliar el espectro de los consumidores de energía eléctrica que cuentan con la alternativa de contratar su abastecimiento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la Ley Nº 24.240 denominada LEY DE PROTECCION DEL CONSUMIDOR definió como una de las herramientas que consolida su funcionamiento la educación del consumidor definiendo criterios para su formación.

Que, con tal fin el inciso d) del Artículo 61 de dicha ley establece como criterio que debe tenderse a impulsar al usuario a desempeñar un papel activo que regule, oriente y transforme el mercado a través de sus decisiones.

Que tales principios han sido considerados de una significación de tal trascendencia como para ser incorporados al Capítulo I Declaraciones, Derechos y Garantías de la CONSTITUCION NACIONAL.

Que, en efecto, el Artículo 42 de la CONSTITUCION NACIONAL garantiza el derecho a la libre elección de los consumidores y usuarios de bienes y servicios en la relación de consumo e insta a las autoridades a dictar medidas que provean a la protección de tales derechos.

Que, en consecuencia el Marco Regulatorio Eléctrico vigente define criterios y principios acordes al mencionado precepto constitucional en cuanto crea el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y habilita a actuar en tal mercado a los denominados Grandes Usuarios.

Que conforme la Ley Nº 24.065 y su reglamentación aprobada por Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992, se denomina Gran Usuario a todo aquel usuario que por su característica de consumo puede contratar libremente su abastecimiento de energía eléctrica en bloque en el Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), delegando en la SECRETARIA DE ENERGIA la definición de los módulos de potencia y energía y demás parámetros técnicos para su caracterización.

Que, a su vez, el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 precisó y complementó aspectos de tal reglamentación de la Ley Nº 24.065, especialmente en cuanto se refiere a la actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y facultó a esta Secretaría a dictar las normas complementarias y aclaratorias a que de lugar su aplicación.

Que, en consecuencia, ampliar el espectro de los consumidores de energía eléctrica facultados para comprar su consumo de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) resulta ser una herramienta adecuada y acorde a los principios constitucionales y legales explicitados en los Considerandos precedentes.

Que tal medida se encuadra en los lineamientos definidos por el Gobierno Nacional de lograr la competitividad que requiere el sistema productivo dentro del marco de una economía abierta e integrada al mercado internacional, y se funda en la consolidación de los mecanismos de mercado y los adelantos técnicos que han permitido incrementar tanto la aptitud del propio usuario para celebrar sus propios contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque como la capacidad de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para administrar sus transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, en mérito a lo expuesto, corresponde adecuar las disposiciones contenidas en los Anexos 17 y 29 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que es necesario precisar las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), para el nuevo espectro de usuarios con derecho a elegir el proveedor de energía eléctrica, en aquellas jurisdicciones en las que las mismas no están fijadas explícitamente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituyese el punto 2 del APENDICE A y el punto 3 del APENDICE B del Anexo 17 "INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º- Sustituyese el punto 6.2.2. del Anexo 29 "GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES" de los "Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto que como Anexo II, forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 3º- Las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), aplicables a los usuarios con demandas de potencia comprendidas entre TREINTA KILOWATTS (30 Kw.) y CINCUENTA KILOWATTS (50 Kw.) surgirán de la aplicación de la Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997 y sus modificatorias.

Artículo 4º- La presente Resolución entrará en vigencia desde la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 5º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 67/00

BUENOS AIRES, 31 DE MARZO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-001275/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 ha definido como objetivos esenciales de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y la adecuada protección de los derechos de los usuarios.

Que el Artículo 1º del Anexo I del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 reglamenta que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Que en función de ello, cabe permitir al Generador evaluar su costo variable de producción, sin apartarse del límite máximo habilitado de los otros costos variables en relación con el precio de referencia del combustible.

Que en el ANEXO 13 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, se establecen Precios de Referencia y los Valores Máximos Reconocidos para Combustibles, Fletes y Costos Variables de Producción que emulan condiciones de compra económica, así como también los criterios de modificación de los Costos de Producción Declarados.

Que los Generadores declaran los Costos Variables de Producción Estacionales, pudiendo requerir un incremento de los mismos cuando se verifica que el precio de referencia mensual del combustible resulta con un aumento de por lo menos el CINCO POR CIENTO (5%) respecto del valor vigente como precio de referencia estacional de dicho combustible.

Que para lograr la óptima asignación de recursos y preservar las señales económicas, es necesario establecer un criterio de simetría y contemplar las situaciones en las que el precio de referencia mensual de un combustible sufra una disminución, de similar cuantía a la anteriormente citada, frente al precio de referencia estacional, permitiendo a los generadores adecuar sus declaraciones de Costos Variables de Producción para evitar distorsiones.

Que tal medida se encuadra en los lineamientos definidos por el Gobierno Nacional de lograr la competitividad que requiere el sistema productivo dentro del marco de una economía abierta e integrada al mercado internacional.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituir el punto 6.3. "Modificación de los Costos de Producción Declarados" del Anexo 13 "Valores de Referencia y Máximos Reconocidos para Combustibles, Fletes y Costos Variables de Producción" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 2º- La presente Resolución entrará en vigencia desde la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 90/00

BUENOS AIRES, 12 DE ABRIL DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-001917/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 ha definido como objetivos esenciales de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y la adecuada protección de los derechos de los usuarios.

Que el Artículo 1º del Anexo I del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 reglamenta que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Que en función de ello, cabe permitir a los Generadores hidráulicos con embalses de características estacionales evaluar su valor del agua estacional, sin apartarse del valor del agua máximo declarable establecido tal como se indica en el Anexo 22 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias.

Que en el Capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS "Precios Estacionales" se establece en el punto 2.3.1.2.3. "Declaración del Valor del Agua" las fechas y los criterios de modificación de los Valores de Agua declarados para la Programación Estacional.

Que las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional declaran el Valor del Agua para la Programación Estacional pudiendo requerir un incremento del mismo cuando se verifica que el precio de referencia mensual de un combustible resulta con un aumento de por lo menos el CINCO POR CIENTO (5%) respecto del valor vigente como precio de referencia estacional de dicho combustible.

Que para lograr una óptima asignación de los recursos y preservar las señales económicas, resulta necesario establecer un criterio de simetría ante situaciones en las que el precio de referencia mensual de un combustible sufra una disminución, de similar cuantía a la anteriormente citada, frente al precio de referencia estacional, a efectos que los titulares de las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional, teniendo ello en consideración, puedan adecuar sus declaraciones de Valor de Agua.

Que tal medida se encuadra en los lineamientos definidos por el Gobierno Nacional de lograr la competitividad que requiere el sistema productivo dentro del marco de una economía abierta e integrada al mercado internacional.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituir el punto 2.3.1.2.3. DECLARACION DEL VALOR DEL AGUA del CAPITULO 2, titulado PRECIOS ESTACIONALES, de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 2º- La presente Resolución entrará en vigencia desde la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a proceder a la notificación de la presente resolución a los agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) titulares de centrales hidroeléctricas de capacidad de embalse estacional.

Artículo 4º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 110/00

BUENOS AIRES, 25 DE ABRIL DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-002138/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 en su Artículo 37 prevé que los excedentes producidos por la gestión de las empresas estatales y binacionales de generación y los resultantes de las interconexiones internacionales preexistentes integrarán un FONDO UNIFICADO, uno de cuyos destinos será estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme al Artículo 36 de dicha Ley.

Que, cuando los aleatorios que afectan la formación de precios en el mercado se mantienen dentro de ámbitos regulares, la estabilización de los precios que pagarán los distribuidores se encuentra asegurada por el Fondo de Estabilización definido en los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, fondo éste que administra la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y que refleja la diferencia acumulada entre el Precio Estacional de la Energía y el Precio Spot medio de la energía.

Que en circunstancias especiales, cuando las previsiones del Fondo de Estabilización han sido excedidas por circunstancias adversas, esta Secretaría ha recurrido al FONDO UNIFICADO para reforzar o complementar la estabilización lograda con el Fondo de Estabilización.

Que en el Período Estacional que se inicia el próximo 1º de mayo de 2000 han sido varios los factores que han concurrido para alterarlas previsiones, de suyo de baja hidraulicidad y por ende de mayor costo, como ser la declaración anticipada de los Costos Variables de Producción por los generadores, que recogió las fuertes alzas en precio de los combustibles líquidos, o la necesidad de comercializar un mayor volumen de energía a precio estabilizado, resultante de la conclusión de los contratos de venta asociados a la privatización de las Centrales Costanera y Puerto.

Que en consecuencia se considera conveniente recurrir al FONDO UNIFICADO a efectos de evitar el alza no deseada del Precio Estacional de la Energía durante el presente trimestre, atendiendo a tratarse de circunstancias de corto plazo.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 36 y 37 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a considerar en sus previsiones para la aplicación del FONDO DE ESTABILIZACION determinado en el Capítulo 2 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, la disponibilidad de un aporte especial hasta un máximo de PESOS TREINTA Y UN MILLONES ($ 31.000.000,00) a recibir desde el FONDO UNIFICADO previsto por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065, en carácter de préstamo.

Artículo 2º- A los efectos de disponer del aporte especial referido en el Artículo precedente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá cumplimentar las previsiones del Punto 5.7 del Capítulo 5 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - DANIEL G. MONTAMAT.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 111/00

MEM - MEMSP. Apruébese la Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. Precios de referencia estacionales de la potencia y energía en dichos mercados.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 121/00

BUENOS AIRES, 28 DE ABRIL DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-002001/00 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que los cambios regulatorios introducidos mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de fecha 21 de enero de 2000 requieren la implementación de un sistema de Depósitos de Garantía a llevar a cabo por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), destinado a la salvaguarda del mecanismo de transacciones económicas establecido para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ante eventuales incumplimientos de los agentes Grandes Usuarios Mayores (GUMA) y Autogeneradores.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) mediante su nota Nº B-5998-2 de fecha 11 de abril de 2000 ha remitido a esta Secretaría un proyecto de PROCEDIMIENTO TECNICO Nº 21, denominado ADMINISTRACION DE DEPOSITOS DE GARANTIA.

Que con posterioridad la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) mediante su nota Nº B-6441-1 de fecha 26 de abril de 2000 ha remitido una versión revisada del documento indicado en el considerando precedente, que satisface las exigencias normativas.

Que por otra parte, acorde con las condiciones imperantes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y con el objetivo de representar el menor costo posible sobre los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) o Autogeneradores, se considera conveniente adaptar el Apartado 4.4.2 del Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Que el proyecto de PROCEDIMIENTO TECNICO Nº 21 satisface los objetivos procurados en la adecuación del Apartado citado en el párrafo precedente.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Reemplazase el Apartado 4.4.2 del Capítulo 4 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º- Apruébase el PROCEDIMIENTO TECNICO Nº 21 de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), denominado ADMINISTRACION DE DEPOSITOS DE GARANTIAS, y cuyo texto se encuentra contenido en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 133/00

BUENOS AIRES, 18 DE MAYO DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-001900/2000, del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SE Nº 543 de fecha 19 de octubre de 1999 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS se sancionaron cambios en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA destinados a brindar herramientas adicionales para la expansión del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION basadas en la modalidad de APLIACIONES A RIESGO.

Que mediante la resolución citada en el considerando precedente se introdujeron también los denominados DERECHOS DE CONGESTION, asociados a las expansiones del sistema de transporte realizadas por el procedimiento de Aplicaciones a Riesgo o por otros procedimientos que involucraran compromisos firme de pago.

Que mediante Resolución Nº 657 de fecha 3 de diciembre de 1999 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS se sancionó un incremento del gravamen destinado al FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) y previsto en el Artículo 30 de la Ley N° 15.336 y modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, asignándole como destino específico impulsar la integración energética de las regiones aisladas.

Que al presente esta Secretaría se encuentra elaborando un Plan de Desarrollo del Transporte, en el ámbito del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), que contempla la aplicación del incremento referido en el considerando precedente.

Que dicho Plan requiere la realización de un replanteo general de las expansiones de la red de transmisión, lo cual podría entrar en conflicto con las eventuales AMPLIACIONES A RIESGO que pudieran autorizarse en los términos de la Resolución Nº 543 de fecha 19 de octubre de 1999 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que, en consecuencia, conviene suspender la aplicación de los cambios introducidos mediante la Resolución citada en el considerando precedente.

Que por otra parte, al presente no se ha iniciado aun ninguna expansión del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION basada en la modalidad de AMPLIACIONES DE RIESGO.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y en el Artículo 12 de la Ley Nº 19.549.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Suspéndase la aplicación de la Resolución SE Nº 543 de fecha 19 de octubre de 1999 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Artículo 2°- La presente resolución tendrá vigencia a partir de la fecha de publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 153/00

BUENOS AIRES, 31 DE MAYO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-002730/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que con fecha 21 de octubre de 1999 la SECRETARIA DE ENERGIA emitió su Resolución Nº 545, mediante la cual se introdujeron modificaciones a los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios"(LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias.

Que mediante el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de fecha 21 de enero de 2000 esta Secretaría estableció que se prorrogaba hasta el día 1º de agosto de 2000 la fecha de aplicación efectiva de la Resolución mencionada en el considerando precedente, con excepción de a) su Artículo 4º que reemplazaba el Capítulo CUARTO "MERCADO A TERMINO" de dichos PROCEDIMIENTOS, b) su Artículo 24 que derogaba a partir del 1º de mayo de 2000 la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 404 de fecha 26 de julio de 1999, y c) la regulación referente al Mercado Spot Anticipado y Demanda Flexible, contemplado en el Anexo III de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545, aspectos respecto a los cuales la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 previó que se mantendrían las fechas establecidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 antedicha.

Que mediante el Artículo 2º de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 se estableció que las obligaciones consignadas en los Artículos 26 hasta 31 de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 tendrían una prórroga de NOVENTA (90) días.

Que los objetivos de esas prórrogas fueron permitir a esta Secretaría efectuar la revisión integral de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999.

Que luego de efectuada la revisión prevista se aprecia la conveniencia de prorrogar la efectiva puesta en vigencia de la Resolución referida e ir implementando oportunamente, de forma parcial, aquellas modificaciones que se considere más conveniente en vistas a una simplificación de las normas y a un mejor funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de los artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que, en referencia al Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de fecha 21 de enero de 2000, deberá considerarse que:

h) la fecha de aplicación efectiva de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999 queda prorrogada hasta el 1º de mayo de 2001, sin afectar las salvedades previstas en dicho Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 21 de enero de 2000, haciendo excepción de lo indicado en el apartado siguiente,

i) la fecha de aplicación efectiva de la regulación referente al Mercado Spot Anticipado y Demanda Flexible, contemplada en el Anexo III de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545, queda prorrogada hasta el 1º de mayo de 2001.

Artículo 2º- Establécese que, en referencia al Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de fecha 21 de enero de 2000, deben considerarse suspendidas las obligaciones asignadas a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) mediante los Artículos 26 a 30 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999 hasta que esta Secretaría dicte los actos que las hagan necesarias, oportunidad en que serán establecidos nuevos plazos para su cumplimiento.

Artículo 3º- En referencia al Artículo 31 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999, y sin obstáculo de lo indicado en el Artículo 1º del presente acto, se instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a revisar la totalidad de los Procedimientos Técnicos existentes para adaptarlos a los cambios normativos vigentes implementados mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de fecha 21 de enero de 2000 y a

presentar las nuevas versiones a la SECRETARIA DE ENERGIA antes del 1º de noviembre de 2000, para su aprobación.

Artículo 4º- Reemplazase el Capítulo 4 "MERCADO A TERMINO" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 5º- Establécese que, hasta que esta Secretaría produzca una nueva definición, toda referencia a "intervalo Spot" en el texto de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios"(LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex -SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, deberá entenderse como intervalo horario.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 156/00

BUENOS AIRES, 9 DE JUNIO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-001295/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 208 del 27 de mayo de 1998 se introdujeron en la regulación opciones destinadas a lograr la participación de los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) en la desconexión automática de cargas ante déficit transitorios de potencia.

Que la experiencia adquirida y las conclusiones derivadas del comportamiento del sistema de potencia durante las varias perturbaciones registradas en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) durante el año pasado, caracterizadas por la operación secuencial y reiterada del esquema de alivio de cargas durante el curso de la perturbación, indicaron la conveniencia de adoptar medidas complementarias.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 631 del 30 de noviembre de 1999 se efectuaron adecuaciones al esquema de alivio de cargas implementadas mediante una modificación del Anexo 35 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, de la cual resultó una profundización de las desconexiones.

Que el conjunto de la normativa mencionada establece las posibilidades de pagos y compensaciones por transacciones o por incumplimientos de órdenes de operación automática destinada al alivio de cargas, impartidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que las compensaciones deben guardar relación con el ahorro de Energía no Suministrada (ENS) brindada al conjunto de los consumidores.

Que resulta conveniente brindar, a aquellos agentes habilitados a efectuar transacciones de calidad, la opción de ofrecer cortes anticipados a la operación del esquema, perfeccionando el reconocimiento del diferente valor que la Energía No Suministrada tiene para cada agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dichos agentes resultan los Grandes Usuarios del Mercado, los agentes o participantes del Mercado exportadores de energía mediante estaciones conversoras durante los estados de carga en que la conversora está exportando energía y las centrales de bombeo en cuanto se encuentren en esa situación.

Que a esos fines se considera conveniente elaborar una regulación específica, que establezca un nuevo SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) y el consecuente mercado, en cuyo ámbito se puedan efectuar las ofertas de cortes y se alcance el cierre de precio del servicio.

Que de esta forma se habilita la posibilidad de limitar el efecto de los cortes originados en el esquema de alivio de carga, mediante la adquisición de cortes adelantados en el mercado del SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI), propendiendo a la mejora de calidad del servicio que reciben las demandas.

Que por ser la desconexión ante déficit de potencia una obligación de las demandas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), es a ellas a quienes corresponde enfrentar la responsabilidad por el pago del SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) destinado a disminuir la desconexión mencionada, siendo éstas las obligadas al pago de los costos resultantes a través del cargo por servicios asociados a la potencia.

Que el volumen de cortes a adquirir deberá ser determinado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), considerando las reservas rotantes, la potencia perdida ante la contingencia de referencia y la máxima pérdida de potencia admisible sin que la frecuencia llegue al nivel del primer escalón de cortes.

Que a los efectos antes enunciados se ha elaborado un nuevo ANEXO Nº 41 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, titulado SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI), donde se implementa la regulación descrita.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Incorpórese a los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias a partir del 1º de agosto de 2000 el Anexo Nº 41, titulado SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI), que como ANEXO T forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º- Adóptese como Precio del Servicio de Reserva Instantánea, hasta tanto se disponga de estudios más ajustados, el valor de UN DOLAR ESTADOUNIDENSES Y TREINTA Y CINCO CENTIMOS POR MEGAVATIO HORA (1,35 US$/MW-h).

Artículo 3º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a elaborar y elevar para aprobación de esta Secretaría dentro de los CIENTO VEINTE (120) días de la vigencia de la presente Resolución, un Procedimiento Técnico especifico que determine los aspectos de detalle y organice este SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI).

En referencia a la elaboración del Procedimiento Técnico requerido, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA deberá considerar los siguientes aspectos:

j) El ajuste de los relés de corte deberá ser precisado en relación con el vigente para el ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGAS, debiendo asegurarse un despeje amplio entre ambos ajustes.

k) La especificación del tiempo de respuesta máximo admisible de los relés de corte deberá asegurar la prestación de un servicio instantáneo.

Artículo 4º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archivase. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 180/00

Publicación Boletín Oficial N° 29440 del 14/07/00

BUENOS AIRES, 5 DE JULIO DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-002006/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 define como los objetivos esenciales de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad la promoción de la adecuada protección de los derechos de los usuarios y la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad.

Que el Artículo 36 de la misma ley impone a la SECRETARIA DE ENERGIA dictar una Resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Spot, respetando como criterio que los distribuidores paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada NOVENTA (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluya el precio spot a generadores y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

Que en cumplimiento de tales disposiciones se aprobó mediante Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus similares modificatorias los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" la metodología para la definición del Precio de Mercado, el que, afectado por los factores de nodo, permite definir para cada distribuidor el precio estacional de compra del distribuidor que se traslada a los usuarios finales.

Que el Factor de Nodo Estacional (FNE) de un distribuidor se calcula sobre la base de la operación prevista del sistema para la estación siguiente y, por tanto, depende de las hipótesis asumidas en tal previsión.

Que con la evolución del mercado se advierte la conveniencia de corregir el apartamiento entre el monto que paga un distribuidor por sus compras de energía en el Mercado Spot al precio estabilizado y el que le hubiera correspondido valorizando la energía según el factor de nodo real en su nodo de compra.

Que la compensación del apartamiento, cuando corresponda, se hará efectiva en la fijación del precio estacional del distribuidor para el período estacional siguiente al que se hubiera registrado tal apartamiento, incrementando, dentro de los principios regulatorios legalmente impuestos, la equidad en los mecanismos de socialización de los costos contenidos en la normativa vigente.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 8º del decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituir el título y texto de los puntos 2.4.5. "FONDO DE ESTABILIZACION", y 2.4.6. "PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES" de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

Artículo 2º- La presente Resolución entrará en vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 182/00

Publicación Boletín Oficial N°29444 del 20/07/00

BUENOS AIRES, 7 DE JULIO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-003280/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que al iniciarse el proceso de reforma del sector eléctrico conducido por la SECRETARIA DE ENERGIA se definieron procedimientos para la Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, que implícitamente consideraban la premisa de un desarrollo preexistente y homogéneo del abastecimiento a todas las regiones desde el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Que la experiencia recogida durante los años transcurridos demostró que, pese a las adecuaciones y variantes introducidas en dichos procedimientos, éstos resultaron adecuados para las zonas de mayor desarrollo relativo y concentración de oferta pero atendieron con limitaciones al desarrollo de las regiones marginales del Sistema.

Que en virtud de ello, las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión concretadas desde la implementación de la nueva estructura del sector eléctrico se han relacionado con necesidades directas de los agentes, no habiendo recibido una adecuada atención aquellas ampliaciones más asociadas al interés general.

Que en función de tales antecedentes, la SECRETARIA DE ENERGIA constituyó, mediante Resolución Nº 657 del 3 de diciembre de 1999, el denominado FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL (FFTEI) con el objeto de arbitrar los medios y definir un procedimiento que permitiera la concreción de aquellos vínculos eléctricos en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que respondieran al concepto de AMPLIACIONES INTERPROVINCIALES DE LA RED DE TRANSPORTE DESTINADAS AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 174 del 30 de junio de 2000 se amplió el objeto de dicho Fondo a fin de abarcar dentro de tal financiación la realización de obras en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que aunque no califiquen estrictamente como una Ampliación de Transporte de Energía Eléctrica destinada al Abastecimiento de la demanda resulten de significativa importancia para la confiabilidad del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica como conjunto.

Que por dicha resolución se cambió la denominación del fondo por la de FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) y se aprobaron el Estatuto de su Comité de Administración y el modelo de contrato de fideicomiso a suscribir con el BANCO DE LA NACION ARGENTINA para la gestión de dicho fondo.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, identificó como AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DESTINADA AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA O A LA INTERCONEXION DE REGIONES ELECTRICAS PARA MEJORA DE CALIDAD Y/O SEGURIDAD DE LA DEMANDA, y, en consecuencia, financiables total o parcialmente por el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL, el listado de líneas de transporte de energía eléctrica, cuyo conjunto integra el denominado PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

Que como etapa previa a la definición del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) desarrolló durante los años 1998 y 1999 un estudio de prefactibilidad para la identificación de las posibles ampliaciones al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que cumplían con los objetivos de beneficio social y económico asociados a mejoras en la calidad, seguridad y economía del servicio o bien podían conceptualizarse como propulsoras de la integración regional.

Que en ese estudio se identificaron un conjunto de obras con beneficio social positivo que hoy integran el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

Que el citado Plan comprende: a) la Interconexión COMAHUE-CUYO; b) la Interconexión NOROESTE - NORESTE; c) la Interconexión CUYO-NOA (MINERA); d) la Interconexión MEM-MEMSP (PATAGONICA); y e) la Interconexión REGION ATLANTICA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 175 del 30 de junio de 2000 se aprobó el Anexo I al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, que estableció el nuevo Procedimiento de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Convocatoria Abierta.

Que a través de tal procedimiento se otorga un marco regulatorio a las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión integrantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

Que, siendo ello así, resulta oportuno la inmediata Convocatoria Abierta a agentes y participantes del Mercado Eléctrico Mayorista y a terceros interesados en participar en forma conjunta con el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) como iniciadores de ampliaciones al sistema de transporte incluidas dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), para cuyo llamado el Pliego de Bases y Condiciones propuesto se adecua a los requerimientos del Anexo I al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Llamase, a partir del 12 de julio de 2000, a Convocatoria Abierta a Agentes y Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a Terceros interesados a participar con el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) como Iniciadores de las Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión incluidas dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), conforme el Pliego de Bases y Condiciones que se aprueba por este acto.

ARTICULO 2º- Apruébase el Pliego de Bases y Condiciones para la Convocatoria Abierta de Iniciadores de Ampliaciones al SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION incluidas dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), que como Anexo I forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 3º- Apruébase el Modelo de Contrato de Promoción de la Ampliación que como Anexo II forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 4º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACION DE TRANSPORTISTAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ATEERA) y a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA).

ARTICULO 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Dr. GUSTAVO MONTAMAT, Secretario de Energía.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 210/00

Publicación Boletín Oficial N° 29449 del 27/07/00

BUENOS AIRES, 21 DE JULIO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-001289/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que conforme lo dispuesto en el Artículo 3º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995, las Cooperativas pueden solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA su reconocimiento para incorporarse al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en calidad de Distribuidor.

Que con el objetivo de flexibilizar el acceso al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y permitir que el mayor número de Cooperativas se beneficien con menores precios de la energía eléctrica y una mejor calidad de sus suministros, resulta conveniente disminuir los parámetros técnicos que deben reunir quienes soliciten obtener la habilitación como Agente Distribuidor en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Sustitúyase el punto 2 inciso d) del ANEXO 17 INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto de igual numeración y denominación que se incluye en el Anexo I de esta Resolución de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º- Aquellos distribuidores que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir de la puesta en vigencia de la presente Resolución, siendo atendidos por un PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) y tengan una demanda máxima de potencia inferior a UN (1) MW podrán optar por mantener el sistema de medición de energía preexistente al momento de su ingreso al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en lugar de instalar el sistema de medición comercial definido en el ANEXO 24 NORMA DEL SISTEMA DE MEDICIONES DE CARACTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC) de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" de LOS PROCEDIMIENTOS aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

De producir esta opción, tales distribuidores deberán prestar su acuerdo expreso a la SECRETARIA DE ENERGIA y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que sus transacciones comerciales en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se realicen bajo los términos establecidos para la administración, medición y facturación de los. GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) definidos en el ANEXO 29 GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 3º- Los contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término que presenten los distribuidores que hayan optado por mantener el sistema de medición de energía preexistente según lo señalado en el artículo precedente, deberán ser administrados con los mismos criterios establecidos para los contratos de abastecimiento presentados por los GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) conforme lo establecido en el ANEXO 29 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 4º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Dr. DANIEL GUSTAVO MONTAMAT, Secretario de Energía.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 218/00

Publicación Boletín Oficial N° 29452 del 01/08/00

BUENOS AIRES, 21 DE JULIO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-001717/99 del Registro del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la realidad técnica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) requirió y requiere adecuar la aplicación de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas, y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que el Artículo 6º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 212 del 20 de julio de 1993 prevé un régimen especial de reserva de potencia para cubrir hipótesis de riesgo de falla y/o necesidad de realizar reducciones a la demanda en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que tal régimen aparece superpuesto con el régimen general de interrumpibilidad establecido en el apartado 2.5.1.2. de LOS PROCEDIMIENTOS, debiendo prevalecer aquél por su particular adecuación a las condiciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), hasta su interconexión con el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 400 del 21 de julio de 1999 se buscó atenuar las distorsiones que afectaban desfavorablemente el suministro de energía eléctrica, como también la estabilidad y el desarrollo del mencionado Mercado, eliminando en ese mercado el carácter de GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE (GUI).

Que sin embargo, la figura del GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE (GUI) resulta ser una herramienta eficaz para optimizar el desarrollo de un sistema eléctrico, ya que todo Gran Usuario que puede suministrarse su propia reserva a un costo inferior al vigente en el mercado (definido por el Cargo por Reserva de Potencia en el Apartado 2.5.3.3. de LOS PROCEDIMIENTOS) debería poder optar por convertirse en GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE, siendo que la reserva que requiere la define en base a las características de sus instalaciones.

Que en caso de ser necesario efectuar cortes programados al suministro, el GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE (GUI) será interrumpido primero, postergando la necesidad de disminuir el suministro a consumidores para los que la Energía no Suministrada tiene mayor valor.

Que la figura del GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE (GUI) permite crear un mecanismo de selección económica de cortes, sobre la base de las apreciaciones propias de cada Gran Usuario sobre su real costo de la Energía no Suministrada.

Que eliminar esta figura ocasiona ineficiencias en el mercado que finalmente afectan tanto al costo del servicio como a su calidad.

Que a través de la citada Resolución, se limitó al DIEZ POR CIENTO (10%) la potencia que se prevé generar a la máxima reserva rotante no regulante a reconocerse a los generadores del referido MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que hasta la vigencia de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 400 del 21 de julio de 1999, los pagos por potencia rotante se regían por lo previsto en LOS PROCEDIMIENTOS, en el punto 3.5.3.1 y en el Anexo 22.

Que la limitación de la reserva rotante remunerable a un DIEZ POR CIENTO (10%) crearía una diferencia no justificable respecto de la situación existente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que se rige por lo previsto en LOS PROCEDIMIENTOS.

Que la modificación de la metodología de pago de la reserva rotante modifica la ecuación económico financiera de las centrales hidroeléctricas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), en particular las previsiones realizadas para la evaluación del precio de compra de las mismas durante el proceso de privatización.

Que de acuerdo con el punto 3.5.3.1., titulado Potencia Puesta a Disposición del ANEXO I de LOS PROCEDIMIENTOS, para el cálculo de la potencia neta operada y la potencia neta puesta a disposición se

debe tener en cuenta las restricciones de transporte y/o distribución que limiten su potencia máxima generable.

Que en el ANEXO 22 de LOS PROCEDIMIENTOS se establece que cada hora, cada Generador hidráulico oferta la potencia rotando en su central, o sea la capacidad máxima de las máquinas que tiene en servicio. Sin embargo, esta oferta sólo puede acceder al Mercado en la medida que la potencia total ofertada (potencia térmica más hidráulica) que resulta para la Región Hidráulica se encuentra dentro del límite dado por la demanda regional y las restricciones de Transmisión.

Que por lo expuesto, resulta conveniente aplicar LOS PROCEDIMIENTOS sin modificaciones que producen distorsiones y afectan a la confiabilidad y el desarrollo del Mercado.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Dejase sin efecto a partir del 1º de agosto de 2000 la vigencia y aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 400 del 21 de julio de 1999.

Artículo 2º- Restablécese a partir del 1º de agosto de 2000 la vigencia y aplicación del apartado 2.5.1.2. "GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas, y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 3º- Hasta tanto el SISTEMA PATAGONICO (SP) se vincule en Extra Alta Tensión al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la potencia máxima a reconocer en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) correspondiente a la Reserva Rotante no Regulante necesaria para alcanzar un nivel satisfactorio de suministro de energía eléctrica de toda la demanda conforme a los criterios de calidad y seguridad establecidos y consistentes con las restricciones existentes en dicho sistema, será como máximo aquella que pueda ser entregada y recibida por los usuarios a los cuales se destina.

Artículo 4º- El valor de la potencia máxima, mencionado en el artículo 3º de la presente Resolución, será el reconocido económicamente en la operación diaria y no deberá ser superior a aquel que imponen las restricciones del transporte en TRESCIENTOS TREINTA KILOVOLTIOS (330 kV) y CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV).

Artículo 5º- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar diariamente, en las horas en que se remunera la potencia, el mencionado valor de potencia máxima especificado en el artículo 3º de la presente Resolución. En cada hora que éste resultare excedido, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá restringir el pago de la Potencia Operada de cada una de las máquinas que registraron un exceso de Reserva Rotante no Regulante, por sobre las restricciones del transporte de TRESCIENTOS TREINTA KILOVOLTIOS (330 kV) y CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV).

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 219/00

Publicación Boletín Oficial N° 29454 del 03/08/00

BUENOS AIRES, 31 DE JULIO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-003289/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 ha definido como objetivos esenciales de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, proteger adecuadamente los derechos de los usuarios y promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad.

Que el Artículo 1° del Anexo I del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 reglamenta que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Que con el objetivo de dar señales económicas que resulten en un incentivo a ofertar a la generación durante los días sábados y domingos, evitando posibles faltantes de Potencia, resulta conveniente modificar la distribución de las horas en que se remunera la Potencia.

Que tal medida se encuadra en los lineamientos definidos por el Gobierno Nacional de lograr la competitividad que requiere el sistema productivo dentro del marco de una economía abierta e integrada al mercado internacional.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituyese el punto 2.5.2.1. del Capítulo 2- PRECIOS ESTACIONALES de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril 1992, por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

Artículo 2°- Sustituyese toda referencia a las horas fuera de valle de días hábiles contenida en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril 1992, la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias por el texto "Período en que se Remunera la Potencia" definido en el punto 2.5.2.1.1. "PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA" contenido en el Anexo I de la presente Resolución.

Artículo 3°- La presente Resolución entrará en vigencia el 1° de agosto de 2000.

Artículo 4°- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a proceder a la notificación de la presente Resolución a los agentes Generadores, Grandes Usuarios y agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 5°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 242/00

Publicación Boletín Oficial N° 29470 del 28/08/00

BUENOS AIRES, 23 DE AGOSTO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-001295/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 156 del 9 de junio de 2000 se agregó un nuevo anexo a los Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, denominado ANEXO 41 - SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI).

Que en referencia al documento referido en el considerando precedente, resulta conveniente precisar los criterios de la remuneración mensual complementaria prevista en el punto 5.3.1., los criterios de sanciones por incumplimiento previstos en el apartado 7 y de participación de Grandes Usuarios previstos en el punto 9, a efectos de simplificar la elaboración del Procedimiento Técnico específico encomendado al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Reemplazase los puntos 5.3.1., 7 y 9 pertenecientes al Anexo 41 - SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) de los Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, por el texto que como ANEXO I forma parte de la presente resolución.

Artículo 2º- Establécese que los Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) no participarán en el SISTEMA DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) hasta tanto el Sistema Patagónico no se interconecte con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTAELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel G. Montamat.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 136/00

Publicación Boletín Oficial N° 29512 del 26/10/00

BUENOS AIRES, 19 DE OCTUBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 020-001543/98 del Registro del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS y la actuación agregada sin acumular Nº 93011/9924 copia del Registro de la Presidencia de la Nación, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 25.019 "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar" en su Artículo 5° faculta a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA a incrementar el gravamen establecido en el Artículo 70 de la Ley N° 24.065 dentro de los márgenes allí definidos con destino a remunerar en UN CENTAVO DE PESO POR KILOVATIO HORA (0,01 $/ Kwh.) efectivamente generado por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA debe fijar anualmente el monto del gravamen establecido en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 para afrontar el pago de la remuneración del Artículo 5° de la Ley Nº 25.019, en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año inmediato anterior y determinar la proporción de la recaudación global del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que ha de ser destinada al pago de dicha remuneración.

Que a efectos de determinar tal proporción corresponde tener en cuenta el incremento establecido por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999 con destino al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL.

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 174 del 30 de junio de 2000 sustituyó la denominación del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO INTERPROVINCIAL por la de FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL, sin modificar el recargo oportunamente establecido el que continúa siendo de SEIS DIEZMILESIMOS DE PESO POR KILOVATIO HORA (0,0006 $/Kwh.).

Que el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999 enumeró los beneficiarios, el procedimiento que ha de aplicarse para hacer efectivo el beneficio, la forma de cálculo de la energía alcanzada por el beneficio, así como los criterios de fiscalización y administración, y delegó en la ex-SECRETARIA DE ENERGIA la definición de las pautas necesarias para su aplicación.

Que el Artículo 5°, parágrafo 5.7, inciso b) del Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, estableció que la ex-SECRETARIA DE ENERGIA debía determinar la proporción de la recaudación global con destino al pago de la remuneración fijada por el Artículo 5° de la Ley Nº 25.019.

Que causas de naturaleza administrativa retrasaron la sanción del incremento del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) destinado al pago del Artículo 5° de la Ley Nº 25.019, razón por la cual dicho incremento comenzará a regir desde el 1° de noviembre de 2000.

Que el Artículo 6° de la Ley Nº 25.019 y su reglamentación aprobada por Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, instruye a la ex-SECRETARIA DE ENERGIA a definir en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) criterios de despacho que permitan dar a la generación de energía eléctrica de origen eólico, un tratamiento semejante a las centrales de generación hidroeléctrica de pasada.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tenido la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en las Leyes Nº 15.336, Nº 24.065, Nº 25.019 y en el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Modificar a partir del 1° de noviembre de 2000 el valor establecido en el Artículo 1° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999, destinado a la remuneración establecida en el Artículo 5° de la Ley Nº 25.019, en TRESCIENTOS VEINTISIETE DIEZMILLONESIMOS DE PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0000327 $/Kwh.).

El valor total del recargo con que se constituirá el FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) será de TREINTA MIL TRESCIENTOS VEINTISIETE DIEZMILLONESIMOS DE PESO POR KILOVATIO HORA (0,0030327 $/Kwh.) a partir del 1 de noviembre de 2000.

Artículo 2°- Establecer para el corriente año calendario, las proporciones en que habrá de distribuirse el monto efectivamente recaudado como resultado de la aplicación del recargo total fijado en el Artículo precedente, según sigue:

l) Aplicar sobre la recaudación global del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) el UNO POR CIENTO CON SETENTA Y OCHO MILESIMOS (1,078 %). El monto resultante se destinará a remunerar a los beneficiarios del Artículo 5° de la Ley Nº 25.019.

m) Aplicar sobre la recaudación global del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) el DIECINUEVE POR CIENTO CON SETECIENTOS OCHENTA Y CUATRO MILESIMOS (19,784 %). El monto resultante se destinará al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL.

n) Aplicar sobre la recaudación global del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) el SETENTA Y NUEVE POR CIENTO CON CIENTO TREINTA Y SIETE MILESIMOS (79,137 %). El monto resultante se destinará al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, distribuyendo dicho monto en la proporción establecida en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

Artículo 3°- Los beneficiarios de la remuneración establecida en el Artículo 5° de la Ley Nº 25.019 deberán informar a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, antes del 30 de abril del año inmediato anterior, la producción de energía eléctrica de origen eólico prevista para el siguiente año calendario.

Con la estimación de fondos requeridos para el pago de la remuneración del Artículo 5° de la Ley Nº 25.019 y de la energía eléctrica que se prevea ha de transarse en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante el año calendario siguiente, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA calculará el incremento necesario a aplicar al FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), teniendo en cuenta que:

o) Dicho valor deberá ser definido con la antelación necesaria a efectos de su oportuna incorporación en el Proyecto de Ley de Presupuesto para el ejercicio fiscal del año siguiente.

p) La previsión de los gastos necesarios para el ejercicio de la función de fiscalización de los equipos de medición en los términos del parágrafo 5.6 del Artículo 5° del Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, será ejercida por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o por el organismo con quien ésta celebre convenio.

Artículo 4°- Todo potencial beneficiario de la remuneración de UN CENTAVO DE PESO POR KILOVATIO HORA (0,01 $/Kwh.) establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 y su reglamentación, aprobada por el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, a efectos de percibir el beneficio, deberá presentar una solicitud por ante la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA y cumplimentar las pautas que se establecen en el Anexo I adjunto al presente acto.

Artículo 5°- Derogase el Anexo XXII de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999.

Artículo 6°- Agregase como "ANEXO 40 - GENERACION EOLICA" a los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, el que con idéntica denominación se encuentra contenido en el ANEXO II adjunto al presente acto.

Artículo 7°- Notifíquese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

1.- SOLICITUD. REQUISITOS.

El titular de una central de generación de energía eléctrica de origen eólico cuya Puesta en Servicio fuere anterior a la fecha de publicación en el Boletín Oficial del Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, que se encuentre incluido dentro de los beneficiarios de la remuneración establecida en el Artículo 5° de la Ley Nº 25.019 y su reglamentación, a efectos de hacer efectivo dicho beneficio deberá presentar ante la

SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA una solicitud, que tendrá carácter de declaración jurada y que a efectos de acreditar el cumplimiento de lo establecido en el Punto 5.2 de la Reglamentación del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, aprobada por el Decreto Nº 1597/99, deberá especificar:

q) Razón Social o Nombre y Apellido y Número de Documento de Identidad, en caso de ser una persona física, del solicitante.

r) Adjuntar copia certificada por Escribano Público del Estatuto de la Sociedad, si fuere el caso.

s) Nombre y Apellido del Representante Legal del solicitante, de corresponder.

t) Instrumento Notarial que acredite que el firmante de la solicitud tiene poder suficiente para ello y autentifique su firma, debiéndose acompañar copia certificada del Poder del Representante Legal o del Apoderado si fuere el caso.

u) Domicilio Legal.

v) Domicilio de la Central o la instalación por la cual solicita el beneficio.

w) Encuadramiento del beneficiario según la enumeración de sujetos a quienes resulta aplicable el beneficio establecido en el Punto 5.1 de la Reglamentación del Artículo 5° de la Ley Nº 25.019, aprobada por Decreto Nº 1597/99. h) Descripción técnica de la Central, conforme a la Ficha Técnica 1 anexa.

x) Diagrama unifilar que identifique el sistema de transporte de energía eléctrica al que está vinculado el solicitante y sus puntos de conexión.

y) Identificación de los puntos de medición de energía eléctrica, los que deberán satisfacer lo establecido en los Puntos 2 y 3 del presente Anexo.

z) Diagrama de ubicación de UNO (1) o más anemómetros de control (de acuerdo a la configuración del parque y número de unidades que lo componen) que deberán estar a la altura del rotor de los equipos y de manera tal que sus mediciones resulten suficientemente representativas. Los anemómetros deberán contar con la certificación de calidad otorgada por instituciones reconocidas internacionalmente.

aa) Copia del estudio de factibilidad realizado, incluyendo especialmente la estimación de producción del parque, la velocidad media anual y dirección del viento esperados.

bb) Producción de energía eléctrica de origen eólico registrada desde la Puesta en Servicio de la Central, especificada por períodos mensuales o menores cuando por determinadas circunstancias no hubiere registros mensuales. En caso que parte de dicha energía se entregue a un destino diferente del establecido en la Ley Nº 25.019, deberá identificarse dentro de tales valores las cantidades de energía eléctrica de origen eólico que han sido transadas en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), vendidas a un prestador de servicios públicos o utilizadas por un prestador de servicio público para la satisfacción de dicho servicio.

cc) Si su generación promedio/mes fuese superior a los TRESCIENTOS MEGAVATIOS HORA (300 MWh) deberá presentar un Plan de Gestión Ambiental acorde con lo requerido en la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA N° 304 del 4 de junio de 1999. Si el titular de las instalaciones fuera agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dicha presentación deberá efectuarse por ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

2.- SISTEMAS DE MEDICION

Todo beneficiario que solicite la aplicación de la remuneración establecida en el Artículo 5° de la Ley Nº 25.019 deberá instalar un sistema de medición que permita identificar la energía eléctrica de origen eólico volcada al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o a sistemas destinados a la prestación de servicios públicos, según las siguientes pautas

2.1.- Titulares Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

2.1.1.- Generadores Si un generador agente del MEM tuviere equipos de generación eólica y de otro tipo de generación, además de contar con los equipos de medición correspondientes a los puntos de vinculación con el MEM, deberá contar con equipos de medición que registren exclusivamente la producción de energía eléctrica de origen eólico, los que serán acordes a los requerimientos establecidos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS. Solamente la energía eólica generada será alcanzada por el beneficio.

2.1.2.- Autogeneradores El autogenerador agente del MEM que tenga generación mixta, además de los puntos de medición que por su condición de agente correspondiere que tenga en los puntos de vinculación con el MEM, deberá registrar independientemente la energía eólica y el consumo propio de la

actividad por la cual el titular se registró como Autogenerador, cumpliendo a tales efectos con los criterios establecidos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS. Se considerará, tomando un mismo período para ambas mediciones (demanda propia y eólica), que toda la energía eléctrica de origen eólico se vuelca prioritariamente hacia la demanda propia, y de existir un sobrante de generación eólica, ésta se transa en el MEM.

2.1.3.- Prestadores de servicio público. En los casos en que un prestador de servicio público, agente del MEM ya sea como distribuidor o gran usuario, posea generación de origen eólico deberá contar, además de los equipos de medición que correspondan por su condición de agente del MEM, con equipos de medición que registren exclusivamente la producción de energía eléctrica de origen eólico que sea destinada a tal servicio público, los que serán acordes a los requerimientos establecidos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS y cumplir con las declaraciones y requisitos establecidos en el Punto 1 de este Anexo. El prestador de servicio público, agente del MEM, no podrá transar en el MEM la energía eléctrica que produjere ni podrá esta norma ser en modo alguno entendida como una habilitación para la instalación de unidades de generación de energía eléctrica de ningún origen.

2.2.- Titulares No Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

2.2.1.- Generadores

dd) De tratarse de un generador de energía eólica, que sólo posea unidades de esta naturaleza, dispondrá de una medición en cada punto de conexión con el sistema externo al que se vincule. En estos casos las mediciones estarán sujetas a lo establecido en el Punto 3 de este Anexo.

ee) De tratarse de un generador que conjuntamente posea unidades de generación eólica y no eólica, deberá instalar además de las mediciones requeridas para sus transacciones comerciales con el sistema al cual se vincule, mediciones por separado para la generación eólica exclusivamente. En estos casos sólo las mediciones afectadas directamente a la generación eólica estarán sujetas a lo establecido en el Punto 3 de este Anexo.

ff) De tratarse de un generador que posea unidades de generación eólica y transe su producción con un prestador de servicio público agente del MEM como distribuidor o gran usuario, deberá a efectos de identificar la energía eléctrica de origen eólico generada y transada con dicho agente instalar equipos de medición acordes a los requerimientos establecidos en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

gg) De tratarse de un generador que posea unidades de generación de origen eólico y entregue su producción a un prestador de servicio público no agente del MEM, las mediciones estarán sujetas a lo establecido en el Punto 3 de este Anexo.

2.2.2.- Autogeneradores. En los casos que el titular disponga de generación eólica solamente u otra forma mixta, deberá instalar además de las mediciones requeridas para sus transacciones comerciales con el sistema al cual se vincule, mediciones independientes de la energía eólica y el consumo propio de la actividad o planta industrial asociada, las que deberán cumplir con lo establecido en el Punto 3 de este Anexo. Se considerará, tomando un mismo período para ambas mediciones (demanda propia y eólica); que toda la energía eléctrica de origen eólico se vuelca prioritariamente hacia la demanda propia, y de existir un sobrante de generación eólica, ésta se intercambia con el sistema externo.

2.2.3.- Prestador de Servicio Público Provincial o Municipal.

hh) El prestador de un servicio público no agente del MEM, titular de unidades de generación de energía eléctrica exclusivamente de origen eólico o de generación mixta que transe energía eléctrica con otro prestador de servicio público agente del MEM, como distribuidor o gran usuario, y a través de ello tenga un vínculo físico con el MEM, deberá instalar un equipo de medición acorde a lo establecido en el Punto 3 de este Anexo que permita identificar la energía eléctrica de origen eólico destinada a la prestación de tal servicio.

ii) El prestador de un servicio público no agente del MEM, titular de unidades de generación de energía eléctrica exclusivamente de origen eólico o de generación mixta que no tenga por las transacciones de energía eléctrica que realice con terceros vinculo físico alguno con el MEM, deberá instalar un equipo de medición acorde a lo establecido en el Punto 3 de este Anexo que permita identificar la energía eléctrica de origen eólico destinada a la prestación de tal servicio.

3.- CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASES DE MEDICION

3.1.- Generalidades Las normas y especificaciones que se definen a continuación son aplicables a los sistemas de medición correspondientes a titulares de instalaciones de generación eólica no agentes del MEM. Las condiciones que aquí se establecen son las mínimas requeridas por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA a efectos que el titular perciba la remuneración adicional establecida por el Artículo

5° de la Ley Nº 25.019 y su Reglamentación, aprobada por Decreto Nº 1597/99. Por tal razón los sujetos involucrados en las transacciones de energía eléctrica podrán convenir la instalación de una medición de mayor exactitud para los nodos alcanzados por esta norma. Para los nodos restantes el sistema de medición será determinado por las partes.

3.2.- Clase de Medición

La clase requerida de los aparatos destinados a la medición de energía activa será la indicada en el cuadro siguiente

	Transformador de Corriente	**Transformador de Tensión**	**Medidor de Energía Activa**
Tensión	132 Kv	132 kV	
Clase	1.00	1.00	0.50 s
Normas de aplicación	IRAM 2275-IEC 60044-1/96 IRAM 2274	IRAM 2271-IEC 186/87 Mod. N° 1 y 2 IRAM 2274	Estáticos IEC 687

3.3.- Requerimientos Generales.

3.3.1.- Si el equipamiento instalado en las plantas de generación de energía eléctrica de origen eólico en operación al momento del dictado de la presente norma evidencia componentes que posean menor exactitud que la establecida en el cuadro anterior o respondan a otras normas de aplicación, el titular contará con un plazo de TRES (3) meses para adecuar los mismos a lo aquí dispuesto.

3.3.2.- Los medidores de energía activa serán trifásicos, tetrafilares. Deberán tener registro de acumulación de energía en períodos programables y dispondrán de un indicador numérico de la energía medida. Si dicho indicador es electrónico estará dotado de memoria no volátil.

3.3.3.- Todo instrumento que se incorpore al sistema de medición deberá contar con un ensayo de tipo vigente, correspondiente al modelo a instalar, realizado por el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL u otra entidad de jerarquía internacional equivalente, sobre muestra de igual modelo y características al propuesto. Cualquier cambio de modelo o características por parte del fabricante respecto del equipo ensayado oportunamente, implicará la presentación del ensayo de tipo correspondiente al nuevo modelo o versión del instrumento.

3.3.4.- El error porcentual total máximo (en módulo y fase) a coseno Fi = 0.90 (factor de potencia de la carga) introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el DIEZ CENTESIMOS POR CIENTO (0,10%).

3.3.5.- La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y de corriente destinados a la medición de energía, deberá estar comprendida entre el VEINTICINCO POR CIENTO (25%) y el CIEN POR CIENTO (100%) de la potencia de exactitud correspondiente.

3.3.6.- Los transformadores de corriente se deberán dimensionar de manera que la corriente primaria máxima supere el SESENTA POR CIENTO (60%) del valor nominal.

3.3.7.- Los circuitos de medición contarán con elementos que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con las instalaciones en servicio, a efectos de realizar contrastes in situ y/o reemplazos sin afectación del sistema restante.

3.3.8.- Deberá preverse la posibilidad de precintar todos y cada uno de los componentes de la cadena de medición, mediante la incorporación de los dispositivos que se requieran para este fin. El precintado será efectuado por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o por el Organismo idóneo con quien aquélla establezca un convenio para leer y certificar las mediciones.

3.4.- Ensayos y Mantenimiento. El titular del beneficio del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 será responsable del instrumental, para lo cual deberá realizar el control rutinario, calibración y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia de las condiciones emergentes de la presente norma.

Cualquier anormalidad que como consecuencia del ejercicio de la función de contralor sea detectada en los sistemas de medición será imputable al beneficiario siendo de aplicación las penalizaciones y consecuencias establecidas en el Punto 6 de este Anexo.

4.- LECTURA Y CERTIFICACION DE LAS MEDICIONES

Todo beneficiario de la remuneración establecida por el Artículo 5° de la Ley N° 25.019 deberá acreditar en forma mensual ante la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, la producción de energía eléctrica de origen eólico a efectos del respectivo cálculo. A tales efectos:

4.1.- Para el titular de una instalación de generación de energía eléctrica de origen eólico agente del MEM, así como para el titular no agente del MEM que se encuentre incluido en la tipificación establecida en el inciso c) del Punto 2.2.1 de este Anexo, resultará acreditación suficiente la liquidación oportunamente emitida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

4.2.- Para el titular de una instalación de generación de energía eléctrica de origen eólico que no sea agente del MEM, ni que a través de transacciones que realice con terceros tenga vínculo físico con el MEM deberá, para recibir la remuneración, solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o al organismo que ésta determine, la emisión de un certificado que informe sobre la adecuación del equipamiento de medición. Mensualmente el titular de la instalación informará a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o al organismo que ésta determine, la producción de energía eléctrica de origen eólico de acuerdo con lo requerido en la planilla que como Ficha Técnica 2 forma parte del presente Anexo. El período de medición se extenderá entre el día primero y el último día de cada mes calendario, pudiéndose éste modificar únicamente por razones fundadas y con autorización expresa de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o del organismo que ésta determine.

5.- INDISPONIBILIDAD DE LA MEDICION

En caso de que no puedan aplicarse los criterios de medición habituales, a efectos de hacer efectiva la percepción del beneficio, al titular de una central de generación de energía eléctrica de origen eólico que sea agente del MEM así, como al titular no agente del MEM que se encuentren incluidos en la tipificación establecida en el inciso c) del Punto 2.2.1 de ese Anexo, le serán aplicables las alternativas de medición en emergencia establecidas en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso de que no puedan aplicarse los criterios de medición habituales, a efectos de hacer efectiva la percepción del beneficio, al titular de una central de generación de energía eléctrica de origen eólico que no sea agente del MEM tipificado en los incisos a), b) y d) del Punto 2.2.1, Punto 2.2.2 y Punto 2.2.3, todos de este Anexo, les serán aplicables las alternativas de medición que se definen a continuación:

jj) De verificarse la indisponibilidad del equipo de medición de tal forma que implique la pérdida total de los registros del período, se lo considerará en condición de emergencia a efectos de percibir la remuneración adicional. No se considerará que el sistema pueda haber estado indisponible sólo una fracción dentro del período entre lecturas.

kk) La condición de emergencia de la medición se aplicará al período en que se detectó la anormalidad y a otros DOS (2) subsiguientes. Durante estos períodos de emergencia el titular percibirá el monto de la remuneración adicional correspondiente al mismo mes del año anterior o en su defecto al último período normal.

ll) Si al cumplirse el plazo máximo de operación en emergencia no se hubiere normalizado la medición se suspenderá al titular el derecho a la percepción del beneficio.

mm) Para poder percibir la remuneración adicional en condición de emergencia el beneficiario deberá presentar una Declaración Jurada manifestando, para el período entre lecturas, el grado de disponibilidad del equipamiento eólico y sus instalaciones asociadas. En caso de haber oportunamente comunicado a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA la intervención del sistema de medición, deberá acreditar tal circunstancia.

6.- PENALIZACIONES

Las penalizaciones aplicables a los beneficiarios del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, sean o no agentes del MEM, tendrán idéntico régimen al que se establece en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Mediciones Eléctricas Comercial (SMEC). Las aludidas penalizaciones se ejecutarán sobre la

Remuneración Adicional por Energía a percibir por el beneficiario, resultando esta aplicación independiente de las que correspondan en el marco del referido Anexo 24.

Si como resultado del ejercicio de la función de control, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o el organismo en quien se hubiere delegado el contralor de los equipos de medición de beneficiarios que no sean agentes del MEM, detectare hechos que hagan presumir irregularidades en la medición levantará un Acta de Comprobación, en presencia o no del titular del beneficio, debiéndose tomar todos los recaudos que permitan resguardar las pruebas de la anormalidad verificada o el cuerpo del delito correspondiente. Deberá entregarse una copia del acta labrada al titular del beneficio.

Complementariamente y una vez labrada el Acta de Comprobación, el órgano actuante podrá requerir la producción de ensayos, contrastes "in situ" o pruebas de laboratorio a efectos de complementar la instrucción de las actuaciones.

En caso que se verifique la existencia de una intervención no autorizada que pudiera implicar dolo o fraude por parte del beneficiario o un tercero no identificado, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA iniciará una actuación para determinar la comisión de fraude. Durante la substanciación de la causa el sujeto beneficiario podrá aportar los descargos que considere pertinentes. En caso de comprobarse la existencia de adulteraciones en los sistemas de medición que sean imputables a negligencia, culpa o dolo atribuibles al beneficiario de la remuneración del Artículo 5° de la Ley N° 25.019 en su condición de único responsable por la integridad y protección del sistema, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA aplicará la sanción que corresponda graduando la pena desde la suspensión temporal del beneficio hasta su cancelación definitiva. La cancelación del beneficio alcanzará a todo el emprendimiento, independientemente que las anormalidades fraudulentas se hubieran comprobado sobre una parte del mismo. Dicho acto se notificará al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA a los efectos de su competencia.

7.- ENCUADRAMIENTO. VIGENCIA

El encuadramiento que sea declarado por el Beneficiario del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 al presentar su solicitud ante la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA es de índole provisional debiendo ser confirmado por dicha Secretaría al otorgar la correspondiente habilitación.

El beneficio le será reconocido a partir de la fecha de la presentación de su solicitud y podrá percibirlo al serle otorgada la respectiva habilitación por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

FICHA TECNICA 1

Nombre y ubicación de la Central.

Altitud sobre el nivel del mar.

Cantidad y características de las unidades de producción que la componen (marca, modelo, cantidad de palas, altura del rotor, diámetro de las palas, potencia de los generadores, curva de potencia, etc.).

Distribución de los equipos de generación.

Sistema de colección de la energía generada.

Identificación del nodo de conexión al Sistema de transporte, o en caso de corresponder, el Prestador Adicional de la Función Técnica del Transporte (PAFTT).

Velocidad media anual del viento (en m/s).

Descripción del o los sistemas de medición de que se dispone en la instalación.

FICHA TECNICA 2

Dentro de los CINCO (5) primeros días de cada mes el titular de una Central de Generación Eólica remitirá a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA un informe relativo a la cantidad de energía eléctrica generada durante el mes precedente, debiendo consignar, como mínimo, los datos que se especifican a continuación:

Nombre de la Central

Cantidad total de horas que comprende el período

Horas de producción efectiva

Horas de detención (aclarando el motivo)

Falta de viento

Mantenimiento

Reparaciones

Otras

Total de Kwh. generados y Factor de Capacidad de cada equipo generador o central según corresponda, indicando la numeración de medidores y los registros Actual y Anterior con fechas de lectura asociada. Para el caso en que las mediciones estén encuadradas en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS agregará la liquidación practicada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Energía (Kwh.) que fue destinada a servicio público.

Energía (Kwh.) que fue destinada al MEM. El informe mensual comprenderá el período transcurrido entre el día 1° y el último día calendario del mes. Solamente se admitirán otras fechas de lectura cuando éstas fueran autorizadas por el Organismo encargado o la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA. Se completará un informe por cada central que opere el informante. Cuando la central esté compuesta por más de una unidad generadora, el informe indicará la generación de cada una de ellas. El informe tendrá carácter de declaración jurada.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 142/00

Publicación Boletín Oficial N° 29513 del 27/10/00

BUENOS AIRES, 20 DE OCTUBRE DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-005319/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley Nº 15.336 se constituyó el FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE).

Que de acuerdo a lo establecido por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, dicho Fondo se integra con el recargo sobre las tarifas pagadas por los compradores del mercado mayorista (empresas distribuidoras y grandes usuarios), y los reembolsos provenientes de préstamos y sus intereses.

Que por Resolución de la entonces SECRETARIA DE ENERGIA del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS Nº 657 de fecha 3 de diciembre de 1999 y sus modificatorias, se aumentó el valor de dicho recargo y con el mismo se constituyó el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.

Que la Resolución antes mencionada y sus modificatorias, y el Estatuto del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal prevén la constitución de un COMITE DE ADMINISTRACION que tenga a su cargo la administración del Fondo bajo el régimen de un Contrato de Fideicomiso.

Que el Artículo 5° de la Resolución de la entonces SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Nº 174 de fecha 30 de junio de 2000, aprobó el modelo marco de CONTRATO DE FIDEICOMISO a suscribir con el BANCO DE LA NACION ARGENTINA cuyos criterios generales son concordantes con lo establecido mediante Resolución de la entonces SECRETARIA DE ENERGIA del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 657 de fecha 3 de diciembre de 1999.

Que analizados los antecedentes que dieran origen a la aprobación del modelo marco de CONTRATO DE FIDEICOMISO antes referido, resulta conveniente introducir ciertas modificaciones a fin de adecuar su texto a las propuestas de carácter instrumental solicitadas por el BANCO DE LA NACION ARGENTINA.

Que esta Secretaría se encuentra facultada para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto por los Artículos 24, 30 y 37 de la Ley Nº 15.336 y por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustitúyase el modelo marco de CONTRATO DE FIDEICOMISO aprobado por el Artículo 5° de la Resolución de la entonces SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Nº 174 de fecha 30 de junio de 2000 por el modelo marco que como Anexo I forma parte de la presente resolución.

Artículo 2°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 150/00

Publicación Boletín Oficial N° 29518 del 03/11/00

BUENOS AIRES, 31 DE OCTUBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-005266/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 ha definido como objetivos esenciales de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, proteger adecuadamente los derechos de los usuarios y promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad.

Que por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 de fecha 21 de octubre de 1999, se introdujeron modificaciones a los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias.

Que en vistas a una simplificación de las normas y a un mejor funcionamiento del Sistema Eléctrico, por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 21 de enero de 2000, se dispuso la entrada en vigencia del Anexo 4 de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999 el cual introduce modificaciones el Capítulo 4 "MERCADO A TERMINO" de "LOS PROCEDIMIENTOS".

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 589 del 1º de noviembre de 1999 modificó el ANEXO 32 "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" (MEM) de "LOS PROCEDIMIENTOS", estableciendo plazos para los acuerdos de comercialización que no se adecuan con los vigentes para los contratos del Mercado a Término.

Que es necesario corregir en dicho ANEXO la situación señalada efectuando precisiones sobre los conceptos involucrados en el Capítulo 4 "MERCADO A TERMINO" DE "LOS PROCEDIMIENTOS".

Que para flexibilizar los acuerdos de comercialización es conveniente aumentar el límite a la comercialización de generación o de demanda en el mercado interno que constituye el Máximo Comercializable.

Que asimismo resulta conveniente reducir los límites establecidos a la potencia mínima que puede ser comercializada entre un generador y un comercializador brindando mayores alternativas al incrementar la flexibilidad de contratación.

Que dada la incidencia que ostentan sobre los despachos contemplados en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral y los precios de mercado previstos que resultan de ellos, es conveniente que la información relativa de nuevos Contratos de Importación o Exportación esté disponible a la hora de realizar tales programaciones.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y Artículos 4º, 6º, 7º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustitúyanse los puntos 2. DEFINICIONES, 3.1. CARACTERISTICAS, 3.3.1. SOLICITUD DE AUTORIZACION, 3.3.3. VIGENCIA DEL ACUERDO, 4.1. HABILITACION PARA UNA PROVINCIA, 4.3. OPERATORIA EN EL MEM, 5.2.1. SOLICITUD DE AUTORIZACION, 5.2.3. VIGENCIA DEL ACUERDO y 7.1. DEFINICION, todos pertenecientes al Anexo 32 "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 21 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración y denominación se encuentran contenidos en el Anexo I que forma parte de la presente resolución.

Artículo 2º- Sustituyese el punto 6.2.1. AUTORIZACION del Anexo 30 IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de

Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha de 21 de abril de 1992, modificada por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración y denominación se encuentran contenidos en el Anexo II que forma parte de la presente resolución.

Artículo 3º- Establécese que la presente resolución entrará en vigencia el 1º de noviembre del 2000.

Artículo 4º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 174/00

Publicación Boletín Oficial N° 29525 del 14/11/00

BUENOS AIRES., 8 DE NOVIEMBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-005266/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que por un error material en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 150 de fecha 31 de octubre de 2000 se modificaron, en el punto 2 DEFINICIONES del Anexo 32 "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha de 21 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, las definiciones de "Acuerdo de comercialización" y "Demanda Interna Comercializada" establecidas en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 589 del 1° de noviembre de 1999.

Que deben mantenerse las citadas definiciones de "Acuerdo de comercialización" y "Demanda Interna Comercializada".

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y por el Artículo 101 del Reglamento de Procedimientos Administrativos del Decreto Nº 1759/72 (t.o. 1991).

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Mantiénense, en el punto 2. DEFINICIONES del Anexo 32 "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha de 21 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, las definiciones de "Acuerdo de comercialización" y "Demanda Interna Comercializada" establecidas en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 589 del 1° de noviembre de 1999.

Artículo 2°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 175/00

Publicación Boletín Oficial N° 29437 del 11/07/00

BUENOS AIRES, 30 DE JUNIO DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-003280/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 se aprueba el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA y se faculta para su modificación a la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que atendiendo a los criterios contenidos en el Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 se considera conveniente brindar herramientas adicionales a los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para la ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión incorporando al efecto nuevas figuras en el citado reglamento.

Que a estos fines se ha concebido una nueva modalidad de ampliación del sistema antes mencionado, denominada Ampliación por Convocatoria Pública, cuya Solicitud de Ampliación podrá ser presentada por un Agente o un Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), un tercero interesado o el COMITE DE ADMINISTRACION del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), de manera individual o agrupados, quienes en conjunto cumplirán el rol de Iniciador, y como tal asumirán compromisos ciertos con el TRANSPORTISTA o Transportista Independiente adjudicatario del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la Ampliación, adquiriendo en virtud de ello los Derechos Financieros de Transporte de tal Ampliación.

Que el procedimiento de Ampliación por Convocatoria Pública permite realizar acuerdos entre los interesados en concretar la ampliación estableciendo libremente las participaciones de cada uno en su financiación e integrar las voluntades que puedan concurrir a la ejecución del proyecto.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999 y su modificación por su Similar Nº 174 del 30 de junio de 2000 se ha constituido el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF), con destino a participar en el financiamiento de las obras que la SECRETARIA DE ENERGIA identifique como una AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION DESTINADA AL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA O A LA INTERCONEXION DE REGIONES ELECTRICAS PARA MEJORA DE CALIDAD Y/O SEGURIDAD DE LA DEMANDA.

Que las ampliaciones comprendidas en el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) han sido calificadas por esta Secretaría como financiables en forma total o parcial por el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF).

Que, a su vez, dicho procedimiento prevé la integración de los aportes que autorizare el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) provenientes de la Cuenta o la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del corredor o corredores correspondientes (fondos SALEX), a efectos de solventar tales ampliaciones, lo que como contrapartida generará a favor de esa cuenta o subcuenta la asunción de los derechos financieros de transporte de energía eléctrica asociados.

Que si bien el procedimiento establecido por el presente acto se destina primariamente a dar un marco regulatorio a las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión integrantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), se persigue asimismo que dicha metodología posibilite concretar obras requeridas por los Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la nueva normativa establece que como excepción, cuando una nueva ampliación introduzca un decremento en la capacidad de otro corredor de magnitud superior a un porcentaje que se defina conforme la presente, quien resulte parte interesada podrá plantear la situación al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), para que dicho Organismo, a partir de informes de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y de la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER), evalúe la cuestión planteada y eleve sus conclusiones a esta Secretaría a efectos que, previo análisis, disponer la adopción de las medidas regulatorias que se considere apropiadas.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065 y en el Articulo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Incorporase como Anexo I al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, el texto denominado "AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR CONVOCATORIA ABIERTA", que como ANEXO I forma parte integrante del presente acto.

Artículo 2º- Determinase que, a los fines de la aplicación del procedimiento de ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que se aprueba por el Artículo 1º del presente acto y en aquellos procesos de ampliación en los que la participación de los Agentes, Participantes o terceros interesados no supere el VEINTE POR CIENTO (20%) del canon anual estimado definido en el Artículo 3º del Anexo I del presente acto, la conducción del Comité de Ejecución previsto en el Artículo 6º de dicho Anexo, será ejercida por un representante designado por el COMITE DE ADMINISTRACION del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF).

Artículo 3º- El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 4º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Daniel G. Montamat.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 178/00

Publicación Boletín Oficial N° 29525 del 14/11/00

BUENOS AIRES, 8 DE NOVIEMBRE DE 2000.

VISTO el Expediente Nº 750-003280/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que atendiendo a los criterios contenidos en el Artículo 2° de la Ley Nº 24.065 se considera conveniente brindar herramientas adicionales a los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para la ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión incorporando al efecto nuevas figuras en el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA. Que a estos fines se ha concebido una nueva modalidad de iniciación de ampliaciones del sistema antes mencionado, denominada Convocatoria Abierta, resultante en TRES (3) diferentes procedimientos de Ampliación, siendo éstos los designados como Ampliación por Asignación de Derechos Financieros, Ampliación por Concurso Público con Aportes del FFTEF y Ampliación por Acuerdo de Partes con Aportes del FFTEF.

Que la ex-SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA oportunamente por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 175 del 30 de junio de 2000, incorporó como Anexo 1 del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA los procedimientos de Ampliación a que hace referencia el Considerando precedente.

Que como resultado de la gestión del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se ha detectado la conveniencia de introducir modificaciones a dichos procedimientos de ampliación tendientes a su optimización.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" integrado por la Ley Nº 15.336 y la ley N° 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto N° 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Derogase la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 175 de fecha 30 de junio de 2000.

Artículo 2°- Incorporase como ANEXO I al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, el texto denominado "AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR CONVOCATORIA ABIERTA A REALIZAR CON APORTES DEL FFTEF", que como ANEXO I forma parte integrante del presente acto.

Artículo 3°- Determinase que, a los fines de la aplicación del procedimiento de ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que se aprueba por el Artículo precedente, en aquellos procesos de ampliación en los que la participación de los Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o terceros interesados no supere el VEINTE POR CIENTO (20%) del canon anual estimado en los términos del inciso d) del Artículo 3° del Anexo I del presente acto, la conducción del Comité de Ejecución será ejercida por un representante del COMITE DE ADMINISTRACION del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) correspondiendo a los firmantes del Contrato de Promoción de dicha Ampliación un derecho de voto en función de lo establecido en el Artículo 6° del Anexo I al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA que se aprueba por el presente acto.

Artículo 4°- El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 5°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- .

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 179/00

Publicación Boletín Oficial N° 29531 del 22/11/00

BUENOS AIRES, 8 DE NOVIEMBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-003280/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que como resultado de la gestión del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se detectó la conveniencia de introducir modificaciones a los procedimientos de ampliación reglados por el Anexo I al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA que fuera oportunamente aprobado por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 175 del 30 de junio de 2000.

Que tales cambios regulatorios inciden en los documentos licitatorios de la Convocatoria Abierta que fuera llamada por esta Secretaría por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 182 del 7 de julio de 2000, por lo que resulta necesaria su respectiva adaptación.

Que en referencia a las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión actualmente en período de amortización, es preocupación de esta Secretaría el impacto que alguna de las líneas del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) pudieren tener sobre la asignación de sus Beneficios y consecuentes obligaciones de pago.

Que atendiendo a lo referido en el considerando precedente y a efectos de facilitar una mejor evaluación en el mediano y largo plazo por parte de los potenciales participantes de la Convocatoria Abierta antes referida resulta necesario hacer conocer los cambios regulatorios que se prevé implementar en los próximos meses en relación con la normativa del transporte de energía eléctrica.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" integrado por la Ley N° 15.336 y la Ley N° 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Sustituyese los Anexos I y II de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 182 de fecha 7 de julio de 2000 por los Anexos I, II y III que se aprueban por el presente acto.

ARTICULO 2°- Apruébase el Pliego de Bases y Condiciones para la Convocatoria Abierta de Iniciadores de Ampliaciones al SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION incluidas dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), que como Anexo I forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 3°- Apruébase los Modelos de Contrato de Promoción de la Ampliación que como Anexo II y III respectivamente forman parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 4°- Notificase a los Agentes y Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a terceros interesados en las Ampliaciones de Transporte de energía eléctrica integrantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que esta Secretaría, dentro del plazo de CIENTO OCHENTA (180) días a partir del dictado del presente acto, modificará los criterios vigentes para identificación de BENEFICIARIOS de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, establecidos en el Anexo Nº 18 "TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION" y en el Anexo Nº 19 "TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL Y POR PRESTADORES NO TRANSPORTISTAS DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA", ambos de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), estableciendo para ser obligado al pago del CANON ANUAL de una determinada ampliación de dicho Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en período de amortización, uno o varios de los criterios que se indican a continuación, como condición adicional:

nn) que la ampliación constituya, al momento de su habilitación, una mejor vinculación con el Mercado en la barra del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica a la cual se vincula el BENEFICIARIO, resultando ello inicialmente de la mejoría de los Factores de Nodo y de los Factores de Adaptación de dicha barra,

oo) que los flujos de energía en el trayecto del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica que vincula al BENEFICIARIO con el Mercado que resultan de la aplicación del método de las áreas de influencia no presenten tramos con discontinuidades, entendiéndose por tales al uso en sentido inverso al del flujo base,

pp) que la variación de potencia (DPLPjk) asociada a la generación o demanda instalada en el "nodo k" durante el "estado p" en las "líneas existentes i" en período de amortización, cuya utilización se produzca como consecuencia de las nuevas AMPLIACIONES, resulte mayor a un determinado porcentaje a establecer.

ARTICULO 5°- Atendiendo a lo indicado en los incisos a) y b) del artículo 2° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 28 de fecha 6 de octubre de 2000 y al plazo previsto en el punto 1.5.3.4 del Anexo I de dicha resolución, se requiere a los Adquirentes del Pliego de Bases y Condiciones para la Convocatoria Abierta de Iniciadores de Ampliaciones al SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION incluidas dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que informen, antes del día 13 de noviembre de 2000, los siguientes aspectos:

qq) el procedimiento mediante el cual se propone llevar a cabo la AMPLIACION de su interés, debiendo este seleccionarse entre AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS y AMPLIACION POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF,

rr) la configuración del proyecto a impulsar, entendiendo por tal la traza, estaciones transformadoras extremas e intermedias y demás elementos que hacen a la definición básica de las obras, y

ss) el CANON ANUAL ESTIMADO de la AMPLIACION, ajustado a la configuración propuesta del proyecto.

ARTICULO 6°- Notifíquese a los adquirentes del Pliego de Bases y Condiciones que fuera aprobado por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 182 de fecha 7 de julio de 2000.

ARTICULO 7°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACION DE TRANSPORTISTAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ATEERA) y a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUERA).

ARTICULO 8°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 216/00

Publicación Boletín Oficial N° 29536 del 29/11/00

BUENOS AIRES, 20 DE NOVIEMBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-003280/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que a efectos de facilitar la comprensión integral del Pliego de Bases y Condiciones que fuera aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 179 del 8 de noviembre de 2000, resulta necesario formular una serie de aclaraciones y correcciones de índole formal.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" integrado por la Ley N° 15.336 y la Ley N° 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituyese la definición de BENEFICIARIO NO INICIADOR incluida en el Numeral 1.4 Definiciones del PLIEGO y en el Artículo PRIMERO del Contrato de Promoción de la Ampliación obrantes como Anexo I y II de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 179 del 8 de noviembre de 2000, por la que se indica a continuación:

"BENEFICIARIO NO INICIADOR: Es un Agente o Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no INICIADOR de la AMPLIACION, con demanda o generación de energía eléctrica ubicada físicamente en el área de influencia de una AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS, que con posterioridad a la firma del Contrato COM ha incrementado su demanda o generación de energía eléctrica, resultando identificado como tal por aplicación del método previsto en el Sub anexo I del Anexo I del REGLAMENTO, y como consecuencia de ello debe necesariamente adquirir derechos y obligaciones similares a aquellas de los INICIADORES de la AMPLIACION".

Artículo 2°- Aclarase que el Llamado a Convocatoria Abierta a que hace referencia el Numeral 1.1 del PLIEGO es realizado por el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF).

Artículo 3°- Sustituyese el inciso a) del CONSIDERANDO de los CONTRATOS DE PROMOCION DE LA AMPLIACION obrantes como Anexo II y III de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA N° 179 del 8 de noviembre de 2000, por el siguiente texto:

"a) Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por el COMITE DE ADMINISTRACION DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) llamó a CONVOCATORIA ABIERTA a inversores interesados en participar como INICIADORES de la Ampliación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION incluida dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) identificada como Interconexión _____ entre la zona de _____ y _____ y sus correspondientes Estaciones Transformadoras, en adelante "la AMPLIACION".

Artículo 4°- Aclarase que al acto de Precalificación al que hace referencia el Numeral 1.5.3.6 del PLIEGO deberán obligatoriamente comparecer los representantes legales de los POSTULANTES o, en su reemplazo, sus Apoderados, con poder especial otorgado a estos efectos.

Artículo 5°- Aclarase que en el Numeral 5.1 del PLIEGO donde dice "1.5.3.3" debe decir "1.5.3.5".

Artículo 6°- Aclarase que en el Numeral 5.2.1 del PLIEGO donde dice "Numeral 4.5" debe decir "Numeral 4.3 y 4.5, si correspondiere".

Artículo 7°- Aclarase que si un OFERENTE está compuesto por DOS (2) o más INTEGRANTES a los efectos de dar por cumplido lo establecido en el Numeral 2.1.1 y en el Numeral 5.2.1 bastará con que uno de ellos acredite la adquisición del PLIEGO.

Artículo 8°- Sustituyese el primer párrafo del Numeral 5.3.1.3 del PLIEGO por el texto que a continuación se establece:

"5.3.1.3. Los requisitos antes mencionados se acreditarán con el último Estado Contable aprobado el que deberá cumplir con las exigencias establecidas en el Numeral 5.3.2.1 del PLIEGO, se completará un formulario conforme al modelo que se adjunta como Anexo II.2.

Artículo 9°- Aclarase que en el Numeral 5.5.2 del PLIEGO donde dice "5.5.2. La falta de la garantía de mantenimiento de Oferta Económica,..." debe decir "5.5.3. La falta de la garantía de mantenimiento de Oferta Económica,...".

Artículo 10.- Aclarase que en el Numeral 7.1 del PLIEGO al final del párrafo donde dice "de los POSTULANTES" debe decir "de los POSTULANTES PRECALIFICADOS".

Artículo 11.- Aclarase que en el Numeral 7.3 del PLIEGO donde dice "POSTULANTES precalificados y los no ADMITIDOS" debe decir "los POSTULANTES PRECALIFICADOS y los no PRECALIFICADOS".

Artículo 12.- Sustituyese el primer párrafo del Numeral 7.5 del PLIEGO por el texto que se establece a continuación:

"La impugnación deberá ser escrita y fundada y se presentará en el domicilio indicado en el Numeral 1.5.3.8. Los POSTULANTES que efectúen impugnaciones deberán constituir una garantía, en cualquiera de las formas establecidas en el Numeral 5.5.1. del PLIEGO, por un valor efectivo de DOLARES ESTADOUNIDENSES CIEN MIL (US$ 100.000). La constitución de esta garantía será por el plazo de SESENTA (60) días, incondicionada, irrevocable y ejecutable de pleno derecho por la sola decisión de la COMISION DE ADMISION y su entrega a dicha Comisión es condición previa habilitante para la presentación de impugnaciones. El importe de la garantía quedará en poder de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA en caso de ser rechazada la impugnación, y se devolverá en caso de ser acogida favorablemente, en la misma especie, sin intereses ni actualizaciones de ninguna naturaleza."

Artículo 13.- Sustituyese el cuarto párrafo del Numeral 8.2.2.1 y el último párrafo del Numeral 8.2.2.2.1, ambos del PLIEGO, por el texto que se establece a continuación:

"El valor ofertado si bien no deberá incluir el monto correspondiente al IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA), deberá contener la mención genérica más IVA."

Artículo 14.- Sustituyese el Capítulo XII del PLIEGO por el Capítulo de idéntica numeración que como Anexo I forma parte integrante del presente acto.

Artículo 15.- Aclarase que en el Capítulo XIV del PLIEGO donde dice "Resolución S.E. Nº 657/1999 y Resolución S.E. Nº 174/2000" debe decir "Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999 y Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 174 del 30 de junio de 2000, respectivamente".

Artículo 16.- Sustituyese el primer párrafo del Capítulo XV del PLIEGO por el texto que se establece a continuación:

"La SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA ha calificado como financiable con recursos del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) al listado de líneas de transporte de energía eléctrica en alta tensión que se especifica bajo el acápite 15.1. del presente, identificando dicha propuesta como PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)".

Artículo 17.- Aclarase que si se presentara una oferta por un OFERENTE compuesto por DOS (2) o más INTEGRANTES como consecuencia de lo establecido en el Numeral 3.1.4 del PLIEGO el CONTRATO DE PROMOCION DE LA AMPLIACION será suscripto por cada uno de los INTEGRANTES, siendo éstos solidariamente responsables por el monto total ofertado.

Artículo 18.- Sustituyese la Planilla que figura como Anexo II. 2 FORMULARIO DE REQUISITOS ECONOMICOS por la Planilla de idéntica denominación que como Anexo II forma parte integrante del presente acto.

Artículo 19.- Notifíquese a los adquirentes del Pliego de Bases y Condiciones que fuera aprobado por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 182 del 7 de julio de 2000.

Artículo 20.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 217/00

Publicación Boletín Oficial N° 29536 del 29/11/00

BUENOS AIRES, 20 DE NOVIEMBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-003280/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que se han detectado errores de índole formal en el contenido de la regulación obrante en el Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, que fuera aprobado por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 178 del 8 de noviembre de 2000.

Que siendo ello así resulta necesario efectuar las correspondientes correcciones a efectos de dar certeza a la regulación pertinente.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" integrado por la Ley N° 15.336 y la Ley N° 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto N° 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituyese la definición BENEFICIARIO NO INICIADOR contenida en el Título I, Artículo 1° del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 178 del 8 de noviembre de 2000 por la siguiente:

"BENEFICIARIO NO INICIADOR: Es un Agente o Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no INICIADOR de la AMPLIACION, con demanda o generación de energía eléctrica ubicada físicamente en el área de influencia de una AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS, que con posterioridad a la firma del Contrato COM ha incrementado su demanda o generación de energía eléctrica, resultando identificado como tal por aplicación del método previsto en el Subanexo I del presente, y como consecuencia de ello debe necesariamente adquirir derechos y obligaciones similares a aquellas de los INICIADORES de la AMPLIACION".

Artículo 2°- Sustituyese el Artículo 48 del Capítulo III del Título VI del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 178 del 8 de noviembre de 2000, por el texto que a continuación se establece:

"ARTICULO 48.- Las AMPLIACIONES que se ejecuten a través del procedimiento de CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF serán solventadas por todos aquellos agentes que sean reconocidos como BENEFICIARIOS del área de influencia de tal AMPLIACION, en la proporción que resulte de lo establecido en el Artículo 36 del presente Anexo".

"A tales efectos se aplicarán las previsiones de los apartados 6.2.2 y 7.2 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS, incluyendo las PENALIDADES ESPECIALES y la REMUNERACION POR INGRESO VARIABLE (RVT) no asignadas a titulares de DERECHOS FINANCIEROS DE PARTICIPACION".

"En cualquier caso, la obligación de pago asumida por el FFTEF respecto al CANON ANUAL de la AMPLIACION, que será en moneda de curso legal, no sufrirá modificaciones durante el PERIODO DE AMORTIZACION de ésta, salvo las resultantes de los criterios de ajuste de precios que se pacten en el Contrato COM".

"Aquellos BENEFICIARIOS que no hubieran resultado identificado como tales en el período de base de uso de la AMPLIACION y que resulten identificados como usuarios de la misma mediante el método de las áreas de influencia que obra en el punto 7.1 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS pasarán a solventar la parte del CANON ANUAL que les corresponda según su Beneficio, sustituyendo al FFTEF en su obligación de pago".

"La sustitución parcial o total de la obligación de pago del FFTE será irreversible y el conjunto de los BENEFICIARIOS quedará obligado al pago del nuevo porcentaje del CANON ANUAL resultante de dicha sustitución, cada uno de ellos en proporción a sus participaciones originales. No obstante ello, en ningún caso la participación de un BENEFICIARIO dado podrá ser superior al CIEN POR CIENTO (100%) de lo

que le correspondería por aplicación del método de las áreas de influencia establecido en el punto 7.1 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS".

Artículo 3°- Notifíquese a los adquirentes del Pliego de Bases y Condiciones que fuera aprobado por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA Nº 182 del 7 de julio de 2000, modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 179 del 8 de noviembre de 2000.

Artículo 4°- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 228/00

Publicación Boletín Oficial N° 29541 del 06/12/00

BUENOS AIRES, 30 DE NOVIEMBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-005427/99 del Registro del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que por Reunión Plenaria del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) del 3 de agosto de 2000 se resolvió por unanimidad una serie de pautas relativas a la organización del Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL así como al sistema de contralor interno que resultan ser adecuadas para su funcionamiento.

Que siendo ello así corresponde el dictado del acto respectivo que modifique los criterios que sobre el particular estableciera la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 174 del 30 de junio de 2000.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en los Artículos 24, 30 y 37 de la Ley Nº 15.336 y en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Sustituyese el inciso a) del Artículo 4° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999 por el texto que a continuación se establece:

a) La administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL será efectuada por un Comité de Administración de CUATRO (4) miembros, que sesionará bajo la presidencia de la Señora SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o de quien ésta designe. Dicho Comité estará integrado, a su vez, por UN (1) Vocal en representación de la citada Secretaría y DOS (2) Vocales que actuarán en nombre del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

Transitoriamente y hasta que el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) designe los Vocales que en su representación integrarán el Comité de Administración a que hace referencia el párrafo precedente, la Señora SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA o quien ésta designe, ejercerá las funciones de COMISION DE ADMISION inherentes a dicho Comité, en la Convocatoria Abierta que fuera llamada por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 182 del 7 de julio de 2000, modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 179 del 8 de noviembre de 2000.

ARTICULO 2°- Sustitúyanse los Artículos 4°, 5°, los incisos i), l) y n) del Artículo 6° y el Artículo 8° del ESTATUTO DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL que fuera aprobado por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 174 del 30 de junio de 2000, por los textos de idéntica numeración que como Anexo I forman parte integrante del presente acto.

ARTICULO 3°- Notifíquese al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

ARTICULO 4°- El presente acto comenzará a regir a partir de la notificación dispuesta en el artículo precedente.

ARTICULO 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 262/00

Publicación Boletín Oficial N° 29565 del 12/01/01

BUENOS AIRES, 20 DE OCTUBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-005802/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA el PROCEDIMIENTO TECNICO Nº 21 "ADMINISTRACION DE DEPOSITOS DE GARANTIA".

Que dicha actualización se realiza en cumplimiento de lo reglado por el Artículo 3° de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 153 del 31 de mayo de 2000.

Que teniendo en cuenta las condiciones actuales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y con el objetivo de introducir mecanismos de administración que mejoran la efectividad del sistema de garantías definido por la normativa vigente se considera conveniente proceder a la presente actualización.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley N° 20.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° - Apruébase el PROCEDIMIENTO TECNICO Nº 21 de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), denominado "ADMINISTRACION DE DEPOSITOS DE GARANTIAS", y cuyo texto se encuentra contenido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 2° - Anulase la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 121 del 28 de abril de 2000.

ARTICULO 3° - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 288/00

Publicación Boletín Oficial N° 29561 del 08/01/01

Citas Legales: Res. SE 66/2000; Res. SE 137/92; Res SEE 61/92; Res. SE 219/2000; Ley 24.065

BUENOS AIRES, 28 DE DICIEMBRE DE 2000

VISTO el Expediente Nº 750-005320/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 establece como parte de los objetivos de la política nacional, la regulación de la actividad de distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables, la promoción de la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y el aliento a las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que la Resolución de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA Nº 66 del 31 de marzo de 2000 amplió el espectro de los consumidores de energía eléctrica facultados para comprar su consumo en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Que con el objetivo de dar señales económicas para lograr la competitividad que requiere el sistema productivo dentro del marco de una economía abierta e integrada al mercado internacional corresponde adecuar las disposiciones contenidas en el Anexo 29 "GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS)" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que al no haber registro horario de la potencia, para representar la participación de cada GRAN USUARIO MENOR (GUME) o de cada GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA) en la demanda máxima del Distribuidor, corresponde considerar la potencia máxima registrada en la banda horaria de pico.

Que, a los efectos de que puedan realizar contratos a precio fijo, la demanda de energía consumida en cada banda horaria por el GRAN USUARIO MENOR (GUME) o el GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA) debe ser valorizada al Precio Spot medio mensual.

Que, además deben adecuarse los gastos a los que están expuestos los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS).

Que la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA Nº 219 de fecha 31 de julio de 2000, con el objetivo de dar señales económicas que resulten en un incentivo a la oferta de generación durante los días sábados y domingos, modificó la distribución de las horas en que se remunera la Potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en la determinación del Factor para el cálculo del Precio de Referencia de la Potencia para las Tarifas de Distribuidores se remuneraba las bandas horarias de pico y resto correspondientes a los días hábiles.

Que el cálculo del Precio de Referencia de la Energía para las Tarifas de Distribuidores consideraba solamente asignar componentes por Potencia de Confiabilidad en las bandas horarias de pico y resto pertenecientes a los días hábiles.

Que al ser redefinida la distribución de las horas en que se remunera la Potencia, resulta conveniente modificar los Factores para el cálculo del Precio de Referencia de la Energía y Potencia para las Tarifas de Distribuidores.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIADE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituyese el Anexo 29 "GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS)" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y

complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°- Establécese en VEINTE CENTAVOS POR KILOVATIO MES (0,20 $/kW mes) el valor mensual a aplicar por el SERVICIO TECNICO Y ADMINISTRATIVO DE LOS CONTRATOS ($SERV) referido en el punto 6.5 del Anexo 29 "GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS)" que se encuentra contenido en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución. El monto mensual por el SERVICIO TECNICO Y ADMINISTRATIVO DE LOS CONTRATOS tendrá un valor tope igual al Cargo mínimo por Gastos de Administración del Mercado referido en el punto 2.9 "Reembolso de gastos del Organismo Encargado del Despacho (OED)" del Capítulo 2 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA N° 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias.

Artículo 3°- Establécese que, para los contratos entre GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS) con Generadores o Comercializadores con vigencia anterior a la de la presente resolución, y hasta sus vencimientos, para el punto 6.7. FACTURACION AL GENERADOR O COMERCIALIZADOR CON CONTRATOS CON GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES del Anexo 29 "GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS)" de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, se debe considerar el texto que con idéntica numeración y denominación se encuentra contenido en el Anexo II que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4°- Reemplazase el apartado 2.13.2. del Capítulo 2 - Precios Estacionales de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 61 del 29 de abril de 1992, por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el Anexo III que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5°- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) que, a los efectos de aplicar las definiciones resultantes de la presente resolución a partir de su vigencia, proceda a recalcular las relaciones correspondientes a las bandas horarias de pico, resto y valle en el trimestre "t" de los últimos cuatro trimestres (RELl, REL2 y REL3), siguiendo la metodología que se indica en el punto 2.13.3. del Anexo III del presente acto.

Artículo 6°- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 1° de febrero de 2001.

Artículo 7°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 8°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

ANEXO 29 - GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

1. INTRODUCCION

El prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica es el responsable de la prestación adicional de la FTT que requieren los usuarios situados dentro de su área de concesión, incluyendo el mantenimiento, la calidad de suministro y la expansión de la red.

El usuario de una red de distribución, en lo que hace a la energía eléctrica que consume puede optar por:

a) comprar la energía y la potencia para abastecer su demanda a través del Distribuidor de su área en los términos regulados en el Contrato de Concesión del Distribuidor.

b) contratar su demanda de energía eléctrica en forma independiente a través de un contrato del Mercado a Término con un Generador o un Comercializador.

En el caso identificado en el inciso b) precedente el usuario debe cumplir los requisitos establecidos en el Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS y ser habilitado como agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

2. CARACTERISTICAS DE LOS GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES COMO AGENTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES no están habilitados a operar en el Mercado Spot. Su relación es con el Distribuidor en lo que hace a la operación física en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no está obligado a enviarles los estudios, programaciones y demás información que suministra al resto de los agentes, y aquéllos, dadas sus características, no deben abonar el cargo por Gastos de Administración del Mercado.

3. SERVICIO TECNICO Y ADMINISTRATIVO DE LOS CONTRATOS

Para los usuarios de una red de distribución habilitados como GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES que compran en forma independiente su suministro, el Distribuidor del área prestará los servicios técnicos y administrativos complementarios a los que está obligado por el Contrato de Concesión a los efectos de dar cumplimiento a todas las actividades asignadas por la presente al Distribuidor.

ANEXO I Dichos servicios complementarios se denominan Servicios Técnicos y Administrativos de Contratos.

Los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES no tienen obligación de intercambiar datos con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en lo que hace a su operación dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

La información requerida para realizar la programación, despacho, transacciones económicas, y facturación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es suministrada por el Distribuidor de acuerdo a la metodología descripta en el punto 6.

4. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

4.1. Los usuarios de un área de distribución que cumplan los requisitos básicos que permitan categorizarlos como GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES, deben contratar la totalidad de su demanda para poder ser habilitados como Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), es decir que no se considerarán ni faltantes ni sobrantes a comercializar en el Mercado Spot.

4.2. La duración del contrato del GUME y del GUPA es establecida en el Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS. La fecha de habilitación para la entrada en vigencia de este tipo de contratos es el comienzo de cada período trimestral en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

4.3. Los contratos con los GRANDES USUARIOS MENORES y con los GRANDES USUARIOS PARTICULARES pueden ser transferidos entre Generadores o Comercializadores. Para ello el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe ser informado al respecto por dichos Generadores o Comercializadores con el acuerdo del GRAN USUARIO MENOR o GRAN USUARIO PARTICULAR correspondiente, con QUINCE (15) días de anticipación al inicio del mes a partir del cual se aplicará tal transferencia. El OED verificará la disponibilidad de potencia contratable del Generador o Comercializador utilizando la máxima potencia contratada con el Distribuidor.

5. INGRESO COMO AGENTE DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El usuario que cumple los requisitos básicos establecidos en el Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS para GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES, puede solicitar la habilitación correspondiente a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, de acuerdo al procedimiento que dispone dicho Anexo 17.

6. ADMINISTRACION DENTRO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) DE LOS GRANDES USUARIOS MENORES Y DE LOS GRANDES USUARIOS PARTICULARES

6.1. General

6.1.1. Las mediciones para GRANDES USUARIOS MENORES no se realizarán en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con medición de energía mensual por banda horaria y de potencia horaria máxima mensual en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico.

6.1.2. Las mediciones para GRANDES USUARIOS PARTICULARES no se realizarán en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con el equipamiento de medición que dispongan al momento de la solicitud, el que como mínimo deberá registrar la energía mensual consumida por el usuario. La empresa distribuidora, prestadora adicional de la FTT a la que está conectado un GUPA, podrá instalar, a pedido del GUPA o por sí, equipamientos de medición que como mínimo cumplan los requisitos exigidos para la medición del GUME, en los términos del Contrato de Concesión de aquélla.

6.1.3. La verificación de las condiciones de calidad de servicio podrá ser realizada a partir de la información que suministre:

a) el Generador o Comercializador cocontratante y el Gran Usuario con sus propios equipos o de terceros encargados por éstos.

b) el PAFTT,

c) el ENRE,

d) los organismos públicos locales de control técnico,

e) las asociaciones de usuarios con personería jurídica.

6.2. DATOS DE DEMANDA

6.2.1. Al solo efecto de la programación y el cálculo de las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de un Distribuidor con GRANDES USUARIOS MENORES y con GRANDES USUARIOS PARTICULARES en su área de distribución, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como demanda de potencia del área a la demanda total de los usuarios que compran su demanda al Distribuidor, la de los GRANDES USUARIOS MENORES y la de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES dentro de su área que contratan en forma independiente su suministro. Esta demanda se denomina demanda asignada al área de distribución (PDEMAREA). Esta demanda así denominada no es la demanda del Distribuidor y se determina al solo efecto de distribuir adecuadamente los cargos por compras en el MEM.

6.2.2. Para los GRANDES USUARIOS PARTICULARES que no dispongan de la medición que registre la demanda de energía por banda horaria, ni la potencia en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico, se considerará como demanda realizada a las siguientes:

a) La potencia será la máxima registrada, o en su defecto la potencia contratada con el Distribuidor.

b) La energía por banda horaria, será aquella que surja de multiplicar la energía total registrada en el período, por los coeficientes que cada Distribuidora tenga establecidos explícita o implícitamente en el mecanismo de confección del Cuadro Tarifario, como participación de dicha energía total en cada banda horaria, para las demandas mayores o iguales de TREINTA (30) kW y menores de CINCUENTA (50) kW de demanda de potencia máxima. Debiendo ser confirmados por la Distribuidora luego de cada revisión tarifaria.

Si alguna Empresa distribuidora no dispusiera de los coeficientes mencionados en el párrafo anterior y hasta tanto dicha empresa Distribuidora los determine, se utilizarán los que publique el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las Programaciones Estacionales. Para obtener dichos coeficientes se considerará el promedio ponderado de los coeficientes que representen las participaciones de consumos en las bandas horarias de los GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) cuya potencia declarada se encuentre comprendida entre TREINTA (30) kW y CIEN (100) kW más el consumo de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPA) que dispongan de medición similar a los GRANDES USUARIOS MENORES. Los consumos a tomar en consideración para los GUME y GUPA, serán los registrados en el PERIODO BASE DE USO tal como está definido en el punto 2 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS.

6.2.3. A los efectos de la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el Distribuidor debe enviar como datos de demanda, prevista y realizada, la demanda asignada a su área de distribución, de acuerdo a lo definido en los puntos 6.2.1 y 6.2.2. precedentes. Además debe enviar semestralmente al OED con el envío de la información requerida para la programación estacional, los coeficientes que tenga establecidos explícita o implícitamente en el mecanismo de confección del Cuadro Tarifario como

participación de dicha energía total en cada banda horaria, en el caso de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES que no dispongan de la medición que registre las mismas variables del GRAN USUARIO MENOR.

Al finalizar cada mes el Distribuidor debe enviar los valores de demanda de potencia y energía de cada uno de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área. Esta información deberá estar disponible en el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de las primeras CUARENTA Y OCHO (48) horas del mes siguiente.

Adicionalmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará, para cada GRAN USUARIO PARTICULAR que no posea medición de energía por banda horaria, la participación del consumo total en cada banda con los coeficientes descriptos precedentemente.

6.3. MEDICION DE DEMANDA SUMINISTRADA

6.3.1. El Distribuidor realiza la medición del consumo de energía y potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES. La medición para un mes debe corresponder con el mes calendario. De ser necesario, el Distribuidor deberá cambiar la fecha de medición de estos usuarios al convertirse en GRANDES USUARIOS MENORES o GRANDES USUARIOS PARTICULARES para que coincida con la fecha de inicio de mes.

6.3.2. Al finalizar cada mes, el Distribuidor debe enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las mediciones horarias de potencia correspondiente a la demanda asignada a su área de distribución, tal como se define en el punto anterior (PDEMAREA).

Además, debe enviar las siguientes mediciones correspondientes a los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES, discriminada por Usuario y total del área.

a) Para GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con medición por banda: Demanda de energía mensual, discriminada por banda horaria de pico, valle y resto, de acuerdo con lo establecido en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) Para el resto de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES: la demanda de energía mensual.

c) Para GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con medición de potencia: Demanda máxima de potencia registrada en el mes en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico.

d) Para GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES sin medición de potencia: Cualquier modificación en la potencia máxima contratada con el Distribuidor.

Al solo efecto de la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) de cada GRAN USUARIO MENOR O GRAN USUARIO PARTICULAR como la potencia máxima registrada en la banda horaria de pico correspondiente al mes. En el caso en que por limitaciones en la medición de potencia no se disponga de la potencia máxima registrada en la banda horaria de pico se utilizará para el cálculo del Requerimiento Máximo de Potencia la potencia máxima registrada correspondiente al mes, independiente en que banda horaria se produjo y finalmente de no contarse con ninguna de las dos potencias mencionadas anteriormente se utilizará la potencia contratada con el Distribuidor.

6.4. ADMINISTRACION DEL CONTRATO DENTRO DEL MERCADO SPOT

A los efectos de las transacciones en el Mercado Spot, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como si los contratos de GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES no existieran.

6.5. DETERMINACION DEL PRECIO DE LA POTENCIA DE LA DEMANDA ASIGNADA AL AREA DE DISTRIBUCION

6.5.1. A los efectos del cálculo de las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de un Distribuidor con GRANDES USUARIOS MENORES y con GRANDES USUARIOS PARTICULARES en su área de distribución, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar como demanda de potencia del Distribuidor en una hora a la demanda asignada a su área de distribución, tal como se indica en el punto 6.2.

6.5.2. Para cada Distribuidor con GRANDES USUARIOS MENORES y con GRANDES USUARIOS PARTICULARES el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el precio por potencia despachada del área (DESP) como la suma del Precio Base de la Potencia Despachada expresado en $/MW mes (PMESBAS) más el Precio por Confiabilidad expresado en $/MW mes (PMESCONF) multiplicada por el Factor de Adaptación del Distribuidor (Faj) y por la relación (RELD1) entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia registrada para el Distribuidor "j" en las horas en que se remunera la potencia en el mes para la demanda asignada al área de distribución (PDEMAREA).

$$\mathbf{RELD1j} = \frac{\sum \mathbf{hrp\ PDEM\ hrpj}}{\mathbf{NHRPMES} * \mathbf{PDMAXj}}$$

siendo:

hrp: horas del mes en que se remunera la potencia

PDEMhrp j: demanda de potencia registrada en la hora "hrp" para la demanda asignada al área de distribución j.

NHRPMES: cantidad de horas del mes en que se remunera la potencia.

PDMAXj: requerimiento máximo de potencia para la demanda asignada al área de distribución j.

en consecuencia:

$$\mathbf{DESPj}(\$/\mathbf{MWmes}) = \mathbf{RELD1j} * (\mathbf{PMESBAS} + \mathbf{PMESCONF})\mathbf{Faj}$$

6.5.3. A su vez el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio Adicional por Potencia del área (ADIC) sumando el Precio Estacional por Reserva de Potencia (PESTRES) y el Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia (PESTSER), y multiplicándolo por el Factor de Adaptación del Distribuidor del área.

$$\mathbf{ADICj}(\$/\mathbf{MWmes}) = (\mathbf{PESTRES} + \mathbf{PRESTSER})\mathbf{Faj}$$

6.5.4. Sumando ambos precios, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula el precio de la potencia en el área de distribución (POTDIST).

$$\mathbf{POTDISTj}(\$/\mathbf{MWmes}) = \mathbf{DESPj} + \mathbf{ADICj}$$

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) publicará mensualmente el precio de la potencia en el área de distribución (POTDIST) para la totalidad de las mismas.

6.6. FACTURACION Y LIQUIDACION AL DISTRIBUIDOR

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la facturación al Distribuidor de la siguiente manera:

6.6.1. CARGO POR ENERGIA: El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la energía neta para cada banda horaria para los usuarios que compran su demanda al Distribuidor como la diferencia entre la energía total comprada por aquél en el Mercado Spot para cada banda horaria y la energía mensual total para los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES en la misma banda horaria. Si el valor resulta positivo, sobre esta magnitud física se realizará el cálculo del cargo del impuesto correspondiente al FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA. A continuación calculará el cargo por energía valorizando la energía neta de cada banda horaria aplicándole el correspondiente Precio Estacional.

6.6.2. CARGO POR POTENCIA: El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe descontar del cargo por la potencia asignada a su área de distribución (PDEMAREA), el producto de los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y los GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área de distribución por el precio de la potencia en el área de distribución (POTDIST).

6.6.3. Además el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la LIQUIDACION a favor del Distribuidor del cargo por los SERVICIOS TECNICOS Y ADMINISTRATIVOS DEL CONTRATO que se calcula multiplicando el valor ($SERV) fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área de distribución, discriminándolo por Generador o Comercializador.

6.7. FACTURACION AL GENERADOR O COMERCIALIZADOR CON CONTRATOS CON GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

6.7.1. El cálculo de las transacciones horarias en el Mercado Spot de cada Generador o Comercializador se hará independientemente de los contratos de GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES.

6.7.2. Finalizado cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe facturar, con los cargos impositivos y gastos OED pertinentes, a cada Generador o Comercializador "k" por sus contratos con GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES el Cargo por GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES, totalizando los siguientes conceptos:

a) CARGO POR ENERGIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe totalizar la demanda de energía mensual por banda horaria de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES con contratos con el Generador o Comercializador, discriminada por área de distribución. Con este dato, calcula el cargo por energía multiplicando la energía mensual de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES por área de distribución en cada banda horaria, por el correspondiente Precio Spot Mensual de la Energía para el Distribuidor en dicha banda horaria (PMMESmbj). Para un mes "m" se denomina Precio Spot Mensual de la Energía para e lDistribuidor j en una banda horaria (PMMESmbj) al promedio mensual del Precio Spot de la Energía en las horas correspondientes a dicha banda, ponderado por la demanda abastecida en dicha banda y multiplicado por el factor de nodo del Distribuidor j.

$$\mathbf{ECONTGU_{j,k} = \sum b\ EDEMCONT_{bj,k} * PMMES_{mbj}}$$

siendo:

* b: banda horaria.

* j: Distribuidor.

* EDEMCONT bj,k = energía mensual en la banda horaria b total de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos el Generador o Comercializador k dentro del área de distribución del Distribuidor j.

* PMMESmbj = Precio Spot Mensual de la Energía para el Distribuidor en la banda horaria b para el Distribuidor j.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) publicará mensualmente el Precio Spot Mensual de la Energía para el Distribuidor j en una banda horaria b (PMMESmbj) para la totalidad de las áreas de distribución.

b) CARGO POR POTENCIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe totalizar los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con contratos con el Generador o Comercializador, discriminada por área de distribución. Con estos valores calcula el cargo por potencia a asignar al Generador o Comercializador multiplicando el Requerimiento Máximo de Potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES por área de distribución por el correspondiente precio de la potencia en el área de distribución.

$$PCONTGU_{jk} = REQMAX_{jk} * POTDIST_{j}$$

siendo:

* j Distribuidor.

* REQMAX jk = Requerimiento Máximo de Potencia total de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos el Generador o Comercializador k dentro del área de distribución del Distribuidor j.

* POTDIST j = precio de la potencia en el área de distribución del Distribuidor j.

6.7.3. Además el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) facturará al Generador o Comercializador el cargo por los SERVICIOS ADMINISTRATIVO Y TECNICO DE LOS CONTRATOS multiplicando el valor ($SERV) fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por los Requerimientos Máximos de Potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos.

6.8. FACTURACION A GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

El Distribuidor facturará a los GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES de su área los cargos por la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) firme definidos en la normativa vigente en el MEM para Media o Baja Tensión, según corresponda, salvo en las áreas de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en las que el Distribuidor facturará de acuerdo a lo establecido en los respectivos Contratos de Concesión.

6.9. INCUMPLIMIENTO EN LAS OBLIGACIONES DE PAGO

A los efectos de la aplicación de la normativa referente al incumplimiento de las obligaciones de pago los GUPA serán considerados igual que los GUME.

ANEXO II

ANEXO 29 - GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

6.7. FACTURACION AL GENERADOR O COMERCIALIZADOR CON CONTRATOS CON GRANDES USUARIOS MENORES Y GRANDES USUARIOS PARTICULARES

6.7.1. El cálculo de las transacciones horarias en el Mercado Spot de cada Generador o Comercializador se hará independientemente de los contratos de GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES.

6.7.2. Finalizado cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe facturar, con los cargos impositivos y gastos OED pertinentes, a cada Generador o Comercializador "k" por sus contratos con GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES el Cargo por GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES, totalizando los siguientes conceptos:

a) CARGO POR ENERGIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe totalizar la demanda de energía mensual por banda horaria de los GRANDES USUARIOS MENORES y de los GRANDES USUARIOS PARTICULARES con contratos con el Generador o Comercializador, discriminada por área de distribución. Con este dato, calcula el cargo por energía multiplicando la energía mensual de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES por área de distribución en cada banda horaria, por el correspondiente Precio Estacional de la Energía para el Distribuidor en dicha banda horaria (PMESTmbj).

$$ECONTGU_{j,k} = \sum b\, EDEMCONT_{bj,k} * PMEST_{mbj}$$

siendo:

* b: banda horaria.

* j: Distribuidor.

* EDEMCONT bj,k = energía mensual en la banda horaria b total de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos el Generador o Comercializador k dentro del área de distribución del Distribuidor j.

* PMESTmbj = Precio Estacional de la Energía para el Distribuidor en la banda horaria b para el Distribuidor j.

b) CARGO POR POTENCIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe totalizar los Requerimientos Máximos de Potencia (REQMAX) de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con contratos con el Generador o Comercializador, discriminada por área de distribución. Con estos valores calcula el cargo por potencia a asignar al Generador o Comercializador multiplicando el Requerimiento Máximo de Potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES por área de distribución por el correspondiente precio de la potencia en el área de distribución.

$$PCONTGU_{jk} = REQMAX_{jk} * POTDIST_{j}$$

siendo:

* j: Distribuidor.

* REQMAX jk = Requerimiento Máximo de Potencia total de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos el Generador o Comercializador k dentro del área de distribución del Distribuidor j.

* POTDIST j = precio de la potencia en el área de distribución del Distribuidor j.

6.7.3. Además el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) facturará al Generador o Comercializador el cargo por los SERVICIOS ADMINISTRATIVO Y TECNICO DE LOS CONTRATOS multiplicando el valor ($SERV) fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por los Requerimientos Máximos de Potencia de los GRANDES USUARIOS MENORES y GRANDES USUARIOS PARTICULARES con quienes tiene contratos.

ANEXO III

CAPITULO 2: PRECIOS ESTACIONALES

2.13. PRECIOS DE REFERENCIA DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS DE USUARIOS FINALES

2.13.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio de la potencia en el MEM a la tarifa de usuarios finales, se considera como Precio de Referencia de la Potencia para un Distribuidor "j" ($POTREF taj) en un período trimestral "t" del año "a" al valor calculado con los Precios Estacionales de la Potencia para el MEM vigentes en dicho trimestre.

$$\$POTREF^{t,a}j(\$/MWmes) = \left(PMESBAS^{t,a} * REL1^{t,a-1}j + PESTRES^{t,a} + PESTSER^{t,a}\right) * FA^{t,a}j$$

siendo:

* PMESBAS t,a: Precio Base de la Potencia Despachada ($/MW mes) vigente en el trimestre "t" del año "a".

* PESTRES t,a: Precio Estacional por Reserva de Potencia ($/MW mes) vigente en el trimestre "t" del año "a".

* PESTSER t,a: Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia ($/MW mes) vigente en el trimestre "t" del año "a".

* FA t,aj: Factor de Adaptación del Distribuidor "j" para el trimestre "t" del año "a".

* RELl1,a-1j: Relación entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia registrada para el Distribuidor "j" en horas en que se remunera la potencia en el trimestre "t" del año anterior, calculada de acuerdo a la metodología que se indica en el punto 2.13.3.

2.13.2. PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio de la energía en el MEM a la tarifa de usuarios finales de un Distribuidor "j" en un período trimestral "t" del año "a" se considera como Precio de Referencia de la Energía ($PEST) para cada banda horaria "b" el valor calculado con el Precio Estacional de la Energía del Distribuidor, el Precio Estacional por Energía Adicional, y el Precio por Confiabilidad vigentes en el MEM en dicho trimestre.

Para la banda horaria "b" resulta:

$$\$PEST_{j,b}^{t,a}(\$/MWh) = PEST_{j,b}^{t,a} + PERDEST_{b}^{t,a} + PHRCONF^{t,a} * FA_{j}^{t} * RELB_{j,b}^{t,a}$$

siendo:

* PESTt,aj,b: Precio Estacional de la Energía ($/MWh) del Distribuidor "j" en la banda horaria "b" vigente en el trimestre "t" del año "a".

* PERDESTt,ab: Precio Estacional por Energía Adicional ($/MWh) en la banda horaria "b" vigente en el trimestre "t" del año "a".

* PHRCONFt,a: Precio por Confiabilidad ($/MWh) vigente en el trimestre "t" del año "a".

* FAt,aj: Factor de Adaptación del Distribuidor "j" para el trimestre "t." del año "a".

* RELBt,aj,b: Relación para el Distribuidor "j" entre la demanda de energía prevista en la banda horaria "b" en las horas en que se remunera la potencia no cubierta por contratos reconocidos para su traspaso a la tarifa de usuarios finales y la correspondiente previsión de demanda de energía durante las horas de la banda horaria "b" de todo el trimestre no cubierta por dicho tipo de contratos. Su cálculo se realiza en base a las relaciones correspondientes a dicha banda horaria en el trimestre "t" del año anterior (REL2 y REL3), calculadas de acuerdo a la metodología que se indica en el punto 2.13.3.

El factor RELB t,aj,b mide para la banda horaria "b" la relación entre la previsión de demanda de energía en las horas en que se remunera la potencia no cubierta por contratos autorizados para su pasaje a la tarifa a usuarios respecto la demanda de energía prevista para todo el trimestre no cubierta por dicho tipo de contratos. Para cada Distribuidor "j", el cálculo de la demanda prevista por banda horaria se realiza en base a la demanda total de energía prevista para el trimestre y las relaciones REL2 y REL3.

$$RELB_{j,b}^{t,a} = \frac{EDEMPREV_{j}^{t,a} * REL2_{j,b}^{t,a} - ECONTHRP_{j,b}^{t,a}}{EDEMPREV_{j}^{t,a} * REL2_{j,b}^{t,a} - ECONT_{j,b}^{t,a}}$$

siendo:

* b: banda horaria "b".

* EDEMPREVt,aj: Energía prevista abastecer (MWh) al Distribuidor "j" durante el trimestre "t" del año "a", de acuerdo a los valores indicados en la correspondiente Programación Estacional del MEM.

* ECONTHRPt,aj,b: Energía a abastecer (MWh) por los contratos reconocidos al Distribuidor "j" para su traspaso a la tarifa a usuarios finales en la banda horaria "b" en las horas en que se remunera la potencia en el trimestre "t" del año "a".

* ECONTt,aj,b: Energía a abastecer (MWh) por los contratos reconocidos al Distribuidor "j" para su traspaso a la tarifa a usuarios finales en la banda horaria "b" durante el total del trimestre "t" del año "a".

De existir contratos cuyo precio es trasladado a la tarifa de usuarios finales, para realizar el pasaje del cargo por pérdidas correspondiente a la energía cubierta por estos contratos al precio de la energía asignado a dichos contratos se debe adicionar el Precio Estacional por Energía Adicional por banda horaria.

2.13.3. CALCULO DE LOS FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA DEFINICION DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA PARA DISTRIBUIDORES

2.13.3.1. FACTORES PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIAPARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Al finalizar cada Período Trimestral "t" de un año "a", CAMMESA deberá calcular la relación (REL1)entre la suma de las demandas media mensuales de potencia en las horas en que se remunera la potencia y la suma de las demandas mensuales máximas de potencia en las horas en que se remunera la potencia que resultó para cada Distribuidor "j" utilizando los datos de demanda de potencia abastecida registrados durante el transcurso de dicho trimestre. Este factor será utilizado en el cálculo del precio de referencia de la potencia para las tarifas de Distribuidores del mismo trimestre del siguiente año (o sea "a+1").

$$REL1_{j}^{t,a} = \frac{\sum m\ EDEMHPR_{j}^{m,a} / NHRP^{m,a}}{\sum m\ PMAXHRP_{j}^{m,a}}$$

siendo:

* EDEMHRPm,aj: Energía abastecida (MWh) en horas en que se remunera la potencia al distribuidor "j" en el mes "m" del trimestre "t" del año "a".

* NHFRPm,a: Número de horas en que se remunera la potencia en el mes "m" del trimestre "t" del año "a".

* PMAXHRPt,aj: Demanda máxima de potencia horaria (MW) abastecida al Distribuidor "j" en horas en que se remunera la potencia en el mes "m" del trimestre "t" del año "a".

2.13.3.2. FACTORES PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES.

Al finalizar cada período trimestral "t" de un año "a", CAMMESA deberá calcular para la banda horaria "b" para cada Distribuidor "j" la relación entre la demanda de energía abastecida por banda horaria y la total abastecida en el trimestre (REL2 t,a j), con los datos de demanda horaria de potencia registrados durante el transcurso de dicho trimestre.

$$REL2_{j,b}^{t,a} = \frac{EDEMBA_{j,b}^{t,a}}{EDEMTOT_{j}^{t,a}}$$

siendo

* b: banda horaria "b".

* EDEMBAt,aj,b: Energía abastecida (MWh) en la banda horaria "b" al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

* EDEMTOTt,aj: Energía total abastecida (MWh) al Distribuidor "j" durante el trimestre "t" del año "a".

A su vez, con los mismos datos deberá calcular la relación entre la demanda de energía abastecida en las horas en que se remunera la potencia y la total abastecida por banda horaria en el trimestre (REL3 t,a j).

$$REL3_{j,b}^{t,a} = \frac{EDEMBHRP_{j,b}^{t,a}}{EDEMBA_{j,b}^{t,a}}$$

siendo

* b: banda horaria "b".

* EDEMBAt,aj,b: Energía abastecida (MWh) en la banda horaria "b" al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

Normativa del Año 2001

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 17/01

Reemplazase el punto titulado "FACTORES DE NODO ESTACIONALES", del Anexo 3 de los "PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS", con el fin de limitar el efecto aleatorio resultante de no poderse prever adecuadamente la convocatoria de contratos de exportación, por depender éstos de SISTEMAS ELÉCTRICOS EXTRANJEROS, sobre el PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGÍA A DISTRIBUIDOR, con su impacto sobre el precio de la ENERGÍA PAGADO POR LOS CONSUMIDORES FINALES.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 109/01

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modifícase el capítulo 2 “SOBRECOSTO POR MÁQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES”.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 113/01

ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR. Requisitos para la presentación de solicitudes de acogimiento al beneficio de diferimiento del IVA y de inclusión en el régimen de estabilidad fiscal para proyectos de instalación y/o ampliación de centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica o solar.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 128/01

Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Derogase parcialmente las Resoluciones SE 545/99 y 153/2000, con la finalidad de eliminar restricciones y normas administrativas que no se ajustan a la realidad actual del MEM y en algunos casos limiten su desarrollo eficiente.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA 135/01

Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Derogase parcialmente las Resoluciones SE 545/99 y 153/2000, con la finalidad de eliminar restricciones y normas administrativas que no se ajustan a la realidad actual del MEM y en algunos casos limiten su desarrollo eficiente.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA 259/01

Establécese que las Resoluciones que dicte la Secretaría de Energía y Minería a fin de realizar las adecuaciones a las que alude el Artículo 2º de la Resolución MIYV 135/2001, entrarán en vigencia el 1º de febrero de 2002

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 288/01

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sustituyese el Anexo 29 “GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS)” de los procedimientos, aprobados por la Resolución SEE 61/92 y sus modificatorias y complementarias.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 379/01

Resolución SEYM 0379/2001 COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. autorizase a CAMMESA a diseñar e implementar un programa que regle las condiciones de aceptación de LETRAS DE CANCELACIÓN DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) para la cancelación de obligaciones resultantes de las Transacciones Económicas que celebren los actores del MEM -y, correlativamente, las del pago a los acreedores de dichas obligaciones- como, asimismo, las correspondientes a la acreditación a los titulares y/o administradores y/o cesionarios y/o terceros con derecho a los fondos y regalías que administra ese ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 414/01

Adóptense medidas preventivas sobre el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y el Despacho de Generación

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 17/01

Publicación Boletín Oficial N° 29567 del 16/01/01

BUENOS AIRES, 10 DE ENERO DE 2001.

VISTO el Expediente Nº 750-006754/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA y

CONSIDERANDO:

Que la aleatoriedad resultante de no poderse prever adecuadamente la convocatoria de con-tratos de exportación, en razón de depender esta del comportamiento de sistemas eléctricos extranjeros, tiene influencia sobre el valor del Factor de Nodo Estacional de ciertos nodos de compra de Distribuidor.

Que conviene limitar el efecto de tal aleatoriedad sobre el Precio Estacional de la Energía a Distribuidor buscando acotar, el impacto de dicha aleatoriedad sobre el precio de la energía pagado por los consumidores finales.

Que una herramienta adecuada es estabilizar el valor de tales factores de nodo durante un lapso suficientemente prolongado.

Que a los efectos antes enunciados se ha elaborado una modificación del Anexo Nº 3 de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, mediante el cual se implementa la estabilización descrita.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA,

RESUELVE:

Artículo 1° - Reemplazase el Punto 2.2.1, titulado "FACTORES DE NODO ESTACIONALES", del Anexo Nº 3 - CALCULO DE LOS FACTORES DE NODO Y ADAPTACION de los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, por el texto que como ANEXO I forma parte integrante del presente acto.

Art. 2° - Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 3° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 109/01

Publicación Boletín Oficial N° 29580 del 02/02/01

BUENOS AIRES, 30 DE ENERO DE 2001

VISTO el Expediente Nº 750-000299/2001 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que se debe identificar con claridad cada restricción operativa que obliga a despachar generación forzada en un área de distribución.

Que el Mercado de competencia requiere que se defina con qué máquinas y en qué condiciones se compite, buscándose en particular dar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), predictibilidad y justificación económica a la generación forzada.

Que actualmente existen condiciones estructurales de red que obligan al despacho de unidades forzadas.

Que se trata de generación forzada entregada por unidades que resultan con una baja previsión de despacho en el MEM.

Que la utilización de generación forzada en áreas de distribución para el abastecimiento de la demanda ha postergado la realización de las correspondientes inversiones en la red, siendo necesario mantener las señales económicas necesarias para que las empresas realicen las inversiones requeridas para cumplir con sus obligaciones contractuales.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en los Artículos 35 y 36 de la Ley N ° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1º - Reemplazase el punto 2.6, del Capítulo 2 titulado "SOBRECOSTO POR MAQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES" de "Los Procedimientos para la operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, por el texto que como ANEXO I forma parte integrante del presente acto.

Artículo 2° - Establécese la aplicación efectiva de la presente Resolución según el Anexo I adjunto para las Distribuidoras y Generadores de la Región Eléctrica GRAN BUENOS AIRES (GBA) a partir del 1° de febrero del 2001, y el 1° de mayo del 2001 para los Agentes del resto del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Artículo 3° - Establécese que, de acuerdo a lo indicado en el Artículo precedente, las Distribuidoras de la Región Eléctrica GRAN BUENOS AIRES (GBA) deberán enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sus requerimientos de generación forzada estacional junto con los datos correspondientes para la programación semanal siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Artículo 4° - De acuerdo a lo establecido en la presente resolución, se instruye a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) que prevea los medios necesarios para su efectiva aplicación conforme a las fechas establecidas en el Artículo 2° precedente.

Artículo 5° - Notifíquese

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 113/01

Publicación Boletín Oficial N° 29583 del 07/02/01

BUENOS AIRES, 2 DE FEBRERO DE 2001

VISTO el Expediente N° 020-001543/98 del Registro del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3° de la Ley N° 25.019 establece que las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán acogerse al beneficio de diferimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por el término de QUINCE (15) años a partir de su promulgación.

Que el Artículo 7° del citado cuerpo legal determina que la actividad de generación eléctrica de origen eólico y solar, que vuelque su energía en los MERCADOS ELÉCTRICOS MAYORISTAS (MEM) y/o que esté destinada a la prestación de un servicio público, gozará de estabilidad fiscal también por el lapso de QUINCE (15) años contados a partir de la fecha de promulgación de la ley.

Que el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999 al reglamentar el Artículo 3° de la Ley Nº 25.019 determinó los beneficiarios, las condiciones para acceder al beneficio y demás criterios de implementación, control y fiscalización del beneficio.

Que el mencionado Decreto también estableció las pautas de acceso y alcance del beneficio otorgado por el Artículo 7° de la Ley Nº 25.019.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de MINISTERIO DE ECONOMIA ha tenido la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta con fundamento en lo establecido en la Ley Nº 25.019 y en el Decreto N° 1597 del 9 de diciembre de 1999.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1° - Establécese que la presentación de Proyectos de Instalación y/o ampliación de Centrales de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Eólica o Solar, las solicitudes de acogimiento al beneficio de diferimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y de inclusión en el régimen de estabilidad fiscal estarán sujetos a los requisitos y formalidades que se establecen en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2° - Notifíquese a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP).

Artículo 3° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

REGLAMENTACION DE LOS ARTICULOS 3° y 7°

PARA LA ENERGIA EOLICA y SOLAR

1.- GENERALIDADES

Las personas físicas o jurídicas, titulares de Proyectos de Instalación de Centrales de Generación de Energía de Fuente Eólica y Solar pueden acogerse al beneficio de diferir el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que correspondiere abonar a sus proveedores responsables inscriptos del gravamen o a la DIRECCION GENERAL DE ADUANAS, dependiente de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, según corresponda, exclusivamente por la provisión de los ítems individualizados en la nómina de diferimientos a que se refiere el numeral 3.2. del Anexo I del Decreto Reglamentario.

Los titulares de centrales de generación de energía eólica y solar actualmente en funcionamiento que proyecten una ampliación de la instalación, tendrán derecho al beneficio de este artículo, exclusivamente por las inversiones que demande esa ampliación y sujeto a iguales requisitos.

Será requisito indispensable para acceder al beneficio de diferimiento tener domicilio constituido en la REPUBLICA ARGENTINA y revestir el carácter de Responsable Inscripto en el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Los titulares de Proyectos de Instalación de Centrales de Generación de Energía Eólica y Solar pueden acogerse al beneficio de estabilidad fiscal de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7° del Anexo I del antedicho Decreto. Los titulares de sistemas de generación eólica y/o solar en actividad podrán también solicitar su inclusión en este régimen.

2.- REQUISITOS Y TRATAMIENTO DE LA SOLICITUD. SU APROBACIÓN

El solicitante deberá efectuar la presentación, que tendrá carácter de Declaración Jurada, antela SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA. La misma contendrá los siguientes requisitos:

2.1.- Proyectos de instalación de Centrales de Generación de Energía de Fuente Eólica

a) En caso que el titular fuese una persona física o de existencia visible deberá consignarse el nombre y apellido y número de Documento Nacional de Identidad.

b) En caso de tratarse de una persona jurídica o persona de existencia ideal deberá indicarse su razón social, el nombre y apellido de su Representante Legal y acompañarse copia certificada por escribano público del estatuto de la sociedad.

c) De actuarse por intermedio de apoderado, deberá acompañarse acta notarial con facultades suficientes para obligar al poderdante.

d) Constancia de inscripción en el Impuesto al Valor Agregado (IVA) emitida por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP) que acredite que el solicitante se encuentra categorizado como Responsable Inscripto y su número de Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT).

e) Domicilio Legal.

f) Domicilio Fiscal del Titular y número y domicilio de la Agencia de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP) en la cual se encuentra inscripto.

g) Domicilio del proyecto para el cual solicita el beneficio.

h) Descripción Técnica del proyecto, conforme a la Ficha Técnica 1 anexa.

i) Fecha estimada del inicio de las obras.

j) Fecha estimada de Puesta en Servicio y Puesta en Servicio Definitiva.

k) Cronograma de inversiones

l) Diagrama unifilar que identifique el sistema al que estará vinculado y sus puntos de conexión.

m) Descripción del sistema de medición de energía eléctrica. Este se ajustará a las especificaciones establecidas en la Resolución S.E. y M. Nº 136 del 19 de octubre de 2000,

n) Diagrama de la ubicación de uno o más anemómetros de control (de acuerdo a la configuración del parque y número de unidades que lo componen) que deberán estar a la altura del rotor de los equipos y de manera tal que sus mediciones resulten suficientemente representativas.

Los anemómetros deberán contar con la certificación de calidad otorgada por instituciones reconocidas internacionalmente. El presente requisito será de cumplimiento efectivo para aquellas instalaciones que contengan más de CINCO (5) equipos generadores.

o) Estudio de factibilidad realizado, incluyendo especialmente la estimación de producción del parque, la velocidad media anual y dirección de viento esperados.

p) Listado de los bienes de capital, obras y servicios (cuantificados y valorizados) que requiere el proyecto, con un nivel de desagregación a satisfacción de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, discriminando:

- Los directamente afectados a la generación eólica.
- Los directamente afectados a otro tipo de generación que eventualmente integre el proyecto.
- Los afectados a instalaciones de maniobra, protección, medición, transformación y transporte de energía eléctrica que constituyan sistemas comunes tanto a la generación eólica como a la de otro tipo.

- Las obras, componentes o equipamientos complementarios que no formen parte del sistema eléctrico y son comunes al emprendimiento.
- El precio de cada uno de los componentes, bienes u obras que requiera el proyecto, IVA excluido, con sus correspondientes facturas pro forma respaldatorias.
- La identificación de aquellos bienes o componentes importados. En este caso la desagregación deberá ser la misma que requiera el Nomenclador Arancelario, de tal forma que la descripción de los rubros del documento Despacho a Plaza coincida con el listado aprobado previamente por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

q) Situación tributaria. Se indicará el posicionamiento fiscal identificando los tributos y las alícuotas vigentes al 19 de octubre de 1998.

La información referida en el párrafo anterior no incluirá el Impuesto al Valor Agregado, a los impuestos a la energía eléctrica, al impuesto a los combustibles líquidos y gas natural, a los impuestos internos, a las contribuciones y aportes al Sistema de Seguridad Social, a las tasas aduaneras retributivas de servicios inclusive la Tasa de Estadística, a los demás impuestos indirectos y a los tributos en los cuales el beneficiario de la estabilidad fiscal no revista la calidad de sujeto de derecho de los mismos.

r) Estudios y cuidados a tener en cuenta según lo dispuesto por la ex-Resolución SE Nº 304 del 4de junio de 1999.

2.2.- Proyectos de instalación de Centrales de Generación de Energía de Fuente Solar

a) En caso que el titular fuese una persona física o de existencia visible deberá consignarse el nombre y apellido y número de Documento Nacional de identidad.

b) En caso de tratarse de una persona jurídica o persona de existencia ideal deberá indicarse su razón social, el nombre y apellido de su Representante Legal y acompañarse copia certificada por escribano público del estatuto de la sociedad.

c) De actuarse por intermedio de apoderado, deberá acompañarse acta notarial con facultades suficientes para obligar al poderante.

d) Constancia de inscripción en el Impuesto al Valor Agregado (IVA) emitida por la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP) que acredite que el solicitante se encuentra categorizado como Responsable Inscripto y su número de Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT).

e) Domicilio Legal.

f) Domicilio Fiscal del Titular y número y domicilio de la Agencia de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS en la cual se encuentra inscripto.

g) Ubicación del proyecto para el cual solicita el beneficio.

h) Descripción Técnica del proyecto, conforme a la Ficha Técnica 2 anexa.

i) Fecha estimada del inicio de las obras

j) Fecha estimada de Puesta en Servicio y Puesta en Servicio Definitiva.

k) Cronograma de inversiones.

l) Estudio de factibilidad realizado, incluyendo especialmente la estimación de rendimiento de los sistemas solares, la radiación media de la zona y porcentaje de nubosidad.

m) Listado de los bienes de capital, obras y servicios (cuantificados y valorizados) que requiere el proyecto, con un nivel de desagregación a satisfacción de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, discriminando:

- Los directamente afectados a la generación solar.
- Los directamente afectados a otro tipo de generación que eventualmente integren el proyecto.
- Los afectados a instalaciones de maniobra, protección, medición, transformación y transporte de energía eléctrica que constituyan sistemas comunes tanto a la generación solar como a la de otro tipo.

- Las obras, componentes o equipamientos complementarios que no formen parte del sistema eléctrico y son comunes al emprendimiento.
- El precio de cada uno de los componentes, bienes u obras que requiera el proyecto, IVA excluido, con sus correspondientes facturas pro forma respaldatorias.
- La identificación de aquellos bienes o componentes importados. En este caso la desagregación deberá ser la misma que requiera el Nomenclador Arancelario, de tal forma que la descripción de los rubros del documento Despacho a Plaza coincida con el listado aprobado previamente por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

n) Situación tributaria. Se indicará el posicionamiento fiscal identificando los tributos y las alícuotas vigentes al 19 de octubre de 1998.

La información referida en el párrafo anterior no incluirá el Impuesto al Valor Agregado, a los impuestos a la energía eléctrica, al impuesto a los combustibles líquidos y gas natural, a los impuestos internos, a las contribuciones y aportes al Sistema de Seguridad Social, a las tasas aduaneras retributivas de servicios inclusive la Tasa de Estadística, a los demás impuestos indirectos y a los tributos en los cuales el beneficiario de la estabilidad fiscal no revista la calidad de sujeto de derecho de los mismos.

2.3.- Aprobación del Proyecto e inclusión en el Régimen.

La SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA deberá expedirse dentro de un plazo máximo de SESENTA (60) días contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud o de la última presentación en caso que las anteriores hubieran sido objetadas, dictando el acto administrativo particular de aprobación del proyecto de instalación de central de energía de fuente eólica y/o solar de otorgamiento del beneficio establecido en el Artículo 3° y 7° de la Ley Nº 25.019, consignando en anexo la Nómina de Diferimientos (Numeral 3.2. del Anexo I del Decreto Nº 1597/99) en la cual quedarán individualizados y valorizados cada uno de los bienes, obras y servicios alcanzados por el diferimiento del impuesto al Valor Agregado.

La SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dispondrá la comunicación de dicho acto al interesado, a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS y a la Agencia correspondiente a la inscripción del beneficiario.

El solicitante deberá incorporar al expediente en el que fue otorgado el beneficio tributario, copias autenticadas de las Facturas de los proveedores y de los Despachos a Plaza dentro de los 30 días de emitido el acto.

En caso de detectarse incumplimientos o anomalías en cantidades y/o valores en los documentos citados en el párrafo anterior la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA comunicará de inmediato a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, pudiendo este último Organismo requerir en cualquier momento y a su solo criterio vista e información de las actuaciones.

3.- HABILITACION DE LA OPERATORIA DELBENEFICIO DEL DIFERIMIENTO.

Con el ejemplar de la Resolución aprobatoria y la Nómina de Diferimientos anexa a la misma dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, el beneficiario requerirá de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS la habilitación de la operatoria a través de la cual se efectuará el diferimiento y la cancelación del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

4.- INSPECCION Y AUDITORIA

En ejercicio de la función de fiscalización establecida en el Numeral 3.9. del Anexo I del Decreto N° 1597/99, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA las realizará por sí o a través de quien ésta designe.

En el ejercicio de dicha función controlará y exigirá:

a) el cumplimiento de las limitaciones establecidas en el Numeral 3.5. del Anexo I del Decreto N° 1597/99;

b) el cumplimiento del Cronograma de Inversiones y demás normas que resulten de aplicación que surgen del Numeral 3.6. inciso a) del Anexo I del Decreto N° 1597/99;

c) la existencia de registros contables que permitan identificar al Proyecto como una unidad de negocio independiente a que se refiere el Numeral 3.6. inciso b) Anexo I del Decreto N° 1597/99.

Toda documentación contable que se exija deberá estar suscripta por Contador Público Nacional y certificada por el Colegio Profesional de la jurisdicción que corresponda.

d) verificará la efectiva Puesta en Servicio y Puesta en Servicio Definitiva de los equipos en los términos establecidos.

Cualquier incumplimiento por el beneficiario de las obligaciones consignadas precedentemente originarán su comunicación inmediata a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, sin perjuicio de lo cual este último Organismo puede ejercer las facultades previstas en el Artículo 143 de la Ley N° 11.683, t.o. en 1998 y modificaciones, declarando en caso de corresponder caducos los beneficios impositivos.

5.- CERTIFICACION DE PUESTA EN SERVICIO Y PUESTA EN SERVICIO DEFINITIVA.

La certificación de las fechas de Puesta en Servicio y Puesta en Servicio Definitiva, será otorgada por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

Para emprendimientos nuevos o ampliación de otros existentes, se considerará como fecha de Puesta en Servicio, la fecha de habilitación comercial de cada unidad generadora. La fecha de Puesta en Servicio Definitiva, corresponderá a la habilitación de la última unidad generadora integrante del Proyecto.

Cuando se trate de Proyectos que vuelquen íntegramente su energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) el titular del Proyecto remitirá, dentro de los DIEZ (10) días de recibida copia autenticada de la habilitación comercial pertinente otorgada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA para su certificación.

En los casos de Proyectos que no comercien con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, por sí o a través del Organismo designado, verificará y certificará la real puesta en marcha del o de los equipos. A ese efecto, el beneficiario informará a la Secretaría o al Organismo designado, con una antelación de QUINCE (15) días la fecha en que iniciarán actividades los equipos en cuestión.

La certificación de la Puesta en Servicio Definitiva de un proyecto de generación eléctrica eólico o solar establecerá un punto de corte a partir del cual no podrán diferirse pagos del Impuesto al Valor Agregado por compras de bienes de capital posteriores a esa fecha. En todos los casos la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA comunicará a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS tanto la fecha de aprobación del proyecto de inversión como también las fechas de Puesta en Servicio Definitiva certificadas.

6.- EMPRENDIMIENTOS EN FUNCIONAMIENTO.

Los emprendimientos de generación de energía de fuente eólica o solar en funcionamiento, o los proyectos que no hicieran uso de los beneficios de los Artículos 3° y 5° de la Ley Nº 25.019, podrán solicitar su inclusión en el régimen, al solo efecto de acogerse al beneficio de estabilidad fiscal.

A tal efecto deberán cumplimentar los requisitos establecidos en la presente Resolución, con la sola excepción en el numeral 2.1. i), k), m), n) ñ), o) y q) y en el numeral 2.2. i), k) y l); último párrafo del numeral 2.3. y el numeral 3.

FICHA TECNICA 1

PARA CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA DE FUENTE EOLICA

- Nombre y ubicación de la Central.
- Altitud sobre el nivel del mar.
- Distancia al centro de consumo o a la conexión a la línea, según corresponda.
- Cantidad de equipos productores que compondrán el proyecto.
- Características individuales de las unidades de producción (marca, modelo, cantidad de palas, altura del rotor, diámetro de las palas, potencia de los generadores, curva de potencia, etc.).
- Equipamiento complementario imprescindible para el funcionamiento de la Central (transformadores, rectificadores, baterías, conversores, etc.).
- Equipos complementarios que hacen al funcionamiento de la central sin resultar imprescindibles para su operación.

FICHA TECNICA 2

PARA CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA DE FUENTE SOLAR

- Nombre y ubicación del Emprendimiento o Proyecto.
- Altitud sobre el nivel del mar.
- Características de las instalaciones (domiciliarias, centralizadas, etc.).
- Cantidad y composición de los equipos que componen el emprendimiento.
- Características individuales de las unidades de producción (marca, modelo, potencia pico de los paneles, etc.).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 128/01

Publicación Boletín Oficial N° 29588 del 14/02/01

BUENOS AIRES, 9 DE FEBRERO DE 2001

VISTO el Expediente Nº 750-000385/2001 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la ex SECRETARIA DE ENERGIA mediante su Resolución Nº 545 del 21 de octubre de 1999 determinó un conjunto de modificaciones a los "Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que mediante la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 21 de enero de 2000, se estableció una prórroga de NOVENTA (90) días a la efectiva aplicación de la citada Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999, a excepción de algunos aspectos menores detallados en esa norma.

Que mediante la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 153 del 31 de mayo de 2000, se estableció una segunda prórroga hasta el día 1° de mayo de 2001, a excepción de aspectos detallados en esa norma.

Que la madurez alcanzada en su desarrollo por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) requiere la eliminación de aquellas restricciones y normas administrativas que, si bien tuvieron justificativo en alguna etapa del proceso transformador de la actividad del sector, no se ajustan a la realidad actual y en algunos casos limitan su desarrollo eficiente.

Que existiendo condiciones de competencia y agentes con experiencia y conocimiento para operar en el mercado, es posible y conveniente eliminar las restricciones reguladas que la realidad no justifica, y agregar en cambio, donde sea necesario, nuevas técnicas regulatorias que se han desarrollado para Mercados Mayoristas Eléctricos competitivos.

Que las adecuaciones que requiere la actividad en la presente etapa deben tratarse integralmente, para lo cual esta Secretaría se encuentra preparando un nuevo instrumento normativo que será emitido a la brevedad.

Que en virtud de lo expuesto y a los efectos de dar certeza a los agentes del Mercado con respecto a las declaraciones correspondientes a la Programación Estacional mayo-octubre de 2001, resulta conveniente derogar parcialmente las Resoluciones ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999 y Nº 153 del 31 de mayo de 2000.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Derogase la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 545 del 21 de octubre de 1999, a excepción de su Artículo 24 que deroga a partir del 1° de mayo de 2000 la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 404 del 26 de julio de 1999.

Artículo 2°- Deróganse los Artículos 1°, 2°, 3° y 5° de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA N° 153 del 31 de mayo de 2000, manteniéndose la vigencia de lo resuelto por Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 262, del 20 de diciembre de 2000.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA 135/01

Publicación Boletín Oficial N° 29588 del 14/02/01

BUENOS AIRES, 25 DE JUNIO DE 2001.

VISTO el Expediente Nº 751-001362/2001 del Registro del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Nº 804 de fecha 19 de junio de 2001, se dispuso la modificación de la Ley N° 24.065, a fin de introducir un marco de mayor desregulación del sector eléctrico y una progresiva reducción de la intervención del Estado en la formación de las decisiones económicas de los agentes que intervienen en este mercado.

Que en el decreto antes mencionado, se encomendó a este MINISTERIO que fije las condiciones que regirán las transacciones en el mercado eléctrico; reglamente los derechos y obligaciones de los titulares de los derechos de congestión de instalaciones de transporte de electricidad y sus relaciones con el mercado y con los actuales concesionarios de sistemas de transporte; prevea las condiciones de operación que serán aplicables a los comercializadores; determine las pautas bajo las cuales los distribuidores podrán trasladar a tarifas el costo de adquisición de la energía eléctrica en el mercado a término; establezca quiénes son los obligados al pago del sistema de transporte de electricidad por su condición de usuarios del mismo; y finalmente, que instruya a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA para que adecue los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que en virtud de lo establecido en el artículo 36 de la Ley Nº 24.065, según la redacción aprobada por el artículo 8° del Decreto Nº 804/2001, resulta necesario determinar los parámetros básicos que regirán la programación del despacho y el proceso de la formación de los precios spot horario por nodo, así como las ecuaciones que deberán aplicarse a las ofertas de precios que presenten los generadores, en función de la demanda a abastecer y las restricciones a la capacidad de transporte.

Que, sin perjuicio de la remuneración libremente pactada que los generadores perciban en los contratos que celebren en el mercado a término, la remuneración mencionada en los párrafos precedentes será la única remuneración que perciban los generadores en el Mercado Spot.

Que por su parte, los demandantes, de la energía en el sistema asumen el compromiso de pagar toda su demanda al precio spot horario por nodo al que están conectados, estableciéndose a los efectos de la liquidación de las transacciones en el Mercado Spot que, de existir energía contratada, serán los vendedores en dichos contratos los que asuman las obligaciones de pago frente al sistema, en forma proporcional a los compromisos de sus contratos.

Que en otro orden de ideas, el Decreto Nº 804/2001 reconoció en su artículo 6° la figura de los derechos de congestión de instalaciones de transporte, que constituye un derecho a apropiarse de los ingresos derivados de la diferencia del precio de energía en los nodos y los cargos de capacidad y conexión de las instalaciones del que sea propietario o tenedor.

Que la titularidad del derecho de congestión de las instalaciones de transporte corresponde, respecto de instalaciones existentes concesionadas a los transportistas, al Estado Nacional; respecto de las instalaciones existentes ejecutadas por un transportista independiente, a tal transportista independiente; y respecto de las nuevas ampliaciones de libre iniciativa que se realicen en términos de los artículos 1° y 3° de la Ley Nº 24.065 según la redacción aprobada por el Decreto Nº 804/2001, a aquel que ejecute.

Que con anterioridad a la sanción de la presente resolución, las diferencias de precios originadas por la congestión de instalaciones de transporte existentes, dio lugar a la acumulación de sumas de dinero, que son de propiedad del Estado Nacional atento su condición de propietario de tales instalaciones, quien a través de la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 274/94, decidió acumularlas en las sub cuentas de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte del corredor al que pertenece la línea que generó la renta, y afectar estos fondos, a alentar la concreción de ampliaciones para reducir o eliminar las restricciones de transporte en ese corredor, en los términos del punto 4.2. del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, aprobado por la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 (Los Procedimientos).

Que en las mencionadas sub. cuentas de cada uno de los corredores que conforman el sistema de transporte, existen hoy acumulados saldos originados de la forma reseñada en el párrafo procedente, los que deben ser destinados al FONDO DE REMUNERACION DEL TRANSPORTE una vez que entre en

vigencia la nueva reglamentación, para que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA determine el destino que corresponde darles.

Que con el régimen de los derechos de congestión de instalaciones de transporte constituye una modalidad que promueve las inversiones a riesgo, brindando una herramienta que favorece la competitividad, sin condicionar o sujetar las decisiones de inversión de un agente del mercado, a las consideraciones que puedan tener otros agentes que no se ven afectados.

Que más allá de las ampliaciones de libre iniciativa, debe tenerse en cuenta que un buen número de requerimiento de ampliación de instalaciones de transporte no puede dejarse librado a que exista interés de particulares para su ejecución, ya que persiguen garantizar o mejorar la confiabilidad del sistema.

Que el Informe de la Dirección Nacional de Prospectiva, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, correspondiente al año 2000, destaca que, bajo ciertas circunstancias, debido a las restricciones en el sistema de transporte podría llegar a configurarse una situación de desabastecimiento en determinadas zonas del país.

Que de acuerdo con el citado informe, esta situación reconoce como causa el atraso de las inversiones para la realización de ampliaciones del sistema de transporte de energía eléctrica, que no ha acompañado en forma proporcional al incremento registrado por la demanda; situación esta que podría agravarse en la medida que se verifiquen los incrementos de demanda estimados para el período que abarca los años del 2000 al 2010, sin que se realicen las ampliaciones necesarias.

Que a la luz de la experiencia del sector y los análisis efectuados, resulta necesario realizar ampliaciones en las instalaciones de transporte de energía eléctrica para mejorar o garantizar la calidad de tal sistema de transporte, principalmente en lo que hace a distribución troncal, ya que muchas veces en esta se opera con niveles de tensión de las bandas admisibles o con despacho de generación forzada local de bajo rendimiento, tal como se desprende del informe de la Dirección Nacional de Prospectiva antes mencionado.

Que para solventar el costo de tales ampliaciones que garantizan o mejoran la confiabilidad del sistema eléctrico, se requiere establecer un cargo que deberán pagar los compradores del Mercado Eléctrico Mayorista.

Que el Decreto Nº 804/2001 en su artículo 10 creó el FONDO DE REMUNERACION DEL TRANSPORTE con la finalidad de atender al pago, de las tarifas de los transportistas, los derechos de congestión, las ampliaciones que se realicen para aumentar la confiabilidad del sistema y los pagos a transportistas independientes.

Que para la puesta en marcha del FONDO DE REMUNERACION DEL TRANSPORTE se requiere de la determinación del valor de los cargos que conforman sus ingresos, los sujetos obligados al pago y los destinos a los que se aplica.

Que en lo que se refiere a los comercializadores el artículo 8° de la Ley Nº 24.065 modificado por el artículo 4° del Decreto Nº 804/2001, previó que el MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA fijará las condiciones bajo las cuales estos agentes del Mercado Eléctrico Mayorista podrán comprar o vender energía eléctrica.

Que tales condiciones no deben diferir sustancialmente de las pautas bajo las cuales los generadores pueden vender energía, y los distribuidores y grandes usuarios, adquirirla.

Que por otra parte, respecto de los distribuidores, el inciso c) del artículo 40 de la Ley Nº 24.065, según la redacción aprobada por el artículo 9° del Decreto Nº 804/2001 prevé que el precio de venta de la electricidad que cobren a los usuarios finales incluirá un término representativo de las adquisiciones que realicen en mercado a término, debiendo conformarse el precio de referencia por el precio de los contratos que el distribuidor celebre en los términos del artículo 21 de la Ley Nº 24.065, el precio spot horario por nodo que resulte de lo dispuesto en el artículo 36 de la mencionada ley y los costos de transporte asociados, ambos según la redacción aprobada por los artículos 7 y 8 respectivamente del Decreto N° 804/2001.

Que el artículo 21 de la Ley Nº 24.065, según la redacción aprobada por el artículo 7° del Decreto N° 804/2001 establece que los distribuidores son responsables de atender todo incremento de demanda dentro de su zona de concesión, para lo cual deben asegurarse el aprovisionamiento mediante la celebración de los contratos de compraventa en bloque que consideren convenientes, no pudiendo invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad, y además, determina que la reglamentación a dictar por este MINISTERIO podrá determinar las condiciones en que los distribuidores puedan contratar un porcentaje de su demanda en el mercado a término, debiendo cumplir los plazos de contratación, el volumen de energía asociado y demás condiciones para que los precios de los contratos formen parte del cálculo de sus tarifas.

Que la adecuada reglamentación de tal previsión, contribuye al cumplimiento de los objetivos previstos en el artículo 2° de la Ley Nº 24.065, en cuanto incentiva el abastecimiento fijando las metodologías tarifarías apropiadas.

Que las reformas introducidas por el Decreto Nº 804/2001 y los principios establecidos en la presente resolución exigirán una adecuación de Los Procedimientos, cuyo dictado es de competencia de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

Que asimismo, resulta conveniente delegar la facultad de reglamentación, de los principios y lineamientos que por la presente resolución se aprueban, en la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

Que a los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 13 del Decreto Nº 804/ 2001, debe fijarse una fecha de vigencia de la normativa que se dicte en consecuencia, conforme lo indicado en el párrafo precedente.

Que ha tomado intervención la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA.

Que la presente medida se dicta en virtud de lo dispuesto en los artículos 3, 8, 21 y 36 de la Ley Nº 24.065 y sus modificatorias, y los artículos 10 y 13 del Decreto Nº 804/2001.

Por ello,

EL MINISTRO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébense los principios y lineamientos de reforma de la operación del Sector Eléctrico que, como Anexo forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°- Instruyese a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA a dictar las resoluciones que sean necesarias para adecuar, modificar o derogar LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, aprobado por la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137, de fecha 30 de noviembre de 1992 según los principios y procedimientos detallados en el Anexo de la presente.

Artículo 3°- La SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA deberá poner en conocimiento de los agentes del sector eléctrico la presente resolución y tener en cuenta a los efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, las observaciones que los agentes del sector eléctrico hicieran, aun cuando las mismas no serán vinculantes.

Artículo 4°- Las resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA a fin de realizar las adecuaciones a las que se refiere el artículo 2° de la presente resolución, entrarán en vigencia el 1° de septiembre de 2001.

Artículo 5°- Facultase a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, a dictar las normas reglamentadas y complementarias de la presente resolución.

Artículo 6°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA 259/01

Publicación Boletín Oficial N° 29714 del 21/08/01

BUENOS AIRES, 15 DE AGOSTO DE 2001.

VISTO el Expediente Nº 751-001362/2001 del Registro del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Nº 804 de fecha 19 de junio de 2001, se dispuso la modificación de la Ley Nº 24.065, a fin de introducir un marco de mayor desregulación del sector eléctrico y una progresiva reducción de la intervención del ESTADO NACIONAL en la formación de las decisiones económicas de los agentes que intervienen en el mercado.

Que en ejercicio de las facultades otorgadas por el Decreto Nº 804/2001, el MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA dictó, en fecha 25 de junio de 2001, la Resolución Nº 135 en virtud de la cual aprobó los principios y lineamientos de reforma del sector eléctrico e instruyó a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA a dictar las resoluciones necesarias para adecuar, modificar o derogar “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)”, aprobados por la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992.

Que, asimismo, la Resolución MIV Nº 135/2001 determinó que las resoluciones a dictar por la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, a fin de realizar las adecuaciones a las que refiere el artículo 2º de dicha resolución, entrarían en vigencia el día 1º de septiembre de 2001.

Que, por otra parte, la Resolución Ministerial instruyó a la SECRETARIA DE ENERGIA Y Minería a fin de poner en conocimiento de los agentes del sector eléctrico los instrumentos de la reforma y para que considerara, en la normativa a dictar, las observaciones que, respecto a ellos, realizaran dichos agentes.

Que, en virtud de lo expuesto, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA mantuvo reuniones con todas las asociaciones representativas de los agentes del mercado eléctrico mayorista, entes reguladores y su respectiva asociación, federaciones de cooperativas prestadoras de servicios públicos, autoridades nacionales y provinciales representativas de los distintos poderes del ESTADO NACIONAL, asociaciones de usuarios y consumidores, y con el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, a través de las cuales se explicaron las reformas introducidas al marco regulatorio eléctrico y se invitó a que formularan las observaciones que ameritaran pertinentes.

Que con motivo de la invitación referida en el considerando anterior, fueron emitidos diversos documentos que contiene profundas observaciones vinculadas a los instrumentos de la reforma, entre ellos, el del HONORABLE CONGRESO DE LA NACION.

Que la profundidad de las observaciones realizadas y las divergencias de algunos de los puntos de vista manifestados requieren que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA realice estudios complementarios y eventuales consultas adicionales, no vinculantes, a los agentes del sector eléctrico.

Que la ejecución de dichos estudios amerita disponer de un plazo mayor al estipulado en el artículo 4º de la Resolución MIV Nº 135/2001.

Que, asimismo, se han recibido numerosas observaciones relativas a la derogación del Decreto Nº 1135 de fecha 29 de noviembre de 2000 y sus normas complementarias y reglamentarias, sobre la financiación de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión, lo que exige la realización de estudios complementarios tendientes a implementar mecanismos que verifiquen la satisfacción de los objetivos fijados en el régimen jurídico dejado sin efecto.

Que, por otra parte, resulta conveniente ahondar en el análisis sobre los eventuales costos y beneficios que la figura del comercializador, en su carácter de agente del mercado, puede acarrear respecto a su funcionamiento.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las atribuciones conferidas por el artículo 13 del Decreto Nº 804 de fecha 19 de junio de 2001.

Por ello,

EL MINISTRO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que las resoluciones que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dicte a fin de realizar las adecuaciones a las que alude el artículo 2º de la Resolución MIV Nº 135 de fecha 25 de junio de 2001, entrarán en vigencia el día 1º de febrero de 2002.

Artículo 2º- Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA a los efectos que realice los estudios complementarios referidos en los Considerandos de la presente resolución.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Carlos M. Bastos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 288/01

Publicación Boletín Oficial N° 29561 del 08/01/01

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sustituyese el Anexo 29 “GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAS)” de los procedimientos, aprobados por la Resolución SEE 61/92 y sus modificatorias y complementarias.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 379/01

Publicación Boletín Oficial N° 29786 del 30/11/01

BUENOS AIRES, 26 DE NOVIEMBRE DE 2001.

VISTO el Expediente Nº 751-003989/2001 del Registro del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) solicitó a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA, mediante nota identificada como B-13782-1, del 15 de noviembre de 2001, una definición respecto de la posibilidad de aceptar LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) para la cancelación de las obligaciones de los agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que a través de dicha presentación, manifiesta, además, que actualmente podría recibir pagos en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) hasta el monto equivalente a su posición mensual del IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA) y que su Directorio decidió analizar la posibilidad de aceptarlas para cancelar otras obligaciones de pago mensual con el ESTADO NACIONAL, en la medida que tales Letras puedan redistribuirse a las distintas jurisdicciones provinciales.

Que, asimismo, obran en el expediente indicado en el Visto, copias autenticadas de sendas presentaciones realizadas ante la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) por el Gobernador de la Provincia de MISIONES, por la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC), por la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORRIENTES (DPEC), por ELECTRICIDAD DE MISIONES SOCIEDAD ANONIMA (EMSA), por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE FORMOSA SOCIEDAD ANONIMA (EDEFOR S.A.) y por el Administrador del SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE CAUCETE, mediante las cuales se le solicita una decisión respecto de la aceptación de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) para la cancelación de las obligaciones por la compra de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que de idéntico tenor al descrito precedentemente son las presentaciones realizadas ante esta SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA por el Gobernador de la Provincia de FORMOSA y por la referida DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORRIENTES (DPEC).

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) respondió las presentaciones aludidas manifestando no encontrarse habilitada por norma o instrucción alguna para recibir en pago las mencionadas Letras.

Que, oportunamente, mediante diversos instrumentos normativos, el PODER EJECUTIVO NACIONAL constituyó el FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO PROVINCIAL con la finalidad, entre otras, de asistir a las Provincias y Municipios en programas que contemplen el saneamiento de sus finanzas públicas, incluyendo la renegociación y/o cancelación de sus deudas.

Que, en tal sentido, a través del Decreto Nº 1004, de fecha 9 de agosto de 2001, el PODER EJECUTIVO NACIONAL autorizó e instruyó al FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO PROVINCIAL a convenir e implementar un programa de emisión de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) disponiendo, asimismo, que el BANCO DE LA NACION ARGENTINA, en su carácter de fiduciario del Fondo, emitiera, por cuenta y orden de las jurisdicciones, títulos de deuda llamados LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP), caratulares y denominadas en pesos.

Que razones fundadas en el crítico escenario económico instalado en el país, aconsejan facultar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a diseñar e implementar un programa que regle las condiciones de aceptación de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) para la cancelación de obligaciones resultantes de las transacciones económicas que celebren los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) -y, correlativamente, las del pago a los acreedores de dichas obligaciones- como, asimismo, las correspondientes a la acreditación a los titulares y/o administradores y/o cesionarios y/o terceros con derecho a los fondos y regalías que administra ese ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que atento a que en la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) está representado el interés de los agentes deudores y acreedores de

las obligaciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resulta ser ese el ámbito propicio para diseñar e implementar el programa al que deberá ajustarse la autorización que se resuelve por la presente.

Que el programa que diseñe la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), además de respetar estrictamente las normas que regulan el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de sustentarse en los acuerdos entre y con los deudores y acreedores de las obligaciones derivadas de las transacciones económicas y con los titulares y/o administradores y/o cesionarios y/o terceros con derecho a los fondos y regalías que administra ese ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), deberá, antes de su implementación, ser comunicado a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA ha tomado la intervención a los efectos de su competencia.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de las facultades otorgadas por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Autorizase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) a diseñar e implementar un programa que regle las condiciones de aceptación de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) para la cancelación de obligaciones resultantes de las transacciones económicas que celebren los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) -y, correlativamente, las del pago a los acreedores de dichas obligaciones- como, asimismo, las correspondientes a la acreditación a los titulares y/o administradores y/o cesionarios y/o terceros con derecho a los fondos y regalías que administra ese ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 2°- El programa que diseñe la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), además de respetar estrictamente las normas que regulan el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de sustentarse en los acuerdos entre y con los sujetos detallados en el artículo precedente, deberá, antes de su implementación, ser comunicado a esta SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

ARTICULO 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4°-Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Ing. ALEJANDRO SRUOGA, Secretario de Energía y Minería.

SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA 414/01

Publicación Boletín Oficial N° 29806 del 31/12/01

BUENOS AIRES, 19 DE DICIEMBRE DE 2001.

VISTO el Expediente Nº 751-004547/2001 del Registro del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y CONSIDERANDO:

Que en virtud de la situación de emergencia para la seguridad pública considerada para disponer el Estado de Sitio mediante Decreto del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 1678, de fecha 19 de diciembre de 2001, es conveniente adoptar medidas preventivas sobre el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y el despacho de generación.

Que, consecuentemente, corresponde instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que modifique el despacho diario a tales efectos.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y en los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar un Despacho que privilegie la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en el período horario que se considere necesario. A tales efectos preverá:

a) Adecuar las transferencias desde áreas exportadoras por la red de Transporte de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) de tal manera de reducir los valores de DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG) ante fallas simples de modo que minimice la actuación del esquema de alivio de cargas, y a efectuar el control y seguimiento del límite de TREINTA Y SIETE POR CIENTO (37%) de la demanda como aporte desde las regiones.

b) Suspender todos los mantenimientos programados de equipos relevantes y operar con la mayor cantidad de líneas en servicio compatible con el control de las tensiones.

c) Instruir al transportista para que destaque personal en las estaciones transformadoras de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que se encuentran sin personal en forma permanente y que a juicio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) considere críticas.

d) Reducir la transferencia hacia las áreas radiales importadoras de manera tal que la apertura de líneas de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) minimice los cortes de demanda por subfrecuencia.

e) Realizar cualquier otra medida que se estime necesaria para el logro del objetivo encomendado.

Artículo 2°- Aclarase que las medidas previstas en el Artículo 1° del presente acto no darán lugar a la sanción de precios locales.

Artículo 3°- La presente Resolución será de aplicación hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA instruya a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) que se debe volver al Despacho acorde a LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 4°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alejandro Sruoga.

Normativa del Año 2002

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 2/02

Establecerse los valores a ser aplicados hasta la finalización del período estacional de invierno en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, establecidos por la Resolución SEE 61/92.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 8/02

Apruébese el procedimiento al que se ajustarán los cálculos de precios para el período estacional de invierno mayo/octubre de 2002. Autorizase las operatorias de un mercado spot anticipado y la prefinanciación de combustibles líquidos.
Anexo I - Declaración estacional de costos variables de producción
Anexo II - Prefinanciación de combustibles líquidos
Anexo III - Mercado Spot anticipado
Nota S.S.E.E. Nº 021 (10 de abril 2002)
Define la suma total máxima disponible en el fondo de estabilización para destinar a la prefinanciación de combustibles líquidos prevista en la Resolución SE Nº 8/2002.
Nota S.S.E.E. Nº 026 (12/04/2002)
Extensión del Anexo II de la resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 8/2002, a las Centrales Térmicas que tienen capacidad de consumo de carbón.
Nota S.S.E.E. Nº 084 (22/04/2002)
Establece que los valores máximos a ser reconocidos para la sanción de precios durante todo el primer trimestre del periodo estacional de invierno.
Nota CAMMESA Nº b-15760-3 (15/04/2002)
Solicita la fijación de criterios para la aplicación del adelanto de fondos del mercado spot anticipado del Anexo III de la resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 8/2002.
Nota S.S.E.E. Nº 090 (30/04/2002)
Fija criterios de aplicación de la resolución SE Nº 8/2002.
Nota S.S.E.E. Nº 150 (04/06/2002)
Amplía criterios de aplicación de la resolución SE Nº 8/2002.
Nota S.S.E.E. Nº 208 (23/05/2002)
Fija criterios para la aplicación del adelanto de fondos del mercado spot anticipado del Anexo III de la resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 8/2002.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE ECONOMÍA 38/02

SERVICIOS PÚBLICOS. Disponerse que los organismos de la administración pública nacional deban abstenerse de adoptar cualquier decisión o ejecutar acciones que afecten directa o indirectamente los precios y tarifas de los servicios públicos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 9/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificase el “Anexo 32: COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA”.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 10/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Instruyese al Organismo encargado del Despacho para que vuelva a realizar el DESPACHO DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN, aprobados por Resolución SEE 61/92, sus modificatorias y complementarias.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE ECONOMÍA 53/02

SERVICIOS PÚBLICOS. Resuélvase aclarar sobre lo dispuesto por la Resolución ME 38/2002, en relación con los ajustes estaciónales que define la SECRETARÍA DE ENERGÍA en el caso de la energía eléctrica y los ajustes por variaciones estaciónales en el precio del gas comprado por las distribuidoras, definidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 33/02

Aclarase, en relación con lo dispuesto por la resolución SE 8/2002, que el Organismo encargado del Despacho requerirá garantías reales al adjudicatario en el Mercado Spot

anticipado o al generador térmico que ha solicitado la prefinanciación de combustibles líquidos, cuando las previsiones de despacho del generador correspondiente no reflejen ingresos por créditos en el mercado spot del M.E.M.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 41/02

Sustituyese el Artículo 3° de la Resolución SEYM 257/2000 (Instrucción al OED a reintegrar al Fondo Unificado creado por el Artículo 37 de la Ley 24.065 la suma de $ 30.000.000 en concepto de reintegro parcial del aporte especial dispuesto en el artículo 1° de la Resolución SE 110/2000. Determinase que el monto remanente y los intereses acumulados del aporte especial desde el FONDO UNIFICADO, sean reintegrados a la TASA MEDIA MENSUAL obtenida en el período correspondiente por el OED en sus colocaciones a plazo fijo de los recursos existentes en los fondos que administra, computados desde la efectivización del mencionado aporte especial).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 75/02

Apruébese la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de octubre de 2002. Establecerse los precios de referencia estaciónales de la POTENCIA Y ENERGÍA en dichos mercados.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 101/02

Instruyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) a convocar, dentro del término de 30 días, a aquellos Agentes cuyas acreencias u obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002 se encuentren cumplidas total o parcialmente fuera de término, con el objeto de que éstos puedan acordar, a modo de excepción a lo establecido en el numeral 5.5 del capítulo 5 de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS” establecidos por Resolución SEE 61/92, sus modificatorias y complementarias, los efectos económicos de la mora y su cancelación.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 106/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificase el Anexo 4 - CONTROL DE TENSIÓN Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 107/02

Establécese que el Organismo encargado del Despacho debe programar y despachar la Central Hidroeléctrica de Rio Grande y calcular mensualmente la remuneración que le correspondería a dicha central. Cargos por potencia, energía y regulación de frecuencia. Casos de indisponibilidad forzada.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 110/02

Habilitase transitoriamente al Organismo encargado del Despacho a recibir LETRAS DE CANCELACIÓN DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de los agentes deudores del Mercado Eléctrico Mayorista, prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica. Procedimiento.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 124/2002

Se define al DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO, como aquel Agente Prestador del Servicio Público de Distribución, que acumule deudas vencidas e impagas por montos equivalentes o superiores a DOS (2) facturaciones mensuales. Se establecen medidas especiales para aplicar a los Agentes Distribuidores con deudas en el MEM. Se crea el FONDO TRANSITORIO DE RECOMPOSICIÓN DE COBRANZAS.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 239/02

Modificación de la Resolución SE 428/98, por la que se adoptaron medidas en relación a la tarifa aplicable para remunerar la PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 246/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Sustitúyanse diversos apartados de determinados capítulos Los Procedimientos. Apartamientos por precios locales. Demanda máxima. Precios y remuneración de potencia. Cargos y precios de la potencia para la demanda. Sobrecosto para máquinas forzadas por restricciones. Precio de referencia de la potencia y de la energía para las tarifas de distribuidores. Precios estaciones de la energía para Distribuidores. Mercado a Término. Modificase diversos Anexos de la resolución SEE 61/92.
Nota CAMMESA Nº B-17000-2 (15/04/2002)
Define Criterios de Aplicación de la Resolución SE Nº 246/2000.
Nota S.S.E.E. Nº 0075 – 17/09/2002
Define Criterios de Aplicación de la Resolución SE Nº 246/2000.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 317/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Establecerse a partir del 1º de agosto de 2002 los valores de los parámetros definidos en el Anexo 15, “PARÁMETROS”, aprobado por la Resolución SE 246/2002. Valores máximos a ser reconocidos para la sanción de precios durante la vigencia del segundo trimestre del período estacional de invierno agosto-octubre 2002. Suspéndase la aplicación de la operatoria del Mercado Spot Anticipado.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 329/02

Manténgase los valores correspondientes a la Programación Estacional de Invierno del Mercado Eléctrico Mayorista y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico establecidos en la Resolución SE 75/2002, para el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2002.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 334/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Modificase Los Procedimientos aprobados por la Resolución SEE 61/92, sus modificatorias y complementarias. Sub. Anexo III-ampliaciones para mejora de la seguridad, Anexo 34-ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES A LOS USUARIOS DE AMPLIACIONES DE CALIDAD, DE SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 342/02

Establecerse los plazos y condiciones para la habilitación del pago de obligaciones tributarias y no tributarias de agentes de Mercado Eléctrico Mayorista con LETRAS DE CANCELACIÓN DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 124/02

MEM - MEMSP. Resuélvase extender al período estacional de verano 2002 - 2003 algunas de las disposiciones implementadas en las Resoluciones SE 2/2002 y 8/2002.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 126/02

MEM - MEMSP. Resuélvase extender al período estacional de verano 2002 - 2003 algunas de las disposiciones implementadas en las Resoluciones SE 2/2002 y 8/2002.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 146/02

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Instruyese al Organismo encargado del Despacho a implementar y poner en práctica una operatoria destinada a la financiación anticipada de Mantenimientos Mayores o Extraordinarios para equipamientos de Generación y/o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 148/02

Apruébese la programación estacional de verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. Precios de referencia estaciónales de la potencia y energía.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 2/02

Publicación Boletín Oficial N° 29860 del 18/03/02

BUENOS AIRES, 14 DE MARZO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 751-000367/2002 del Registro del ex-MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, determinan que la generación eléctrica se despacha en base a consideraciones técnicas y a los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y los VALORES DE AGUA (VA) que los Agentes Generadores deben declarar con cierta periodicidad, teniendo como objetivo final alcanzar el suministro de mínimo costo para todo el sistema.

Que mediante la Resolución Nº 14 del 7 de marzo de 2002 del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA E INFRAESTRUCTURA se aplazó hasta el 18 de marzo de 2002 el vencimiento para efectuar la declaración de los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION ESTACIONALES (CVPE) para el próximo Período Estacional de Invierno, comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre del 2002, conforme lo dispuesto en el apartado 2.1.1 - Datos Estacionales del Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de “LOS PROCEDIMIENTOS” anteriormente mencionados.

Que la Ley Nº 25.561 declaró el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, estableciendo, entre otros aspectos, que el Poder Ejecutivo Nacional está facultado a establecer el sistema que determine la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y derogando el régimen de convertibilidad establecido por la Ley Nº 23.928.

Que las eventuales variaciones que registre la tasa de cambio entre el peso y las monedas extranjeras podrían producir, con la metodología vigente, desajustes de los valores de los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP).

Que en virtud de las razones anteriormente expuestas se considera conveniente con el fin de preservar la sustentabilidad de la actividad de generación, en tanto servicio de interés general afectado a servicio público y encuadrada en reglamentos que aseguren su normal funcionamiento, adoptar medidas de carácter transitorio que superen ciertos aspectos de las normas citadas en el primer Considerando.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a aplicar, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno, en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, los valores que se determinan a continuación:

* COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA (CENS): MIL QUINIENTOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (1.500 $/MWh) NO SUMINISTRADO.
* COSTO MARGINAL ASOCIADO A AREAS DEFICITARIAS: CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (120 $/MWh) si el déficit del área es de hasta el UNO CON SESENTA POR CIENTO (1,60%) de la demanda de energía y CIENTO SETENTA (170), DOSCIENTOS CUARENTA (240) y MIL QUINIENTOS (1500) PESOS/ MWh si el déficit es de hasta el CINCO POR CIENTO (5%), DIEZ POR CIENTO (10%) y más del DIEZ POR CIENTO (10%), respectivamente.

* PRECIO BASE ($BASE) de la Potencia: CINCO PESOS POR MEGAVATIO (5 $/MW) por hora en que se remunera la Potencia.

* PRECIO POR CONFIABILIDAD ($CONF) de la Potencia: CINCO PESOS POR MEGAVATIO (5 $/MW) por hora en que se remunera la Potencia.

Durante el mismo período debe entenderse expresado en PESOS la denominación monetaria del resto de las variables económicas establecidas en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Establécese que, para la realización de la Programación Estacional de Invierno del año 2002, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) utilizará los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION ESTACIONALES (CVPE) declarados por los Agentes para el Período Estacional de Invierno 2001. Al sólo efecto del cálculo de los precios estacionales de la energía, los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION ESTACIONALES (CVPE) correspondientes a los combustibles líquidos nacionales se los convertirá a PESOS con la mejor información que posea la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y en el caso de los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION ESTACIONALES (CVPE) correspondientes a combustibles líquidos importados se los convertirá a PESOS con el valor del DOLAR DE REFERENCIA establecido por el Banco Central de la República Argentina del día hábil anterior al correspondiente a la declaración establecida en el Artículo 1º de la Resolución ex-MINISTERIO DE ECONOMIA E INFRAESTRUCTURA Nº 14 del 7 de marzo de 2002. Con el mismo objeto los VALORES DE AGUA (VA) a utilizar serán los que resulten de la optimización a realizar por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3º- Establécese que para el despacho del Período Estacional de Invierno 2002 esta SECRETARIA DE ENERGIA emitirá, a más tardar el día 10 de abril de 2002, una Resolución con la metodología con que los Generadores térmicos realizarán sus declaraciones y redeclaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y los Generadores hidroeléctricos realizarán sus declaraciones y redeclaraciones de VALORES DE AGUA (VA).

Artículo 4º- Suspéndase hasta la finalización del Período Estacional de Invierno 2002 toda disposición de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, que se oponga a lo establecido en el presente acto.

Artículo 5º- Instruyese a la COMPANIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que considere definitivos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los valores de las transacciones económicas tales como fueran publicadas y documentadas comercialmente por dicha Compañía desde la entrada en vigencia de la Ley Nº 25.561 hasta la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Artículo 6º- La presente Resolución, comenzará a regir a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 8/02

Publicación Boletín Oficial N° 29873 del 09/04/02

BUENOS AIRES, 5 DE ABRIL DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 751-000367/2002 del Registro del ex MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que por Ley Nº 25.561 se declaró el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, se derogó el régimen de convertibilidad del peso establecido por la Ley Nº 23.298 y se delegaron facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta el 10 de diciembre de 2003, para establecer el sistema de cambio entre el peso y las divisas extranjeras y dictar regulaciones cambiarias.

Que en dicho contexto se dictó el Decreto N° 260 del 8 de febrero de 2002, por el que se definió el funcionamiento de un mercado libre y único de cambio a través del cual se cursen todas las operaciones en divisas extranjeras al tipo de cambio libremente pactado.

Que la salida de la convertibilidad requiere adecuar al nuevo contexto macroeconómico las normas dictadas por esta Secretaría en el marco de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y agrupadas en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que tal adecuación normativa se torna urgente y prioritaria en los aspectos vinculados con la sanción de precios en el Mercado Spot para el período estacional de invierno.

Que en los citados Procedimientos, tal como se señaló en los fundamentos de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, se prescribe el despacho de la generación eléctrica según los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y los VALORES DE AGUA (VA) declarados periódicamente por los Agentes Generadores, y según consideraciones técnicas, con el objetivo último de obtener el suministro de mínimo costo para todo el sistema.

Que de mantenerse sin adecuaciones la metodología vigente en algunas disposiciones de “LOS PROCEDIMIENTOS”, las eventuales variaciones que registre la tasa de cambio entre el peso y las monedas extranjeras podrían producir desajustes que tomen irrepresentativos los valores de los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que declaren los Agentes Generadores poniendo en riesgo la sustentabilidad de su actividad y, consecuentemente, el suministro a los usuarios finales de todo el país.

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada en el Marco Regulatorio Eléctrico como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en reglamentos que aseguren su normal funcionamiento.

Que con el fin de preservar la sustentabilidad de dicha actividad y en cumplimiento del Artículo 3° de la citada Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, corresponde adoptar medidas que permitan adaptar algunas disposiciones de “LOS PROCEDIMIENTOS” para que los Generadores puedan declarar sus COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y los VALORES DE AGUA (VA) con mayor flexibilidad dentro de ciertas restricciones.

Que al efecto se considera conveniente admitir que, de producirse variaciones objetivas significativas de directa incidencia, los Generadores redeclaren fundadamente sus COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP), y los Generadores hidroeléctricos los correspondientes VALORES DE AGUA (VA).

Que asimismo, se hace necesario definir una metodología específica que permita asegurar los precios de adquisición de los combustibles líquidos destinados a la producción de energía eléctrica, a fin de evitar que la grave dificultad coyuntural de financiamiento incida desfavorablemente en la determinación de los precios marginales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para este invierno, con el consecuente impacto en la economía nacional.

Que mediante la Resolución Nº 2 del 14 de marzo de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA se aplazó la fecha de vencimiento para efectuar la declaración de los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION ESTACIONALES (CVPE) para el próximo Período Estacional de Invierno, mayo a octubre de 2002, conforme lo dispuesto en el apartado 2.1.1 - Datos Estacionales del Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de “LOS PROCEDIMIENTOS” anteriormente mencionados hasta la emisión de una resolución que fije la metodología y la fecha de vencimiento, lo que viene a cumplirse por la presente resolución.

Que para la definición de dicha metodología se tiene en consideración que corresponde a la realidad económica reconocer que el dólar estadounidense es la moneda de representación de ciertos costos variables a considerar en su declaración por los productores de energía eléctrica los que quedarían por tanto sujetos a la volatilidad de la tasa de cambio.

Que entre tales deben incluirse los combustibles líquidos por cuanto revisten el carácter de bienes transables susceptibles de operaciones de importación y exportación, resultando de ello la tendencia al equilibrio de sus precios independientemente de su origen.

Que en el mismo orden debe considerarse tanto el origen externo de determinados repuestos del equipamiento de generación, cuanto que algunos de los Generadores han celebrado, con los proveedores de sus equipamientos, contratos de mantenimiento de largo plazo con precios establecidos en moneda extranjera atados a la producción de energía.

Que en el nuevo contexto monetario y cambiario se considera conveniente que los Generadores Térmicos puedan ajustar sus declaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) con mayor frecuencia, bajo ciertas circunstancias y con sustento en un informe técnico que deberán presentar justificando los valores propuestos, y que asimismo los Generadores Hidroeléctricos que declaran VALORES DE AGUA (VA) de manera estacional o mensual puedan ajustar sus precios con la misma frecuencia.

Que a fin de acotar la caracterización de las inconsistencias que pudieran llegar a presentarse con las sucesivas redeclaraciones de los Agentes Generadores, se considera conveniente que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) admita variaciones de los valores declarados que tengan sustento exclusivamente en variaciones significativas en la tasa de cambio, en el origen de los combustibles, o en los precios del gas validados en Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS).

Que, adicionalmente, para monitorear la adaptación del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a la adecuada consecución sin desviaciones de los fines que dan causa a la presente se considera conveniente instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que, cuando advierta inconsistencias de cualquier origen que motiven observaciones en las declaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP), eleve el caso a esta SECRETARIA DE ENERGIA con los correspondientes fundamentos a fin de que se adopten las pertinentes medidas correctivas.

Que se considera oportuno y conveniente destacar que, aun cuando las disposiciones de la presente resolución introducen flexibilización en ciertos topes ex-ante a la declaración de los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) contenidos en normas hasta ahora vigentes, esta Secretaria conserva plenamente la facultad de establecer topes expost basándose para ello en criterios objetivos tales como, aunque no Imitativamente, valores máximos establecidos en relación al mercado de combustibles, máximos permitidos para costos variables no combustibles y precios máximos que defina el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de la Ley Nº 25.561, inconsistencias detectadas en los informes técnicos que sustente redeclaraciones del agente, e informes recabados del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que asimismo resulta conveniente ajustar el sistema de estabilización de precios actualmente vigente mediante la introducción de licitaciones para la compra de energía estacional para: (i) descubrir costos/precios en el Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), (II) acotar la volatilidad de precios en dicho Mercado y (III) reducir el riesgo de apartamientos sensiblemente significativos entre los precios spot horarios y los estabilizados.

Que hasta la fecha, la implementación del sistema de estabilización a Distribuidores del precio spot que perciben los generadores opera mediante un ajuste íntegramente expost utilizando como herramienta única el Fondo de Estabilización.

Que el Fondo de Estabilización tiene la naturaleza de un patrimonio de afectación, de origen regulatorio, creado como un fondo de depósitos transitorio de los montos producidos en los meses en los que los resultados derivados de aplicar el sistema de precios spot estabilizados a pagar por los compradores distribuidores, y que se trasladan directamente a los usuarios finales de éstos, arrojan un saldo positivo respecto de los que tienen derecho a percibir los vendedores en el Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados son inversos, este fondo provee los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los productores vendedores.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) administra el Fondo de Estabilización, conforme la regulación dictada e instrucciones impartidas por esta Secretaría, debiendo producir la información de gestión correspondiente y su evolución prevista.

Que, conforme el citado Artículo 36 de la Ley N° 24.065, es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante acto de alcance general, introducir herramientas adicionales para el cálculo del precio spot y variantes en el sistema de estabilización de dicho precio a distribuidores.

Que atendiendo a lo expuesto precedentemente, se considera oportuno introducir, en la definición del precio estacional, un componente de ajuste ex-ante mediante la licitación de compra de energía estacional convocando ofertas del precio spot esperado por los generadores, por volumen determinado de energía en el período correspondiente.

Que, con el objeto de preservar la transparencia en la definición de precios esperados por los agentes privados en el Mercado Spot, las empresas de generación dependientes del ESTADO NACIONAL podrán participar en el Mercado Spot Anticipado sólo como tomadoras del precio que resulte de la correspondiente licitación, lo que las habilita a optar por la obtención de precios fijos previsibles en el período.

Que es oportuno precisar, a los efectos de lo dispuesto por el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336, que la presente no implica modificaciones en la base para el cálculo conforme lo prescripto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 10 de enero de 1994.

Que atendiendo al estado del Fondo de Estabilización, calificado a la fecha como “con recursos en exceso”, y a que las colocaciones de tales recursos quedaron íntegramente pesificadas tras la entrada en vigencia del Decreto Nº 214 del 3 de febrero del 2002, es oportuno y conveniente habilitar su aplicación para adelantar el pago de un porcentaje predefinido del precio spot anticipado, preservando el valor adquisitivo de tales recursos, lo que redunda en beneficio de los usuarios finales de energía eléctrica de todo el país.

Que tal aplicación de los recursos del Fondo de Estabilización respeta la aplicación de dicho patrimonio a la finalidad legal de absorber las diferencias entre el precio que perciben los generadores y el que pagan los distribuidores en el Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que a la vez, es necesario implementar, a través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un mecanismo de Garantía del compromiso de estabilización del precio spot por el volumen de energía en bloque ofertado y adjudicado en el Mercado Spot Anticipado cuanto del de devolución de los montos que se paguen a los Generadores Térmicos para la prefinanciación de combustibles líquidos.

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065 y Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establécese que la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios para el Período Estacional de Invierno mayo/octubre de 2002 se efectuará conforme el procedimiento contenido en el Anexo I de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Los Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) realizarán su declaración de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y de VALORES DE AGUA (VA) para dicho período, según lo reglado por el procedimiento referido en el párrafo precedente.

Artículo 2°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prefinanciar los combustibles líquidos de acuerdo a lo indicado en el Anexo II de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 3°- Autorizase la operatoria de un Mercado Spot Anticipado conforme lo reglado en el Anexo III de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 4°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a sancionar un precio máximo en el Mercado Spot del MEM equivalente al tercer escalón de falla (PESOS DOSCIENTOS CUARENTA POR MEGAVATIO HORA - 240 $/MWh) en cualquier caso en que la máquina de falla convocada resulte de mayor valor cuando un evento que no tenga presunción de obedecer a causas técnicas y/o hechos humanos involuntarios y/o de la naturaleza produzca escasez de oferta en el despacho.

La SECRETARIA DE ENERGÍA comunicará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cuándo un evento deba ser encuadrado dentro de este artículo.

Artículo 5°- Prorrógase hasta el próximo 26 de abril del 2002 el plazo establecido en el numeral 4.5.2.3 - PLAZOS del Capítulo 4 - MERCADO A TERMINO de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, exclusivamente para la presentación de la información correspondiente a renovaciones o nuevos Contratos de Abastecimiento del Mercado a Término por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Artículo 6°- Las disposiciones de la presente resolución serán de aplicación desde la fecha de su publicación hasta la finalización del período estacional de invierno. Transcurrido dicho plazo, todo cuanto se refiera a las garantías de cumplimiento de los compromisos asumidos por los Agentes Generadores tanto por la prefinanciación de combustibles líquidos cuanto por sus ofertas en el Mercado Spot Anticipado.

Suspéndase durante el Período Estacional de Invierno mayo/octubre de 2002 cualquier disposición de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en cuanto se oponga a lo establecido en el presente acto.

Artículo 7°- En el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP) será de aplicación exclusivamente el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8°- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica o, en su defecto, al Señor Director Nacional de Prospectiva de esta SECRETARIA DE ENERGIA, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 9°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I – DECLARACIÓN ESTACIONAL DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

En el despacho del Período Estacional de Invierno los Generadores térmicos realizarán sus declaraciones estacionales de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP), conforme el numeral 6 del Anexo 13, a más tardar el día 17 de abril de 2002, y los Generadores hidroeléctricos realizarán sus declaraciones de VALORES DE AGUA (VA) a más tardar el día 19 de abril de 2002, conforme lo establecido en el Anexo 22 - PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS de “Los Procedimientos”, y estando limitadas al Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) igual al CINCUENTA POR CIENTO (50%). Las ofertas de Importación Spot se deberán realizar en la misma oportunidad que los Generadores térmicos.

Las declaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que realicen los Generadores térmicos en PESOS POR MEGAVATIO HORA ($/MWh), deben acompañarse con un Informe técnico que justifique los valores declarados. El informe incluirá un detalle de la estructura de costos abierta en los siguientes conceptos:

- Costo variable del combustible entregado en la Central.
- Costos variables de mantenimiento.
- Otros costos variables no combustibles.
- Sobrecosto estacional de punta.

Se aclara que en ninguno de los conceptos precedentes se aceptará la inclusión de tasas, contribuciones y/o impuestos dentro de los costos declarados.

En el caso del costo de combustible se deberá incorporar información auditable acerca de cantidades, precios y calidad. Además, se deberá incorporar en el informe qué porcentaje de los precios están

afectados por las variables cuya modificación habilitará las futuras redeclaraciones: precios de referencia calculados de acuerdo a la metodología del Anexo 13 y la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S) de referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil previo al de la apertura de la declaración. Las restantes variables se considerarán constantes durante el período trimestral.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar estadísticamente, los costos de combustibles, costos variables de mantenimiento, y los costos variables no combustibles informados por los generadores. De verificar apartamientos significativos, deberá notificar de los mismos al Generador y a la SECRETARIA DE ENERGIA. El generador deberá, dentro de los dos días hábiles de notificado, justificar ante la SECRETARIA DE ENERGIA tal apartamento, remitiendo copia de la misma simultáneamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de TRES (3) días hábiles el valor aceptado. Transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se acepta el valor informado por el Generador.

2. REDECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

DOS (2) días hábiles antes del día establecido para el envío de los datos para la programación semanal de la primera y tercera semana de cada mes, los generadores cuyos costos variables totales resulten con una variación mínima de MÁS MENOS CINCO POR CIENTO (± 5%) respecto de su última declaración, estarán habilitados a redeclarar sus COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP). En la misma oportunidad quedarán habilitadas las redeclaraciones de VALORES DE AGUA (VA) e importaciones spot.

Establécese que las redeclaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que realicen los Generadores térmicos, de acuerdo a lo establecido en el párrafo precedente, deberán acompañarse con informes técnicos que justifiquen las variaciones de los costos declarados para aquellas variables habilitadas en el presente anexo, incorporando información auditable: El máximo aceptable de ajuste en la redeclaración estará dado por la variación producida en el tipo de cambio y/o el precio de referencia del combustible correspondiente.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar los datos informados por los Generadores y, de verificar inconsistencias y/o apartamientos significativos, las informará inmediatamente al Generador y a la SECRETARIA DE ENERGIA.

De la misma manera que para la DECLARACION ESTACIONAL, la SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de TRES (3) días hábiles el valor aceptado. Hasta tanto se expida la SECRETARIA DE ENERGIA o transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se acepta el valor informado por el Generador.

3. MAXIMOS RECONOCIDOS DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

La SECRETARIA DE ENERGIA, en base a información disponible del mercado de combustibles, informes del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), y otras fuentes de información, podrá fijar ex-post a la declaración o redeclaración de CVP por parte de los agentes, los Máximos Reconocidos que se aceptarán.

En el caso de los Generadores hidráulicos, los Valores de Agua (VA) máximos a declarar y redeclarar estarán limitados al Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) establecido en el Anexo 22 - PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS de “Los Procedimientos”.

Los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados, aplicados para cada unidad generadora según corresponda, serán los que se deberán utilizar para la ejecución del despacho de mínimo costo.

Establécese que, para las máquinas en que no se haya producido la declaración de CVP correspondiente y para las unidades generadoras que operan forzadas por problemas de las redes de transporte o de distribución, el Máximo Reconocido en la operación será el que fije la SECRETARIA DE ENERGIA con posterioridad a la fecha para las declaraciones de CVP, tomando como base el informe estadístico que deberá elaborar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

4. CVP MAXIMO RECONOCIDO PARA LA SANCION DE PRECIOS

El día previo a la habilitación de una declaración o redeclaración de CVP, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), utilizando la tasa de cambio de DOLARES ESTADOUNIDENSES (U$S) de referencia del BCRA del día anterior al de la fecha de cálculo, determinará los valores máximos reconocidos

para la sanción de precios acorde al ANEXO 13 de “Los Procedimientos”. Respecto del precio de referencia del gas se adoptarán las resoluciones que emita el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) al efecto.

La SECRETARIA DE ENERGIA, podrá comunicar valores máximos diferentes a los indicados precedentemente basándose en criterios objetivos.

Las diferencias (con signo positivo) entre el Valor Reconocido de los Costos Variables de Producción para cada máquina térmica y el Precio de Nodo de la máquina en operación, se denominan “Sobrecostos Transitorios de Despacho” y serán incluidas en la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” del Fondo de Estabilización, cuya acumulación mensual será abonada por la demanda, excluida la demanda de bombeo, en función de la energía consumida mensual. La facturación de los montos calculados será realizada conjuntamente con el resto de las transacciones económicas del MEM y sólo en el caso de los Agentes Distribuidores, los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” asignables a su demanda serán incluidos dentro del cálculo del Precio Estacional de cada Distribuidor de igual forma que los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL) y Diferencias por factores de Nodo (DIFFN) para el trimestre subsiguiente.

No se considerará para su acumulación en la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho”, los sobrecostos originados por máquinas generando forzadas por problemas de las redes de transporte o de distribución, los que serán abonados por los causantes de las restricciones que originan dicha operación forzada conforme lo establecido en “Los Procedimientos”.

Durante el período transitorio, se excluirá de la fijación de los Precios de Mercado a toda central hidroeléctrica y/o importación spot que se hubieren despachado, salvo que con su inclusión en el cálculo del Precio de Mercado el mismo resulte inferior.

Las centrales hidroeléctricas despachadas tendrán el mismo tratamiento de reconocimiento de sobrecostos que el aplicado a las unidades térmicas, salvo las que operen forzadas por restricciones aguas abajo, derivando también las diferencias calculadas a la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho”.

Este mismo criterio, reconocimiento de sobrecostos transitorios de despacho, se aplicará a las Importaciones Spot que resulten despachadas.

5. OPERACION DE MAQUINAS CON CVP SUPERIORES AL PRIMER ESCALÓN DE FALLA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo antes de aplicar restricciones en la demanda. El precio spot máximo será de CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (120 $/MWh) en la medida que no resulte necesario aplicar restricciones a la demanda.

Las máquinas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido y las diferencias entre precio de nodo y el costo reconocido serán recaudadas a través de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho”.

ANEXO II - PREFINANCIACIÓN DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

1. REQUERIMIENTO DE ADELANTO DE FONDOS

Habilitase a los agentes generadores térmicos del MEM a solicitar un anticipo de fondos al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) destinado al pago adelantado del combustible líquido previsto a utilizar en cada central, en el período invernal del año 2002, con el compromiso de disponer efectivamente el volumen de combustible líquido declarado para cuya compra se adelantan los fondos.

Dicho anticipo de fondos será realizado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utilizando a tal efecto los recursos que se encuentren disponibles en el Fondo de Estabilización hasta la suma total máxima que en cada oportunidad establezca la SECRETARIA DE ENERGIA.

En caso que el monto total de los anticipos requeridos exceda la suma total máxima establecida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá analizar los volúmenes requeridos por los generadores para cada central y, si se presentaran inconsistencias o dicotomías pronunciadas entre las previsiones de despacho de las unidades involucradas con esos combustibles y los volúmenes cuyo pago se ha solicitado por adelantado, deberá calcular el monto a abonar conforme las previsiones de consumo de combustible previstas por él para el período de invierno establecido.

Si aun así resultara insuficiente el monto máximo autorizado para producir el pago adelantado a todos los generadores que lo hayan requerido, se distribuirán los recursos disponibles en forma proporcional a los costos de los combustibles líquidos consumidos por cada central para un escenario de precios del TREINTA

POR CIENTO (30%) de probabilidad de excedencia de precios de la programación estacional de invierno, valores que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar antes del 10 de abril de 2002.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recibirá antes del 12 de abril de 2002 los pedidos de adelanto de dinero por central, sin que los generadores indiquen volumen, para permitir que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con los precios de la programación, establezca qué fondos se asignarán a cada solicitud.

Una vez confirmados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los fondos reservados para cada generador, cada uno de ellos deberá presentar una declaración jurada de los volúmenes adquiridos para el período de invierno, con el aval del proveedor (auditable), como condición básica para que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquide el adelanto de fondos requeridos y confirmados.

Los costos declarados por central para el combustible líquido adquirido con los recursos adelantados, no podrán ser reajustados hasta tanto se haya efectivamente consumido.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará, antes del 30 de abril de 2002, los fondos asignados para este concepto correspondientes a la primera declaración de combustibles.

Una vez finalizado cada mes del período estacional de invierno, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) descontará de la liquidación de ventas respectiva los montos correspondientes a los volúmenes de combustibles líquidos comprometidos y realmente utilizados en los despachos y redespachos diarios de tal mes en cada central, valorizados al costo en central del combustible declarado para la prefinanciación.

En el mes de octubre de 2002, se realizará el control para determinar si existe un saldo de combustible líquido prefinanciado que no ha sido consumido durante el período 1° de mayo de 2002 al 30 de setiembre de 2002 para cada una de las centrales cuyos generadores requirieron el anticipo de fondos.

De resultar que se adelantó fondos para la adquisición de un volumen de combustibles líquidos por central superior al realmente calculado como consumido conforme los despachos y redespachos diarios, los agentes generadores que presenten esta condición deberán devolver las sumas adelantadas en exceso, valorizando el saldo de combustible líquido no despachado con el costo en central del combustible declarado para la prefinanciación, conjuntamente con el primer vencimiento de la facturación de transacciones económicas que se produzca después del 1° de noviembre de 2002. Dicho monto se ajustará según una tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por las colocaciones financieras que haya realizado durante dicho período el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), la que podrá ser modificada por la SECRETARIA DE ENERGIA.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará en detalle para que los agentes conozcan con anticipación la metodología, las tasas, y las fechas en las que se realizarán las liquidaciones.

2. GARANTIAS

Como garantía de pago por los montos percibidos por un Generador para la prefinanciación de combustibles líquidos éste cede y transfiere al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con destino al Fondo de Estabilización sus créditos por venta de energía en el Mercado Spot del MEM hasta la total satisfacción de los pagos debidos.

En virtud de ello, los generadores que tuvieren cedidos sus créditos en el MEM total o parcialmente, para solicitar la prefinanciación de combustibles líquidos deberán acreditar formalmente ante el OED el acuerdo de sus otros cesionarios para que se dé el primer grado de preferencia a la garantía de pago de los compromisos asumidos por la prefinanciación de combustibles líquidos.

Debe considerarse que los montos que se paguen a los Generadores térmicos con recursos del Fondo de Estabilización constituyen el precio por el que dicho generador cede y transfiere en forma irrevocable, como garantía de pago de los compromisos asumidos al obtener la prefinanciación de combustibles y a favor del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino al Fondo de Estabilización, la totalidad de sus créditos por ventas en el Mercado Spot del MEM, hasta cubrir el total del monto adelantado y no pagado con energía generada con dicho combustible, valuada al precio declarado, durante el período estacional de invierno.

Hasta el total cumplimiento de los compromisos asumidos, las instalaciones de generación asociadas al consumo de los combustibles prefinanciados, en su actuación en conexión con el Sistema Eléctrico y el MEM, quedan afectadas a la garantía. Esto implica que todos los créditos por ventas en el MEM proveniente de tales instalaciones y/o tal punto de conexión quedan afectados a la garantía lo que debe ser tenido en

cuenta por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al administrar las transacciones económicas en el MEM.

El cambio de titularidad de tales instalaciones, por cuanto afectadas a la garantía en la forma precedentemente indicada, sólo se admitirá si el nuevo titular, en forma expresa y formal, se constituye en codeudor solidario, liso y llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de división y excusión, por los compromisos asumidos por el anterior titular por prefinanciación de combustibles líquidos en el MEM, y reconoce expresamente la titularidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino al Fondo de Estabilización, sobre los créditos por venta en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de la energía producida por dichas instalaciones.

No será oponible en el MEM ningún acto jurídico que debilite la garantía constituida mediante la cesión de créditos conforme lo aquí reglado.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adoptará los recaudos necesarios para su debida instrumentación. Los créditos cedidos en garantía conforme la presente resolución norma quedan fuera del patrimonio del cedente y, dado el alcance general de la presente, los deudores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el caso deudores cedidos por los créditos correspondientes, se tienen por notificados con la publicación de las programaciones estacional o semanal según corresponda.

En el caso de ser requerido el despacho de una unidad generadora con el combustible prefinanciado y la misma se encuentre indisponible por falta de tal combustible y salvo causa de fuerza mayor que lo justifique, se considerará que el generador ha incumplido con su compromiso de disponibilidad de combustible acordada y por consiguiente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ejecutará la garantía liquidando a favor del Fondo de Estabilización los montos de los créditos cedidos en garantía hasta el valor total de los anticipos realizados, con más los cargos e intereses financieros correspondientes.

Ratificase que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en su carácter de administrador del Fondo de Estabilización, debe ejercer todas las acciones judiciales o extrajudiciales que sean necesarias para preservar su integridad conforme las normas que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por tanto de considerarlo necesario, podrá requerir garantías adicionales de naturaleza real.

Complementariamente resulta de aplicación lo dispuesto por las Resoluciones ex SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES N° 78 de fecha 12 de setiembre de 1995 y ex SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 del 29 de diciembre de 1995.

ANEXO III - MERCADO SPOT ANTICIPADO

1. ESTABILIZACION DE PRECIOS

Con el objeto de disponer de herramientas adicionales que colaboren en la obtención de un precio estabilizado a ser abonado por los Agentes Distribuidores durante un período de TRES (3) meses según lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se establece un Mercado Spot Anticipado, cuyos resultados participarán en la determinación de los Precios Estacionales a ser aplicados a los distribuidores que adquieren parte o toda su demanda de energía en el Mercado Spot.

Para ello, los precios estacionales se determinarán según una tarifa binómica calculada sobre la base de los siguientes componentes:

Precio de la Energía: Se establece como un promedio ponderado, por la energía que está asociada a cada uno de ellos, entre los siguientes precios:

- El Precio de Referencia de la Energía (PREF) determinado según el apartado 2.4.6.2 - PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES del Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de “Los Procedimientos” conforme las disponibilidades excedentes del Fondo de Estabilización, una vez descontadas las sumas monetarias destinadas a los anticipos y/o prefinanciaciones que establezca la SECRETARIA DE ENERGIA, y
- El Precio Marginal resultante de la Licitación de Compromisos en el Mercado Spot Anticipado que a través del presente procedimiento se pone en vigencia.

Precio de la Potencia para Distribuidores: Se mantiene la operatoria actual definida en el Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de “Los Procedimientos”.

2. MERCADO SPOT ANTICIPADO

Se establece un Mercado Spot Anticipado, conformado a partir de la licitación de Módulos Básicos de Energía (MBE), con vigencia trimestral o mensual, para los cuales los generadores, cogeneradores y

comercializadores de generación podrán ofrecer la producción prevista durante el período trimestral en análisis, la que no deberá estar comprometida en el Mercado a Término, y con las características y condiciones que se detallan más adelante.

A tal efecto, y para cada Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá efectuar una o más licitaciones de Módulos Básicos de Energía (MBE) a ser comprometidos por los Agentes productores y comercializadores de generación en el Mercado Spot Anticipado. El volumen total a concursar de estos MBE deberá representar, con la mayor precisión posible y sin producir distorsiones en el Mercado a Término, la energía prevista abastecer a los agentes distribuidores a precio estacional durante la correspondiente Programación Estacional.

La SECRETARIA DE ENERGIA, de considerarlo oportuno y necesario para cumplir con el objetivo de lograr una tarifa estabilizada trimestralmente, como también que las diferencias que surjan entre aquélla y los precios spot horarios que se sancionen durante dicho período se trasladen y afecten negativamente los costos de la energía eléctrica que deba hacer frente la comunidad en períodos posteriores, establecerá el pago anticipado de un porcentaje de la energía comprometida por los oferentes para cada tipo de compromiso definido y siempre que los Agentes Productores y Comercializadores de Generación presenten los avales y garantías que se establecen específicamente a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Lo establecido en el presente Anexo no implica modificaciones en la base para el cálculo conforme lo prescripto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 10 de enero de 1994 a los efectos del cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336.

2.1. COMPROMISOS EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Se establecen dos tipos de compromisos, los Compromisos Trimestrales y Mensuales por la provisión de los Módulos Básicos de Energía (MBE) señalados.

Estos Compromisos ofertados y aceptados en la barra Mercado, estarán compuestos por Módulos Básicos de Energía Constantes (MBEc), estableciendo un compromiso de entrega de potencia constante durante las bandas horarias de valle, resto y pico de todos los días, y por los Módulos Básicos de Energía Pico (MBEp), o sea un compromiso de entrega de potencia para la banda horaria de pico de todos los días.

A los efectos de las ofertas de precios en el Mercado Spot Anticipado los Módulos Básicos de Energía (MBE), cualquiera sea su tipo (constantes o pico) se definen en UN MEGAVATIO POR HORA (1 MW/h).

La licitación de los compromisos trimestrales y la primera de los compromisos mensuales se producirán previo al comienzo de cada período trimestral en la oportunidad que se define más adelante. Las licitaciones correspondientes a los compromisos mensuales subsiguientes del mismo período, se realizarán TRES (3) días hábiles antes de la fecha de ejecución de la programación semanal de la primera semana de cada mes del período.

2.2. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la mejor estimación posible, incluyendo los aleatorios que considere necesarios, del valor medio por unidad de energía transportada ($/MWh) de la recaudación variable por precios locales (RVPLE) prevista para los meses del trimestre correspondiente, entre cada uno de los nodos del STAT y el Mercado utilizando la base de datos de la programación estacional e informará el mismo, previo a la apertura de la licitación, para la banda horaria de pico y el promedio de las tres bandas horarias para todos los nodos del STAT con generación despachada.

Aquellos oferentes del Mercado Spot Anticipado, cuya generación se encuentre instalada en nodos diferentes del Nodo Mercado, recibirán los ingresos correspondientes al Compromiso en el Mercado Spot Anticipado en la barra de Mercado y se les asignará, con su signo, un cargo por precios locales cuya metodología de cálculo es la especificada en el párrafo precedente.

Los ingresos así obtenidos se incorporarán a la cuenta SALEX correspondiente.

En aquellas horas que se sancione precios locales en un área determinada se considerará que la energía generada en el área cuyas ofertas fueron aceptadas al precio spot anticipado no se verá afectada por la sanción del precio local, ya que aquél le fue reconocido incluyendo un precio local anticipado. El resto de la generación y la demanda percibirá el precio local horario sancionado.

2.3. PRECIOS ORIENTATIVOS

El precio máximo admitido por la SECRETARIA DE ENERGIA, una vez finalizada la licitación, se corresponderá con el costo o riesgo previsto observado en la dispersión de los precios probables a ocurrir durante el período analizado y/o las pérdidas y/o ganancias a que se arriesga al sistema durante dicho lapso y el soporte o financiamiento necesario para cubrirlas con el Fondo de Estabilización.

Por consiguiente, una vez determinado por la SECRETARIA DE ENERGIA el volumen total de energía que aceptará en cada tipo de compromiso (trimestral o mensual), conforme las condiciones señaladas precedentemente, surgirá el Precio Marginal del Mercado Spot Anticipado al que serán aceptadas las ofertas recibidas para cada tipo de compromiso (trimestral o mensual y MBE constante o pico).

Para orientar cuál será el entorno de precios en los cuales se basará la SECRETARIA DE ENERGIA para definir los volúmenes antes indicados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar una simulación de la operación de cada trimestre del período estacional a partir de la cual, deberá determinar los Precios Probables de Mercado (PMPROB) resultantes de tal simulación.

Para ello, con la información de la base de datos estacional vigente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ejecutará la simulación de la operación, con comienzo en el período estacional, utilizando los modelos de optimización, programación y despacho vigentes, considerando a tal efecto la condición de operación prevista (escenario base) en la Programación en evaluación, suponiendo una situación de transporte normal junto con los mantenimientos programados y acordados en la propia Programación Estacional.

Para tal simulación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar los Costos Variables de Producción Estaciónales (CVPE) y Sobrecostos Estacionales de Punta (SCPE) declarados por los agentes, los Valores de Agua resultantes de la aplicación del modelo de optimización vigente y los Máximos Reconocidos establecidos por la SECRETARIA DE ENERGIA.

De la simulación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá los Precios Probables de Mercado (PMPROB), calculados para cada banda horaria “b” y el medio ponderado por la demanda total prevista en cada banda, conforme lo establecido en el punto 2.4.3.3.3 - PRECIOS PROBABLES DE LA ENERGIA del Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de “Los Procedimientos” y para una probabilidad de excedencia del DIEZ POR CIENTO (10%), VEINTICINCO POR CIENTO (25%), CUARENTA POR CIENTO (40%), CINCUENTA POR CIENTO (50%), SETENTA POR CIENTO (70%) y del OCHENTA POR CIENTO (80%), como así también los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” que resulten de la simulación realizada.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGIA, 2 días antes de la ejecución de la licitación de los Compromisos Trimestrales del Mercado Spot Anticipado que se menciona en el punto 4.1 siguiente, los siguientes resultados:

- Los Precios Probables de Mercado (PMPROB) obtenidos.
- Los Sobrecostos Transitorios de Despacho esperados.
- La energía prevista abastecer a precio estacional por banda horaria mensual y trimestral en el Mercado Spot.
- El valor medio ($/MWh) de la recaudación variable por precios locales prevista para cada nodo del STAT con generación despachada.
- Los volúmenes totales y mensuales de Módulos Básicos de Energía constantes (MBEc) y pico (MBEp) calculados en función de dicha energía.
- El despacho de generación previsto para cada una de las máquinas y centrales del MEM.
- La cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBEc y MBEp) que representa la producción prevista de cada una de las centrales de generación dependiente del ESTADO NACIONAL.

3. GARANTIAS PARA LAS OFERTAS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El Agente Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación que participe en una licitación en el Mercado Spot Anticipado (al que se denominará Adjudicatario) y que resulte adjudicatario por volúmenes determinados de MBE del Mercado Spot Anticipado, no podrá asumir compromisos en el Mercado a Término que afecten los asumidos en el Mercado Spot Anticipado. Como garantía de pago de los compromisos asumidos en este último, el Adjudicatario cede y transfiere al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino al Fondo de Estabilización, por el valor de los pagos recibidos con recursos provenientes de dicho fondo, la totalidad de sus créditos en el Mercado Spot del MEM. Los créditos así cedidos serán liquidados directamente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a favor del Fondo de Estabilización.

En virtud de ello, el Agente Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación que tuvieren cedidos sus créditos en el MEM total o parcialmente, para actuar en el Mercado Spot Anticipado deberá acreditar formalmente ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el acuerdo de sus otros

cesionarios para que se dé el primer grado de preferencia a la garantía de pago de los compromisos asumidos en el Mercado Spot Anticipado.

Por los montos adelantados con recursos del Fondo de Estabilización se emitirá una liquidación de venta a favor del Adjudicatario.

En consecuencia, hasta completar la entrega de las unidades físicas vendidas en el Mercado Spot Anticipado y por la parte que hubieren sido abonadas anticipadamente con recursos provenientes del Fondo de Estabilización, no corresponde que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en su carácter de administrador de las transacciones económicas, emita documento alguno a favor del Adjudicatario siendo acreedor de las facturas por ventas de energía el Fondo de Estabilización.

Serán a cargo del Adjudicatario todos los gastos asociados al transporte y demás servicios del MEM en cada momento.

Hasta el total cumplimiento de los compromisos asumidos en el Mercado Spot Anticipado del MEM por un Adjudicatario, las instalaciones de generación correspondiente, en su utilización en conexión con el Sistema Eléctrico y el MEM, quedan afectadas a la garantía. Esto implica que todos los créditos por ventas en el MEM proveniente de tales instalaciones y/o tal punto de conexión quedan afectados a la garantía lo que debe ser tenido en cuenta por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al administrar las transacciones económicas en el MEM. De tratarse de Comercializadores de Generación, el titular de las instalaciones de generación comercializadas debe constituirse expresamente en codeudor solidario, liso y llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de división y excusión, por los compromisos asumidos por el Comercializador Adjudicatario.

Sólo se admitirá el cambio de titularidad de dichas instalaciones si el nuevo titular se constituye en codeudor solidario, liso y llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de división y excusión, por los compromisos asumidos por el anterior titular en el Mercado Spot Anticipado, y reconoce expresamente la titularidad del OED con destino al Fondo de Estabilización sobre los créditos por venta en el Mercado Eléctrico Mayorista de la energía producida por dichas instalaciones.

No será oponible en el MEM ningún acto jurídico que debilite la garantía constituida mediante cesión de créditos conforme lo aquí reglado.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adoptará los recaudos necesarios para su debida instrumentación. Los créditos cedidos en garantía conforme la presente norma, quedan fuera del patrimonio del cedente y dado el alcance general de la presente los deudores del MEM, en el caso deudores cedidos por los créditos correspondientes, se tienen por notificados con la publicación de las programaciones estacional o semanal según corresponda.

Complementariamente resulta de aplicación lo dispuesto por las Resoluciones ex SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES N° 78 del 12 de setiembre de 1995 y ex SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 de diciembre de 1995.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en su carácter de administrador del Fondo de Estabilización, debe ejercer todas las acciones judiciales o extrajudiciales que sean necesarias para preservar su integridad conforme las normas que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por tanto, de considerarlo necesario, podrá requerir garantías adicionales de naturaleza real.

4. LICITACIONES DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

4.1. COMPROMISO TRIMESTRAL

Antes del día 25 del mes anterior al comienzo del período trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar la Licitación del Compromiso Trimestral del Mercado Spot Anticipado, con el objeto de recibir las ofertas de los volúmenes de energía representados por los MBE para el período trimestral.

Los Generadores, Cogeneradores y Comercializadores de generación serán convocados a presentar ofertas, debiendo hacerlas por una cantidad de MBE constantes (MBEc) o MBE pico (MBEp) y para cualquiera de los tipos de compromiso definidos con un precio ofrecido en la barra de Mercado.

Las ofertas deberán satisfacer las siguientes premisas básicas:

1. La o las ofertas de Compromisos deberán ser realizadas por Central de generación.

2. Deberán contener específicamente que tipo compromiso se ofrece (trimestral o mensual), el volumen de MBE que se ofrece según sean ellos constantes o pico (MBEc o MBEp) y el precio para cada uno de ellos.

3. El volumen total de MBE ofertados no deberá superar la energía prevista despachar en la simulación realizada al efecto para la central involucrada, luego de descontar la energía comprometida en el Mercado a Término por la misma.

4. Las ofertas presentadas por Generadores, Cogeneradores y Comercializadores deberán tener carácter de ofertas firmes, adjuntando las correspondientes garantías y/o cesiones que se establecen al efecto.

En el caso de que se produzcan ofertas por volúmenes de MBE que excedan la energía remanente señalada previamente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sólo deberá considerar válido el volumen de MBE que no supere dicha energía remanente y cuyo costo, valorizándolo con los precios ofrecidos, sea mínimo dentro de la propuesta realizada.

Si el oferente no estuviera de acuerdo con esta asignación, deberá formular su rechazo a esta metodología al momento de producir su oferta y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) descartar la oferta si, del control efectuado, surgiera el hecho de excedencia.

A partir de las ofertas recibidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá rechazar aquellas que no satisfagan las condiciones previamente expuestas.

Una vez descartadas las ofertas no válidas, las restantes se clasificarán en función del precio ofertado para el Compromiso licitado (trimestral), por tipo de Módulo Básico de Energía (MBEc o MBEp) y conforme precios crecientes.

Al día siguiente de la Licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y publicará para conocimiento de los Agentes, los resultados así obtenidos indicando para el Compromiso Spot Anticipado, los agentes que han presentado ofertas, las ofertas que han sido rechazadas con su justificación y las consideradas válidas con la siguiente información:

$MBEbk=Precio ofertado por el Agente o Comercializador “k”, para el tipo de módulo “b” (MBEc o MBEp) para la cantidad de Módulos Básicos de Energía MBEbk

$MBEbk=Cantidad de Módulos Básicos de Energía ofrecidos por el Agente o Comercializador “k”, para el tipo de módulo “b” (MBEc o MBEp) asociado al precio $MBEbk

4.2. COMPROMISO MENSUAL

En las fechas que se establecen en el apartado 2.1 precedente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar la Licitación del Compromiso Mensual del Mercado Spot Anticipado, con el objeto de recibir las ofertas de los volúmenes de energía representados por los MBE que no se encuentran comprometidos en el compromiso trimestral.

Con referencia a la Licitación del Compromiso Mensual del Mercado Spot Anticipado correspondiente al primer mes del período trimestral, se deberá entender que no existen MBE comprometidos en la Licitación Trimestral del apartado 3.1. anterior.

Las condiciones a ser satisfechas por los oferentes serán concordantes con las definidas para la Licitación del Compromiso Trimestral, con la salvedad de que los volúmenes de energía posibles de ofertar serán los excedentes de descontar, de los despachos previstos, la energía ya comprometida en el Mercado a Término y en el Mercado Spot Anticipado.

Al día siguiente de la Licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y publicará para conocimiento de los Agentes, los resultados obtenidos de la Licitación indicando los agentes que han presentado ofertas, las ofertas que han sido rechazadas con su justificación y las consideradas válidas de la misma manera que para el caso de la Licitación Trimestral.

5. DETERMINACION DE LOS VOLUMENES DE ENERGIA ACEPTADOS EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Con la información suministrada, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará los volúmenes de Módulos Básicos de Energía (MBE) que serán aceptados y, de considerarlo conveniente, prefinanciados con aportes del Fondo de Estabilización, según las ofertas recibidas, la disponibilidad de dicho Fondo y los riesgos de precios que estime aceptables para el período trimestral en análisis.

Antes del 3° día hábil posterior a la fecha de la publicación del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de los resultados de la licitación, la SECRETARIA DE ENERGIA, mediante comunicación fehaciente del Subsecretario de Energía Eléctrica o del Director Nacional de Prospectiva en su reemplazo, informará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados para cada tipo de Compromiso y Módulo Básico de Energía subastados.

6. PARTICIPACION DE LA GENERACION DEPENDIENTE DEL ESTADO NACIONAL

Conjuntamente con la definición de la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados de la Licitación de Compromisos del Mercado Spot Anticipado, la SECRETARIA DE ENERGIA, informará los Módulos Básicos de Energía (MBE) adicionales que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar como comprometidos por las unidades generadores dependientes del ESTADO NACIONAL.

Para los Compromisos así definidos, serán de aplicación los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado determinados según el punto 7 y lo dispuesto en los apartados 8 y 9 siguientes.

7. ACEPTACION DE COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO y PRECIOS MARGINALES

Una vez definida la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados en la Licitación de Compromisos del Mercado Spot Anticipado por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA conforme el punto 5 precedente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá determinar los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado.

Al día siguiente de recibida la decisión de la SECRETARIA DE ENERGIA, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a los Agentes del MEM lo resuelto por dicha SECRETARIA, los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado y los compromisos ofrecidos y en condiciones de ser aceptados.

Conforme ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá concretar la aceptación de los compromisos ofrecidos por los Agentes Productores y Comercializadores cuyos precios sean menores o iguales a aquéllos y que satisfagan todas y cada una de las condiciones establecidas en el presente Anexo.

Para concretar dicho compromiso y dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) horas de la notificación realizada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cada Agente Productor o Comercializador de generación que resulte con ofertas aceptables según los Precios Marginales determinados, deberá presentar, de tratarse de una oferta de generación térmica, una declaración jurada de haber adquirido los combustibles necesarios para cubrir los Compromisos en el Mercado Spot Anticipado aceptados con generación propia, con un compromiso de adelanto de pago del combustible similar al efectuado en el Mercado Spot Anticipado y con el aval del proveedor.

Dentro de los CINCO (5) días hábiles de recibida la decisión de la SECRETARIA DE ENERGIA, y para dar por cumplimentada la aceptación de los Compromisos del Mercado Spot Anticipado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a todo el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) los compromisos ofrecidos, avalados y aceptados dentro de dicho Mercado.

8. ADELANTO DE FONDOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

La SECRETARIA DE ENERGIA dispone el pago adelantado de los Compromisos del Mercado Spot Anticipado aceptados y concretados, debiendo considerarlo como pago a cuenta de las liquidaciones mensuales que resulten definitivas conforme las Transacciones Económicas que realice el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Se establece que los fondos adelantados deberán ser equivalentes a:

Compromisos Trimestrales: NOVENTA POR CIENTO (90%) de los MBE comprometidos valorizados al Precio Marginal del Mercado Spot Anticipado establecido.

Compromisos Mensuales: CINCUENTA POR CIENTO (50%) de los MBE comprometidos valorizados al Precio Marginal del Mercado Spot Anticipado establecido.

La SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA podrá modificar los porcentajes señalados precedentemente mediante comunicación fehaciente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

El pago adelantado de estas sumas se producirá dentro de los CINCO (5) días hábiles subsiguientes a la concreción y publicación de la aceptación de los Compromisos del Mercado Spot Anticipado conforme lo establecido en punto 7 anterior.

De habérsele asignado un anticipo de fondos para la adquisición de combustibles líquidos a un Agente Productor con Compromisos en el Mercado Spot Anticipado, el mismo deberá demostrar que la generación representada por la suma total de los anticipos asignados por prefinanciamiento de combustibles líquidos y la respaldada a través de la declaración jurada presentada para los Compromisos en el Mercado Spot Anticipado otorgados, no supera la generación prevista en la simulación realizada para el escenario de precios del TREINTA POR CIENTO (30%) de probabilidad de excedencia. De superarse, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá deducir del adelanto de fondos del Mercado Spot Anticipado

lo prefinanciado en exceso, quedando disminuido el volumen de combustibles líquidos prefinanciado al considerárselo incluido en la energía comprometida en el Mercado Spot Anticipado.

9. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES

Durante el período transitorio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá calcular el Precio Estacional (PEST) que corresponde a cada banda horaria “b” para cada Distribuidor “j” en cada trimestre “t” ponderando el Precio de Referencia (PREF) determinado según el apartado 2.4.6.2 del Capítulo 2 de “Los Procedimientos” y los Precios Marginales de los Compromisos Trimestrales del Mercado Spot Anticipado.

10. APLICACION EN LA OPERACION REAL DE LOS COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar diariamente la producción realizada por las unidades generadoras involucradas en cada Compromiso del Mercado Spot Anticipado.

Luego de descontar las obligaciones asumidas en el Mercado a Término, y de resultar la energía generada excedente superior al Compromiso del Mercado Spot Anticipado, el saldo remanente, deducido también el Compromiso asumido, será remunerado al Precio Spot horario en su nodo (PN). En caso contrario, el Agente o Comercializador de Generación correspondiente será considerado adquiriendo la energía faltante para cubrir sus Compromisos del Mercado Spot Anticipado en el Nodo Mercado al Precio de Mercado (PM) horario.

Respecto a las transacciones de potencia, éstas no sufren ninguna modificación y se mantiene la aplicación de lo dispuesto al respecto en “Los Procedimientos”.

En el Documento de Transacciones Económicas (DTE) mensual, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar, para cada Agente Productor o Comercializador de Generación con Compromisos del Mercado Spot Anticipado, los compromisos correspondientes al mes y las diferencias resultantes entre los anticipos realizados y la valorización de la energía del o los compromisos correspondientes. Tales diferencias serán liquidadas, tanto como facturadas las compras que debiera realizar para cumplir con los Compromisos del Mercado Spot Anticipado, conjuntamente con el resto de las Transacciones Económicas del mes.

11. CESION DE COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Durante el período trimestral o mensual que corresponda, los Agentes Productores o Comercializadores de Generación con Compromisos del Mercado Spot Anticipado, podrán transferir dichos compromisos a otros Agentes Productores o Comercializadores de generación que cumplan con los requisitos exigidos en este Anexo y que fueran satisfechos por los titulares originales de dichos compromisos (puntos 3, 4.1 y 7).

Para formalizar tal transferencia, se deberá notificar la misma al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), acampanando la presentación de todas las garantías, avales y declaraciones necesarias a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con una antelación no menor a los 5 días hábiles antes de la entrada en vigencia de la transferencia en cuestión.

Se podrán transferir Compromisos en el Mercado Spot Anticipado por un plazo de UNA (1) o más semanas, ya sea para los MBEc como para los MBEp.

NOTA S.S.E.E. Nº 021 (10 de Abril 2002)

Originada en la SSEE, sin requerimiento de CAMMESA.

Texto:

NOTA SS.EE. Nº 0021

REF: PREFINANCIACIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted de acuerdo a lo establecido en el Apartado 1 - Requerimiento de Adelanto de Fondos del Anexo 2 – PREFINANCIACION DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGIA N0 8 del 5 de Abril de 2002, se comunica que en la oportunidad de la próxima convocatoria del 12 de Abril de 2002 para que los generadores realicen los pedidos de adelanto de dinero

por central con el objeto de prefinanciar la adquisición de combustibles la suma total máxima disponible en el fondo de estabilización para este efecto será de PESOS SETENTA MILLONES ($70.000.000.-).

Solicitamos que, una vez recibidos los pedidos de adelanto de dinero, en forma inmediata y previo a la comunicación a los agentes de los montos aceptados, se informe a esta Subsecretaría de Energía Eléctrica los requerimientos y la asignación prevista a otorgar, para permitir que esta Subsecretaría evalúe eventuales ajustes en la suma total máxima disponible para este objetivo. En el caso que CAMMESA no reciba comunicación en contrario durante el día 15 de abril del 2002, deberá continuar con el procedimiento establecido.

Saludo a usted atentamente.

Ing. BAUTISTA J. MARCHESCHI

SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE LA COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA S.A. (CAMMESA)

Ing. Luís BEURET

NOTA S.S.E.E. Nº 026 (12/04/2002)

Originada en la SSEE, sin requerimiento de CAMMESA.

Texto:

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted a efectos de poner en su conocimiento que debe hacerse extensivo el Anexo II de la Resolución Secretaría de Energía N 8 de fecha 5 de abril del corriente, a las Centrales Térmicas que tienen capacidad de consumo de carbón.

Saludo a usted atentamente.

BAUTISTA J. MARCHESCHI

SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE LA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA S.A. (CAMMESA)

lng. Luís BEURET

NOTA S.S.E.E. Nº 084 (22/04/2002)

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en relación a lo establecido en el Apartado 4.- CVP Máximo Reconocido para la Sanción de Precios del Anexo 1 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N0 8 del 5 de Abril de 2002.

Al respecto, se establece que los valores máximos a ser reconocidos para la sanción de precios durante todo el primer trimestre del periodo estacional de invierno son los Precios de Referencia (PREF) calculados por CAMMESA, sin incluir el 15 % del %CVP, definidos para la convocatoria a declaración de Costos Variables de Producción Estacionales (CVPE) del pasado 17 de abril de 2002.

En el mismo contexto, sólo serán admitidas variaciones en los valores máximos reconocidos para la sanción de precios, de resultar nuevos Precios de Referencia (PREF) inferiores a los señalados precedentemente.

Aclarase que por esta comunicación no se ven afectadas las redeclaraciones de los Costos Variables de Producción a realizar por los agentes generadores como consecuencia de las variaciones de los precios de referencia o el tipo de cambio, como tampoco su reconocimiento según lo dispuesto en la Resolución SE 8/2002.

Saludo a usted atentamente.

Ing. BAUTISTA J. MARCHESCHI

SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE CAMMESA

Ing. Luís A. BEURET

NOTA CAMMESA Nº B-15760-3 (15/04/2002)

Señor Subsecretario de Energía Eléctrica

Ing. Bautista J. MARCHESCHI

Hipólito Irigoyen 250

2° Piso - Of. 218 - Ventanilla 7

1086 – CAPITAL FEDERAL

Ref.: Aplicación Res. SE 08/2002

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a UD. en relación a la aplicación de la Resolución SECRETARIA de ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, con el propósito de poner a vuestra consideración los criterios de implementación que se agregan en el Anexo I.

Sobre el particular, dado lo exiguo del tiempo disponible para las tareas de desarrollo requeridas, agradeceremos nos señalen, antes del próximo 17 de abril, si se considera necesario ajustar alguno de los criterios expuesto.

Sin otro particular, saludamos a UD. con nuestra consideración más distinguida.

ING. LUIS A. BEURET
GERENTE GENERAL

JR: vm

Adjunto: Lo indicado

c.c.: Dirección Nacional de Prospectiva – Ing. Juan MEIRA

ANEXO I - APLICACIÓN DE LA RES. SE 08/2002

CRITERIOS BÁSICOS DEFINIDOS

DECLARACIÓN DE CVP

- Aquellas declaraciones estacionales de costos variables de producción en cuyos informes técnicos se incluyan conceptos expresamente excluidos por la normativa vigente serán consideradas inválidas y serán elevadas junto con el informe técnico a la S.E. para que se expida al respecto.
- Si la declaración estacional de costos variables de producción es realizada sin incluir el informe técnico correspondiente, se considerará en primera instancia como costo total representativo el Precio de Referencia en la central, calculado de acuerdo al Anexo 13 de Los Procedimientos, hasta tanto la S.E. se expida.

DESPACHO Y SANCION DE PRECIOS

- El Despacho y la Sanción de Precios conforme la Res. SE 08/2002, rigen a partir del 01/05/2002, por lo que se adecuará el despacho semanal a esta condición.
- Se establece para cada máquina y tipo de combustible un "CVP Asignado para la Sanción de Precios", definido como el mínimo valor entre el CVP declarado/reconocido según los puntos 2 y 3 del Anexo I de la Res. SE 08/2002 y el CVP Máximo Reconocido conforme la aplicación del punto 4 del mismo Anexo.
- El Precio de Mercado (PM) a sancionar en ningún caso deberá ser inferior al valor máximo de los "CVP Asignados para la Sanción de Precios" de las máquinas despachadas generando sin restricciones en el Despacho de Mínimo Costo (máquinas despachadas a costo marginal).

SOBRECOSTOS TRANSITORIOS DE DESPACHO Y GENERACION FORZADA

- Los "Sobrecostos Transitorios de Despacho" serán abonados por los Demandantes en función de su demanda mensual con independencia del abastecimiento contratado en el Mercado a Término.
- Las máquinas que resulten forzadas en la operación por requerimientos de despacho o razones locales no abastecerán con su energía sus Contratos en el Mercado a Término ni sus compromisos en el Mercado Spot Anticipado.
- El Sobrecosto Total (en $/MWh) de cada máquina en servicio se calculará como la diferencia entre su Valor Reconocido de los Costos Variables de Producción (o Valor de Agua) y el Precio de Nodo.
- Para las máquinas que se encuentran despachadas sin restricciones (a Costo Marginal), este Sobrecosto Total representa el "Sobrecosto Transitorio de Despacho". En consecuencia, la máquina que fija el Costo Marginal Operado (CMO) determina el "Sobrecosto Transitorio de Despacho Máximo".
- Para las máquinas que se encuentren operando forzadas, el Sobrecosto Operativo ($/MWh) se obtendrá como la diferencia positiva entre el Sobrecosto Total y el Sobrecosto Transitorio de Despacho Máximo. Dicho Sobrecosto Operativo se asignará en función de la causa que motivó el forzamiento, de acuerdo a Los Procedimientos.

MERCADO SPOT ANTICIPADO.

- La energía comprometida en los Compromisos del Mercado Spot Anticipado no cubierta con generación propia, será satisfecha con energía valorizada al Precio del Área al que se vincula el Generador, siempre que exista la oferta suficiente, no comprometida, en el nodo y la capacidad de transporte necesaria para su transferencia al Mercado.
- La energía generada para cubrir los Compromisos del Mercado Spot Anticipado y la adquirida con el mismo fin en el Área conforme el punto anterior, abonará el costo de las pérdidas marginales del transporte entre el nodo de producción o el Área según corresponda y la barra Mercado.

Si dicha capacidad de transporte resulta insuficiente para transportar la totalidad de la energía comprometida en el Mercado Spot Anticipado, no existirá prioridad en el uso de la misma, asignándose dicha capacidad en forma proporcional a la energía comprometida en el Mercado Spot Anticipado. Aplicando lo precedente, los generadores deberán adquirir en el Mercado la energía faltante para cumplir sus compromisos en el Mercado Spot Anticipado.

NOTA S.S.E.E. Nº 090 (30/04/2002)

SEÑOR GERENTE GENERAL

Me dirijo a UD. en relación con la aplicación e interpretación de la Res SE 8/2002, con el objeto de comunicarle las decisiones que sobre el particular ha adoptado esta Secretaría:

1. Con referencia a la aplicación de lo establecido en el apartado 3.- "Máximos Reconocidos de Costos Variables de Producción" del Anexo I de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 8 y atento a los costos variables declarados por los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, conforme la desagregación establecida en el apartado 1.- "Declaración Estacional de Costos Variables de Producción" del Anexo I de la Res. SE 8/ 2002 se establece que:

   I.- Los máximos costos variables de combustible entregado en central a reconocer son:

   e) Para los costos variables del Gas Natural entregado en central:

1. Se reconocerá como máximo costo variable de combustible al establecido como Precio de Referencia en Central conforme el Anexo 13 de “Los Procedimientos” y la Res. SE 8/2002.

2. Para los costos variables de Gas Natural en central declarados por los generadores el pasado 17/04/2002 y que superaron el Precio de Referencia indicado en el punto anterior; se establece que, una vez que el ENARGAS modifique los precios de los cuadros tarifarios de las empresas distribuidoras y transportistas de gas natural y si los mismos tuvieren fecha de entrada en vigencia retroactiva; desde el 1° de mayo de 2002 como retroactividad máxima, se reconocerá como máximos costos variables de Gas Natural en Central a los Precios de Referencia en Central que resulten de la aplicación de tales precios según lo establecido en el Anexo 13 de “Los Procedimientos”.

3. De acuerdo a lo indicado en el punto 2 precedente, de producirse sobrecostos superiores a los que se hubieren reconocido conforme la aplicación del punto 1 anterior, las diferencias monetarias que surjan por esta adecuación del máximo costo variable de Gas Natural en central, serán agregadas a la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” y abonada por la demanda de acuerdo a lo reglado en el apartado 4.- “CVP Máximo Reconocido para la Sanción de Precios” del Anexo I de la Res. SE 8/2002.

f) Para el resto de los costos variables de combustible entregado en central declarados (FUEL OIL, GAS OIL, CARBON y COMBUSTIBLE NUCLEAR), se reconocerá como máximo costo variable de combustible entregado en central al calculado como Precio de Referencia en Central conforme el Anexo 13 de “Los Procedimientos” y la Res. SE 8/2002.

II.- Respecto a los máximos costos variables a reconocer por los conceptos “Mantenimiento” y “Otros No Combustibles” y según el agrupamiento para estos ítems de máquinas por tipo y potencia efectuado por CAMMESA en su Informe Provisorio, se establece como máximo costo variable de la suma de ambos al que se indica a continuación:

g) Unidades TG con Potencia (P) < 35 MW: 11,22 $/MWh

h) Unidades TG con Potencia (P) > 35 MW: 9,92 $/MWh

i) Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW: 9,28 $/MWh

j) Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW: 7,10 $/MWh

k) Unidades CC integradas: 8,40 $/MWh

III.- Sólo se aceptarán otros Costos Variables de Producción (Combustible puesto en Central, Mantenimiento, u Otros No Combustibles) superiores a los máximos establecidos precedentemente, en los casos en que el Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador presente un informe técnico, suscrito por una Auditoría Externa y a entera satisfacción de CAMMESA, que demuestre que sus mínimos costos variables resultan por encima de los máximos establecidos en los puntos anteriores.

2. Se establece que la presentación de aquellos acuerdos de comercialización de generación pactados como respaldo de las ofertas para el Mercado Spot Anticipado que pudieren realizar los Comercializadores de Generación habilitados a operar en el MEM, deberá ser efectuada dentro del plazo máximo establecido en el apartado 7.- “Aceptación de Compromisos del Mercado Spot Anticipado y Precios Marginales” del Anexo III de la Res. SE 08/2002 (48 horas hábiles con posterioridad de la comunicación de la aceptación de las ofertas).

3. Se comunica que se aprueban los criterios básicos incluidos en el Anexo I de vuestra Nota B-15760-3 del 15 de abril del 2002.

   En relación a ello, se instruye a CAMMESA para que, en caso de que no se hayan adjuntado a las Declaraciones de Costos Variables de Producción los Informes Técnicos requeridos en el punto 1 del anexo I de la Res. SE 08/2002, y/o no se hayan presentado los mismos como consecuencia de la solicitud formulada por esa Compañía hasta la fecha, se considerará como costo total representativo de las máquinas el Precio de Referencia en la central, calculado de acuerdo al Anexo 13 de Los Procedimientos, y hasta tanto la SECRETARÍA DE ENERGÍA se expida al respecto una vez cumplimentada la entrega del mencionado Informe Técnico y éste mismo haya sido girado para su análisis.

4. Respecto a lo informado por esa Compañía Administradora en su nota B-15794-2 del 30 de abril de 2002, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA no encuentra objeciones para que CAMMESA proceda conforme lo solicitado por los Agentes Generadores señalados en dicha nota.

Asimismo, en lo referente a incluir en el artículo 2, punto 2.4 del Reglamento para Prefinanciación de Combustibles Líquidos, “la valuación conforme las normas contables vigentes para cada clase de activo”, esta Secretaría se expedirá específicamente sobre el particular, una vez que esa Compañía haya remitido el texto de las modificaciones al reglamento propuestas.

5. Conforme lo definido en el Anexo III de la Res. SE 08/2002 y lo informado por CAMMESA en su nota B-015910-4 respecto a los resultados obtenidos de la Licitación del Mercado Spot Anticipado efectuada el 30/04/2002, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA determina que la cantidad máxima de Módulos Básicos de Energía (MBE) y los Precios Marginales de la Licitación (PML) máximos a ser aceptados de los oferentes privados participes de la licitación son:

   I.- Licitación Trimestral (Mayo-Julio/2002):

   l) Módulos Básicos de Energía Constantes (MBEc) DOSCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MEGAVATIOS HORA (257 MW//h) a un Precio Marginal de la Licitación (PML) máximo de TREINTA COMA DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (30,10 $/MWh).

   m) Módulos Básicos de Energía Pico (MBEp) No se acepta ninguna de las ofertas realizadas

   II.- Licitación Mensual (Mayo/2002):

   n) Módulos Básicos de Energía Constantes (MBEc): No se acepta ninguna de las ofertas realizadas

6. Asimismo, en virtud de los rechazos genéricos realizados por algunos Agentes a las Resoluciones de SECRETARIA DE ENERGÍA Nros. 2 y 8 de 2002, CAMMESA deberá informar a esta SECRETARIA DE ENERGÍA toda otra reserva de tipo legal que hasta la fecha hayan formulado los agentes del MEM a raíz de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 8/2002.

7. En relación con la generación dependiente del Estado Nacional (de propiedad total o parcial y entes binacionales) y habida cuenta del desconocimiento de los máximos módulos de energía posibles de ser entregados por las centrales bajo la órbita del Estado, ya que los mismos dependerán de las condiciones hidrológicas y de disponibilidad propias, como así también en atención del objetivo de aportar a la estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista se establece que:

   o) Toda la generación dependiente del Estado Nacional será aportada al Mercado Spot Anticipado con vigencia Trimestral

   p) La remuneración de los módulos efectivamente entregados al finalizar cada mes se calculará como el número de horas del mes multiplicado por el promedio de la potencia entregada fuera de pico valorizada al Precio Marginal máximo determinado para las ofertas de MBEc de la licitación del 30/04/2002, adicionándole la diferencia entre el promedio de potencia entregada en pico menos el promedio de la potencia entregada fuera de pico mencionada precedentemente, multiplicado por las horas de pico del mes y el valor del Precio Marginal máximo determinado para las ofertas de MBEp.

   q) Dado el desconocimiento previo de los módulos efectivamente entregados por la generación dependiente del Estado Nacional, a los Agentes representantes de la misma se les liquidará y abonará la energía aportada al Mercado Spot Anticipado Trimestral en la misma fecha en que hubiese correspondido de haber operado exclusivamente en el Mercado Spot horario, con más los intereses equivalentes al rendimiento medio obtenido de las colocaciones financieras que haya realizado CAMMESA durante dicho período por las sumas administradas del Fondo de Estabilización.

Saludo a usted atentamente.

ALIETO A. GUADAGNI

SECRETARIO DE ENERGÍA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE CAMMESA

Ing. Luis BEURET

S / D

NOTA S.S.E.E. Nº 150 (04/06/2002)

SENOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en relación a la aplicación de la Resolución SECRETARÍA DE ENEGÍA N0 8 dEl 5 de Abril de 2002, con el objeto de comunicarle las decisiones que sobre el particular ha adoptado esta SECRETARÍ A.

Respecto a la aplicación del Apartado 3.- "Máximos Reconocidos de Costos Variables de Producción" del Anexo 1 de la Resolución antes indicada y atento a los costos variables redeclarados por los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) realizada el pasado 28 dc Mayo de 2002, como así también el Informe Estadístico elevado por CAMMESA, esta SECRETARÍA DE ENRRGÍA establece que los máximos costos variables a reconocer como suma de los conceptos "Mantenimiento" y "Otros no Combustibles" son los que se indican a continuación:

r) Unidades TO con Potencia (P)<35 MW:

11,92 $/MWh

s) Unidades TG con Potencia (P)> 35 MW:

10,81 $/MWh

t) Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW:

9,95 $/MWh

u) Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW:

7,96 $/MWh

v) Unidades. CC integradas:

9,37 $/MWh

Saludo a usted atentamente.

Dr. ALIETO A. GUADAGNI

SECRETARIO DE ENERGÍA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE CAMMESA

Ing. Luís A. BEURET

S / D

NOTA S.S.E.E. Nº 208 (23/05/2002)

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en relación a lo establecido en el Apartado 8 - Adelanto de Fondos del Mercado Spot Anticipado del Anexo III de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 8 del 5 de Abril de 2002.

Al respecto, se establece que a partir de la fecha los agentes oferentes en las Licitaciones del Mercado Spot Anticipado podrán optar por recibir el adelanto de fondos en los plazos establecidos en el apartado indicado o, solicitar que el monto respectivo sea liquidado conjuntamente con las transacciones económicas correspondientes a los meses para los cuales asuman dichos compromisos.

De adoptar algún Agente esta última alternativa, deberá señalarlo en su oferta y, de resultar alguno de sus compromisos ofrecidos en condición de ser aceptado, CAMMESA deberá adicionar a la mencionada liquidación y sobre la suma no adelantada un interés equivalente al rendimiento medio obtenido de las colocaciones financieras realizadas por las sumas administradas del Fondo de Estabilización. Tal interés será calculado para el periodo comprendido entre la fecha en que debería haberse hecho efectivo el pago aludido según dicho apartado y la de su efectivo pago.

Por otro lado, en lo que respecta a los adelantos involucrados en la licitación trimestral del Mercado Spot Anticipado realizada el pasado 30 de abril de 2002, esa Administradora deberá ajustarse a lo indicado en el Apartado 8 del Anexo III de la Resolución SECRETARIA. DE ENERGÍA N° 08 del 5 de abril de 2002, particularmente a lo que se refiere al compromiso de abonar dentro de los CINCO (5) días hábiles

subsiguientes a la concreción y publicación de la aceptación de los Compromisos del Mercado Spot Anticipado".

Si por motivos diversos, ajenos a la responsabilidad del Agente beneficiario, la entrega de los adelantos correspondientes no se hubiere producido dentro de tal plazo, a partir del vencimiento del mismo CAMMESA deberá reconocer un interés equivalente al de las colocaciones financieras que se hubiesen obtenido por las sumas comprometidas.

Saludo a usted atentamente.

Ing. BAUTISTA J. MARCHESCHI

SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE CAMMESA

Ing. Luís A. BEURET

S / D

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE ECONOMÍA N° 38/2002

Publicación Boletín Oficial N° 29874 del 10/04/02

BUENOS AIRES, 9 DE ABRIL DE 2002.

VISTO lo dispuesto por la Ley Nº 25.561, en sus artículos 1°, 8°, 9° y 10, lo establecido por los Decretos Nros. 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que la citada ley ha establecido la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando facultades en el PODER EJECUTIVO NACIONAL hasta el 10 de diciembre de 2003.

Que como consecuencia de esa disposición ha resuelto dejar sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares estadounidenses u otras monedas extranjeras en los precios y tarifas de los servicios públicos en jurisdicción de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL. Asimismo ha dispuesto que cese cualquier cláusula o mecanismo indexatorio en los referidos servicios.

Que también, y como consecuencia de ello, ha autorizado al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en esa medida.

Que por Decretos Nº 293/2002 y Nº 370/2002 el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha encomendado esa tarea a este Ministerio, otorgándole amplias facultades en el cumplimiento de ese cometido.

Que las actividades de renegociación de los contratos de concesión, licencias y otras figuras de prestación de los servicios públicos en cabeza del ESTADO NACIONAL, implican la eventual toma de decisiones respecto de aquéllas.

Que los organismos reguladores de los respectivos servicios públicos vienen desarrollando tareas que les competen de acuerdo con las normas que los rigen, entre ellas revisiones tarifarías y otras decisiones que afectan directa o indirectamente precios y tarifas de los servicios.

Que resulta conveniente evitar que esas decisiones se produzcan en tanto se desarrolla el proceso de renegociación dispuesto por la precitada Ley N° 25.561.

Que los organismos reguladores deben seguir cumpliendo con sus facultades en todo aquello que no se encuentre vinculado con el proceso referido.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado de la presente medida surgen del artículo 1° del Decreto N° 370/2002.

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Disponedse, en el marco de lo establecido en los artículos 1°, 8°, 9° y 10 de la Ley N° 25.561 y el Decreto Nº 293 de fecha 12 de febrero de 2002, que los Organismos Centralizados, Descentralizados y Desconcentrados de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL, incluyendo a los Organismos de Regulación y Control, alcanzados por las disposiciones anteriormente citadas, deberán abstenerse de adoptar cualquier decisión o ejecutar acciones que afecten directa o indirectamente los precios y tarifas de los servicios públicos sometidos a su ámbito de competencia, haciendo observar el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 8° y 10 de la Ley Nº 25.561.

Artículo 2°- Los Organismos comprendidos en el artículo 1° deberán interrumpir los procesos de revisión tarifaria, o cualquier otro mecanismo de fijación de precios y tarifas, en los casos que se encontraran en curso, en virtud de las normas aplicables.

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Jorge Remes Lenicov.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 9/02

Publicación Boletín Oficial N° 29875 del 11/04/02

BUENOS AIRES, 8 DE ABRIL DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 751-001904/2001 del Registro del ex-MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y CONSIDERANDO:

Que la ASOCIACION DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ACEERA) ha solicitado la modificación de la normativa vigente, de manera tal que se permita la operatoria del Comercializador por sí y por cuenta y orden de terceros.

Que el inciso b) del Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 establece como uno de los objetivos promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que el inciso f) del Artículo 2º de la Ley Nº 24.065 establece como otro de los objetivos alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Que el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 estableció entre sus Considerandos:

w) Que ya mediante la Ley Nº 15.536 se calificó a la energía eléctrica como cosa y a su compraventa mayorista como acto comercial,

x) Que, en consecuencia, la comercialización mayorista de energía eléctrica está sujeta en general a las leyes y códigos comunes y en particular a las disposiciones específicas emergentes del Marco Regulatorio Eléctrico,

y) Que, en dicho marco, admitir la participación en el comercio mayorista de energía eléctrica de la más amplia cantidad de interesados es plenamente compatible con el principio de competencia, a la vez que constituye un estímulo para las inversiones en el sector,

z) Que, por otra parte, es mediante su mismo funcionamiento que el mercado está encontrando y desarrollando nuevas formas de comercialización a las que cabe dar adecuado cauce desde las atribuciones regulatorias del ESTADO NACIONAL con el fin de permitir el desarrollo de las alternativas que genera por su dinamismo intrínseco.

Que el Artículo 14 de la Ley Nº 24.076 define como Comercializador de gas natural a quien compra y vende el producto por cuenta de terceros.

Que el Artículo 1º de la Resolución ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Nº 478 del 18 de julio de 1997 estableció que el Comercializador de gas natural puede actuar por sí o por cuenta y orden de terceros.

Que la interrelación de los mercados de gas natural y de energía eléctrica aconseja la aplicación de reglas de juego similares que no limiten el libre ejercicio del comercio y el estímulo de la competencia mientras no violen las normas que regulan el comercio en general.

Que el Código de Comercio define en su Título II la figura de Mandatario estableciendo que la operatoria de éste consiste en administrar un negocio en nombre del mandante.

Que la figura del Mandatario da satisfacción a lo peticionado por el solicitante.

Que la participación de los Comercializadores ha impulsado el desarrollo de proyectos de integración regional con las ventajas que tal circunstancia implica desde el punto de vista de la complementación de los sistemas eléctricos y su optimización, razón por la cual se considera conveniente no limitar su actividad en tanto ésta quede encuadrada en las normas vigentes.

Que el texto del Anexo 32 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, no tiene en cuenta todas las modalidades operativas posibles del Comercializador, razón por la cual se considera conveniente ajustar los términos del citado Anexo a fin de salvar estas limitaciones.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado intervención a los efectos de su competencia.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de las facultades otorgadas por la Ley Nº 24.065, el Decreto Nº 186 de fecha 27 de julio de 1995 y la Resolución

ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus normas modificatorias y complementarias.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituyese el “Anexo 32: Comercializadores del Mercado Eléctrico Mayorista”, de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, por el texto del Anexo I que con idéntica denominación forma parte del presente acto.

Artículo 2º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 10/02

Publicación Boletín Oficial N° 29875 del 11/04/02

BUENOS AIRES, 8 DE ABRIL DE 2002

VISTO el Expediente Nº 751-004547/2001 del Registro del ex MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dependiente del entonces MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA Nº 414 del 19 de diciembre de 2001 se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cuyas funciones están a cargo de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), para que realice un despacho del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) que privilegie la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dio causa a tal Resolución la necesidad de adoptar medidas preventivas sobre el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y el despacho de generación dada la situación de emergencia para la seguridad pública considerada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL al disponer el Estado de Sitio mediante Decreto Nº 1678 del 19 de diciembre de 2001.

Que desde entonces no se han producido eventos del tipo que se procuró prevenir por lo que se considera oportuno instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que vuelva a realizar el despacho acorde con “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que no obstante lo precedente, se considera conveniente habilitar al mencionado Organismo para que efectúe un despacho que privilegie la antes aludida seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en el caso de riesgos inminentes a la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en el caso de riesgos inminentes a la seguridad operativa del sistema o si le fuese comunicada la necesidad de resguardar la seguridad pública.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEL MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), para que vuelva a realizar el despacho acorde con “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Habilitase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que actúe conforme lo establecido por los Artículos 1º y 2º de la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dependiente del entonces MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA Nº 414 del 19 de diciembre de 2001, en el área involucrada, en el caso de:

aa) detectar en la coordinación de la operación inminente peligro para la seguridad de abastecimiento del Sistema, o ,

bb) identificar un área importadora conformada por más de UNA (1) región eléctrica que pueda verse afectada ante una contingencia simple que las lleve a la interrupción total del servicio eléctrico, o

cc) recibir del Señor Subsecretario de Energía Eléctrica o del Señor Director Nacional de Prospectiva de esta SECRETARIA DE ENERGIA la comunicación de la existencia de una situación de riesgo cierto para la seguridad pública.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE ECONOMÍA 53/02

Publicación Boletín Oficial N° 29878 del 16/04/02

BUENOS AIRES, 15 DE ABRIL DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0159953/2002, del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y lo dispuesto por la Ley Nº 25.561, en sus Artículos 1°, 8°, 9° y 10, lo establecido por los Decretos N° 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y Nº 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y la Resolución MINISTERIO DE ECONOMIA N° 38 del 9 de abril de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que este Ministerio ha dictado la Resolución Nº 38 de fecha 9 de abril de 2002, por la que se instruye a los Organismos Centralizados, Descentralizados y Desconcentrados de la ADMINISTRACION PUBLICA NACIONAL, incluyendo a los Organismos de Regulación y Control abstenerse de adoptar cualquier decisión o ejecutar acciones que afecten directa o indirectamente los precios y tarifas de los servicios públicos sometidos a su ámbito de competencia.

Que el objetivo de la citada Resolución, como se expresa en sus fundamentos, es asegurar el cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 8°, 9° y 10 de la Ley Nº 25.561, en cuanto a la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y a la prohibición de aplicar cláusulas de ajuste en dólares estadounidenses o en otras divisas extranjeras, y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio contenidos en los contratos de concesión o licencia.

Que en caso de los Marcos Regulatorios establecidos para la Energía Eléctrica (Ley Nº 24.065) y el Gas Natural (Ley Nº 24.076) se prevén ajustes por variaciones estacionales en los precios de los insumos energéticos que responden a circunstancias objetivas, ajenas a la voluntad de los prestadores, diferenciables de las aludidas en el párrafo precedente.

Que dichos ajustes estacionales no están comprendidos dentro del proceso de renegociación tarifaria a cargo de este Ministerio y resultan fundamentales para asegurar el normal abastecimiento a la comunidad.

Que asimismo, recientemente la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución Nº 8 del 5 de abril de 2002, cuyos considerandos exponen claramente la necesidad y oportunidad de su dictado, por lo que es conveniente precisar que en nada queda afectada por lo dispuesto en la Resolución MINISTERIO DE ECONOMIA Nº 38 de fecha 9 de abril de 2002.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado de la presente medida surgen del Artículo 1° del Decreto Nº 370/2002.

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aclarar que lo dispuesto por la Resolución MINISTERIO DE ECONOMIA Nº 38 del 9 de abril de 2002 no alcanza a los ajustes estacionales que define la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente de este Ministerio en el marco de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 y su reglamentación, y los ajustes por variaciones estacionales en el precio de gas comprado por las Licenciatarias de Distribución de Gas fijados de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 38 inciso c) de la Ley Nº 24.076 y su reglamentación que define el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

Artículo 2º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Jorge Remes Lenicov.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 33/02

Publicación Boletín Oficial N° 29882 del 22/04/02

BUENOS AIRES, 17 DE ABRIL DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 751-000367/2002 del Registro del ex MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA y la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que en la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 se definió la necesidad de implementar, a través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), un mecanismo de garantía del compromiso de devolución de los montos que se paguen a los Generadores Térmicos para la prefinanciación de combustibles líquidos, cuanto del compromiso de estabilización del precio spot por el volumen de energía en bloque ofertado y adjudicado en el Mercado Spot Anticipado.

Que en orden a lo precedente se estableció que los Actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que asuman los referidos compromisos cedan, como garantía de pago, la totalidad de sus créditos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que cabe precisar que la cesión fiduciaria de tales créditos mediante la constitución de un fideicomiso en los términos y condiciones previstos en la Ley Nº 24.441, da cumplimiento al otorgamiento de las aludidas garantías mediante cesión de créditos, requeridas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA 8 del 5 de abril de 2002.

Que atento los breves plazos en los que deben completarse los procedimientos previstos en la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de abril de 2002 es oportuno y conveniente aclarar que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) requerirá garantías reales al Adjudicatario en el Mercado Spot Anticipado o al Generador Térmico que ha solicitado la prefinanciación de combustibles líquidos, en aquellos casos en que las previsiones de despacho durante el corriente año, del Generador correspondiente, no reflejen ingresos suficientes por créditos en el mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, por otra parte, corresponde subsanar el error material por misión involuntaria contenido en el primer párrafo del Artículo 6° de la versión publicada, en el Boletín Oficial Nº 29.873 del 9 de abril de 2002, de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Que las atribuciones para el dictado de la presente surgen de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aclarase que se da cumplimiento al otorgamiento de las garantías previstas en el punto 2. GARANTIAS del Anexo II “Prefinanciación de Combustibles Líquidos” y en el punto 3. GARANTIAS del Anexo III “Mercado Spot Anticipado” de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril de 2002, mediante la suscripción por el Generador Térmico que ha solicitado la prefinanciación de combustibles líquidos o por el Adjudicatario en el Mercado Spot Anticipado, de un fideicomiso de garantía en los términos y condiciones previstos en la Ley Nº 24.441, haciendo cesión fiduciaria a favor del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino al Fondo de Estabilización, de la totalidad de los créditos, actuales y futuros que le correspondan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 2°- Aclarase que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) requerirá garantía reales al Generador Térmico que ha solicitado la prefinanciación de combustibles líquidos o al Adjudicatario en el Mercado Spot Anticipado, en aquellos casos en que las previsiones de despacho del corriente año para el Generador correspondiente no reflejen ingresos suficientes por créditos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Artículo 3°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), dentro de las SETENTA Y DOS (72) horas de notificada la presente, presentará a esta SECRETARIA DE ENERGIA los reglamentos de detalle a que quedarán sujetos, en los aspectos administrativos y comerciales, los Agentes Generadores Térmicos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que soliciten anticipo para la prefinanciación de combustible líquido conforme lo previsto en el Anexo II de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril 2002 y los Adjudicatarios en el Mercado Spot anticipado conforme lo previsto en el Anexo III de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril 2002.

Cada reglamento se considerará aprobado de no haber sido observado por esta SECRETARIA DE ENERGIA o por alguna de sus dependencias identificadas en el Artículo 8° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 de abril de 2002 en un plazo máximo de TRES (3) días hábiles contados a partir de la fecha de presentación ante esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 4°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuyas funciones están en cabeza de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), no transferirá los recursos asignados al Agente Generador Térmico que solicite anticipo para la prefinanciación de combustibles o no pagará al Adjudicatario en el Mercado Spot Anticipado sin que previamente éste acepte los términos del correspondiente reglamento a que se alude en el artículo precedente. La aceptación debe hacerse en forma expresa, mediante instrumento firmado por apoderado con facultades suficientes debiendo tanto la identidad del firmante como sus atribuciones constar certificados por escribano público.

Artículo 5°- El texto completo del primer párrafo del Artículo 6° de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 es el que se transcribe a continuación.

“Artículo 6°- Las disposiciones de la presente resolución serán de aplicación desde la fecha de su publicación, en el Boletín Oficial, hasta la finalización del período estacional de invierno. Transcurrido dicho plazo, todo cuanto se refiera a las garantías de cumplimiento de los compromisos sumidos por los Agentes Generadores tanto por la prefinanciación de combustibles líquidos cuanto por sus ofertas en el Mercado Spot Anticipado mantiene su plena vigencia”.

Artículo 6°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA).

Artículo 7°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 41/02

Publicación Boletín Oficial N° 29885 del 25/04/02

BUENOS AIRES, 19 DE ABRIL DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 750-002138/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y CONSIDERANDO:

Que mediante su Nota Nº B-15359-1 del 4 de marzo de 2002, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha solicitado la prórroga del préstamo otorgado mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 25 de abril de 2000, Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 184 del 7 de julio de 2000 y Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 20 del 29 de septiembre de 2000 y sus modificatorias, destinado a implementar un mecanismo transitorio “ad hoc” para el sostenimiento sin distorsiones de la estabilización de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), así como un nuevo aporte destinado al enfrentar los pagos futuros por un monto de PESOS TRESCIENTOS MIL ($ 300.000,00).

Que dicho mecanismo tenía por objeto aportar el monto que resultare necesario para el cumplimiento de las medidas cautelares decretadas en las causas “ELECTRICIDAD DE MISIONES SOCIEDAD ANONIMA c/SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION s/ACCION DE AMPARO” y otras.

Que en dichas resoluciones se dispuso efectivizar tal préstamo mediante aportes desde el FONDO UNIFICADO creado por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065.

Que por otra parte, en razón de las disposiciones de la Ley Nº 24.954, que determinó la asignación de los excedentes provenientes del Aprovechamiento Hidroeléctrico de Salto Grande a las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, a partir del día 5 de febrero de 2002 el CIEN POR CIEN (100%) de dichos excedentes se destinan a dichas Provincias y no concurren ya a solventar el FONDO UNIFICADO creado por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065.

Que por tales motivos no resulta previsible el ingreso a dicho FONDO UNIFICADO de montos que permitan efectuar el incremento del préstamo solicitado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en la nota antes referida.

Que por otra parte, existen disponibles en las cuentas administradas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) montos por liquidar atribuibles a dicho FONDO UNIFICADO correspondientes a transacciones de meses anteriores a febrero de 2002.

Que en tales condiciones resulta posible asignar al sostenimiento de dicho mecanismo transitorio “ad hoc” parte de dichos montos por liquidar.

Que en cualquier caso dicha asignación deberá respetar los criterios establecidos en la Ley N° 24.954, preservando el OCHENTA POR CIENTO (80%) de los excedentes provenientes del Aprovechamiento Hidroeléctrico de Salto Grande a los efectos de su remisión a las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, tal como se contempla en ese texto legal.

Que, a su vez, el Artículo 2° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA N° 257 de fecha 19 de diciembre de 2000 estableció que el monto remanente y los intereses acumulados del aporte efectuado desde el FONDO UNIFICADO fuesen reintegrados a la tasa media mensual obtenida en el período correspondiente por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en sus colocaciones a plazo fijo de los recursos existentes en los fondos que administra, computados desde la efectivización del mencionado aporte.

Que el Artículo 3° de la citada Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA N° 257 del 19 de diciembre de 2000 se dispuso que el monto resultante de lo referido en el Artículo 2° citado en el considerando precedente debía ser reembolsado el día 1° de abril de 2001, salvo que la medida cautelar decretada en la causa “ELECTRICIDAD DE MISIONES SOCIEDAD ANONIMA (EMSA) c/SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION S/ACCION DE AMPARO” perdiera vigencia antes de la fecha indicada, en cuyo caso el reembolso debería efectuarse en la fecha de vencimiento inmediato posterior de las transacciones económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 11 del 27 de marzo de 2001 modificó el Artículo 3° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 257 del 19 de diciembre de 2000, prorrogando la fecha tope para el reembolso del 1° de abril de 2001 al 31 de julio de 2001, atendiendo que a la fecha de su firma la medida cautelar referida mantenía su vigencia.

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 139 del 31 de julio de 2001 modificó el Artículo 3° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 257 del 19 de diciembre de 2000, prorrogando la fecha tope para el reembolso del 31 de julio de 2001 al 30 de noviembre de 2001, atendiendo que a la fecha de su firma la medida cautelar referida mantenía su vigencia.

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 380 del 26 de noviembre de 2001 modificó el Artículo 3° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 257 del 19 de diciembre de 2000, prorrogando la fecha tope para el reembolso del 30 de noviembre de 2001 al 10 de abril de 2002, atendiendo que a la fecha de su firma la medida cautelar referida mantenía su vigencia.

Que dado que la citada medida cautelar aún se mantiene vigente resulta conveniente prorrogar la fecha de reembolso prevista en el Artículo 3° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA N° 257 del 19 de diciembre de 2000 y modifica según se indica en los considerandos precedentes, hasta el 10 de diciembre de 2002.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tenido la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en los Artículos 36 y 37 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Sustituyese el Artículo 3° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA N° 257 del 19 de diciembre de 2000 por el siguiente texto:

"ARTICULO 3°- El monto resultante de lo aludido en el artículo precedente deberá ser totalmente reembolsado el 10 de diciembre de 2002

Si antes de la fecha prevista en el párrafo precedente pierde vigencia la medida cautelar decretada en la causa "ELECTRICIDAD DE MISIONES SOCIEDAD ANONIMA (EMSA) c/SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION s/ACCION DE AMPARO", los recursos del aporte especial del FONDO UNIFICADO previstos en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 25 de abril de 2000 vinculados a su cumplimiento, con más sus intereses compensatorios, deberán ser reintegrados en la fecha de vencimiento inmediato posterior de las transacciones económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)".

ARTICULO 2°- Autorizase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a retener en concepto de préstamo y de los montos atribuibles al FONDO UNIFICADO creado por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065 existente sin liquidar correspondientes a transacciones de meses anteriores a febrero de 2002, la suma de PESOS TRESCIENTOS MIL ($ 300.000,00).

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá efectuar dicha retención respetando el criterio de asignación de los excedentes del Aprovechamiento de Salto Grande dispuesto por la Ley Nº 24.954 para las transacciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) previas al 5 de febrero de 2002.

A esos efectos deberá limitar el monto autorizado para la retención al resultante de preservar el OCHENTA POR CIENTO (80%) de los excedentes antes referidos para su oportuna remisión a las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES.

ARTICULO 3°- El préstamo autorizado mediante el artículo precedente se destinará en su totalidad a incrementar el monto administrado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y destinado al funcionamiento del mecanismo transitorio "ad hoc" para el sostenimiento sin distorsiones de la estabilización de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), implementado mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 184 del 7 de julio de 2000 y Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 20 del 29 de septiembre de 2000.

ARTICULO 4°- Las condiciones para el reintegro del préstamo autorizado mediante el artículo 2° del presente acto serán aquellas previstas en el Artículo 2° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 257 del 19 de diciembre de 2000.

ARTICULO 5°- La oportunidad de la devolución del préstamo dispuesto por el artículo 2° del presente acto será la indicada en el Artículo 3° de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA N° 257 del 19 de diciembre de 2000, con las modificaciones incorporadas en el artículo 1° del presente acto.

ARTICULO 6°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 7°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 75/02

Publicación Boletín Oficial N° 29900 del 17/05/02

BUENOS AIRES, 30 DE ABRIL DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0162513/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) con los ajustes derivados de la aplicación de las Resoluciones Nº 2 del 14 de marzo de 2002 y Nº 8 del 5 de abril de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que conviene aplicar los precios correspondientes a una probabilidad de excedencia del NOVENTA Y NUEVE POR CIENTO (99%) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y una probabilidad de excedencia del OCHENTA POR CIENTO (80%) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, las Resoluciones Nº 2 del 14 de marzo del 2002, Nº 8 del 5 de abril de 2002 y Nº 33 del 17 de abril de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA y las Resoluciones Nº 38 del 9 de abril de 2002 y N° 53 del 15 de abril de 2002 del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de octubre de 2002.

Artículo 2°- Establécense los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002:

a) Precio de:

I) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): UN MIL NOVECIENTOS TRECE PESOS POR MEGAVATIO- MES (1.913 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): CINCO PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (5,00 $/MW-hrp)

II) la Potencia Despachada por Confiabilidad (PMESCONF): UN MIL NOVECIENTOS TRECE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.913 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRCONF): CINCO PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (5,00 $/MW-hrp)

III) la Reserva de Potencia (PESTRES): NOVECIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS POR MEGAVATIO- MES (975 $/MW-mes).

IV) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: DOSCIENTOS OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO-MES (288 $/MW-mes).

UNIFON: MENOS CUATROCIENTOS TRES PESOS POR MEGAVATIO-MES (-403 $/MW-mes).

UNISAL: Los valores se incluyen como Anexo I del presente acto.

V) los Servicios de Reserva Instantánea: PESTSRI: DOS PESOS POR MEGAVATIO-MES (2 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

I) en horas de pico: VEINTIDOS PESOS CON SETENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (22,79 $/MWh).

II) en horas restantes: VEINTIUN PESOS CON OCHENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (21,89 $/MWh).

III) en horas de valle: VEINTE PESOS CON VEINTIDOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (20,22 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

I) en horas de pico: CUARENTA Y CINCO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,45 $/ MWh).

II) en horas restantes: VEINTISIETE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,27 $/MWh).

III) en horas de valle: DOCE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,12 $/MWh).

Artículo 3°- Establécese que los Factores de Nodo Estabilizados Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores con Factores de Nodo Estabilizados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, son los que se incluyen en el Anexo II del presente acto.

Artículo 4°- Establécese que los Factores de Nodo Estacionales Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores sin Factores de Nodo Estabilizados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, son los que se incluyen en el Anexo III del presente acto.

Artículo 5°- Establécese que el sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor con Factores de Nodo Estabilizados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, es el indicado en el Anexo IV del presente acto.

Artículo 6°- Establécese que el sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor sin Factores de Nodo Estabilizados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, es el indicado en el Anexo V del presente acto.

Artículo 7°- Establécese que el sobrecosto por Precios Locales a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, es el indicado en el Anexo VI del presente acto.

Artículo 8°- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), indicados en la Resolución N° 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2° de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo VII del presente acto.

Artículo 9°- Establécense los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002:

a) Precio de:

I) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): UN MIL NOVECIENTOS TRECE PESOS POR MEGAVATIO- MES (1.913 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): CINCO PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (5,00 $/MW-hrp).

II) la Potencia Despachada por Confiabilidad (PMESCONF): UN MIL NOVECIENTOS TRECE PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.913 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRCONF): CINCO PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (5,00 $/MW-hrp)

III) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL SETECIENTOS NOVENTA Y TRES PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.793 $/MW-mes)

IV) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO CUARENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO-MES (148 $/MW-mes).

UNIFON: TRESCIENTOS CATORCE PESOS POR MEGAVATIO-MES (314 $/MW-mes).

UNISAL: CINCO PESOS CON CATORCE CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (5,14 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

I) en horas de pico: DIECIOCHO PESOS CON SESENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (18,62 $/MWh).

II) en horas restantes: CATORCE PESOS CON NOVENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (14,99 $/MWh).

III) en horas de valle: ONCE PESOS CON NOVENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (11,95 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

I) en horas de pico: SESENTA Y CINCO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,65 $/MWh).

II) en horas restantes: CUARENTA Y OCHO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,48 $/MWh).

III) en horas de valle: TREINTA Y SEIS CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,36 $/MWh).

Artículo 10.- Establécese que los Factores de Nodo Estacionales Equivalentes a aplicar en el cálculo de precios a Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) en el período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, son los que se incluyen como Anexo VIII del presente acto.

Artículo 11.- Establécese que el sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002, es el indicado en el Anexo IX del presente acto.

Artículo 12.- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($ POTREF) en el Mercado y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución N° 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 9° de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo X del presente acto.

Artículo 13.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 101/02

Publicación Boletín Oficial N° 29900 del 17/05/02

BUENOS AIRES, 14 DE MAYO DE 2002.

VISTO el Expediente S01:0152060/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y CONSIDERANDO:

Que en el mes de diciembre de 2001 se puso de manifiesto una profunda crisis en el sistema financiero que generó, como es de público y notorio conocimiento, una severa afectación de la operatoria bancaria, falta de liquidez en la economía y una acentuación en la limitación del acceso al crédito que se venía experimentando.

Que la mentada situación dio causa a una generalizada y severa dificultad para el cumplimiento oportuno de las obligaciones de pago contraídas por los Agentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento en los meses de diciembre de 2001, enero y febrero de 2002.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a cuyo cargo están las funciones del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), mediante distintas notas obrantes en estas actuaciones con la correspondiente documentación de respaldo, comunicó lo anterior así como los reclamos presentados por los Agentes afectados.

Que dado la excepcional situación descripta, y, a efectos de propender la cancelación de aquellas deudas que reconozcan como causa eficiente la mora de los Agentes en el pago de sus obligaciones, resulta menester convocar a aquellos Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuyas acreencias u obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002 se encuentren cumplidas total o parcialmente fuera de término.

Que la mentada convocatoria persigue que los Agentes individualmente o bien agrupados en sus respectivas Asociaciones con facultad suficiente para ese fin, puedan acordar, a modo de excepción, los efectos económicos de la mora y su cancelación.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 35 párrafo tercero de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a convocar, dentro del término de TREINTA (30) días, a aquellos Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuyas acreencias u obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002 se encuentren cumplidas total o parcialmente fuera de término, con el objeto de que éstos puedan acordar, a modo de excepción a lo establecido en el Numeral 5.5 del Capítulo 5 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, los efectos económicos de la mora y su cancelación.

ARTICULO 2°- Establécese que los Agentes comprendidos en el artículo anterior y/o las Asociaciones que los nuclean, con facultades suficientes para ese fin, procurarán arribar a un acuerdo dentro del término de TREINTA (30) días computados a partir de la fecha que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) establezca como de inicio para la celebración de las negociaciones.

ARTICULO 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 106/02

Publicación Boletín Oficial N° 29899 del 16/05/02

BUENOS AIRES, 14 DE MAYO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 751-004379/2001 del Registro del ex-MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA) ha requerido a esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante su nota de fecha 6 de diciembre de 2001, la adecuación de los contenidos del Anexo 4 - CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA- de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) de los “Procedimientos para la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados como Anexo I por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, sus modificatorias y ampliatorias, a efectos de habilitar el uso momentáneo de la reserva de reactivo de que dispone el sistema ante condiciones de emergencia en los sistemas de distribución.

Que resulta conveniente adecuar las señales económicas relativas a la gestión de la potencia reactiva en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a recibir por los Agentes consumidores de dicho mercado, buscando considerar las situaciones de emergencia que se plantean ante salidas intempestivas del equipamiento de compensación y durante el lapso necesario para recuperar la condición de equilibrio por maniobra.

Que al efecto resulta conveniente habilitar el uso de los recursos de reactivo de que dispone globalmente la red por parte de los Agentes consumidores de dicho mercado, atendiendo a que no resulta de interés la duplicación de inversiones.

Que por otra parte ese uso deberá ser limitado al plazo mínimo que posibilite la maniobra, sin posibilidades de su extensión posterior, ya que la trasgresión de los límites de reserva de reactivo puede resultar en compromisos para la calidad del servicio prestado al conjunto de los usuarios de dicha red.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen del Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° - Sustituyese el Anexo 4 -CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA- de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril 1992, por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por el texto que se adjunta como Anexo I a la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Artículo 2° - Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 107/02

Publicación Boletín Oficial N° 29899 del 16/05/02

Citas Legales: Ley 24.911; Dec. 771/98; Ley 8865 (Córdoba); Dec. 1431/2000 (Córdoba); Res. SOySP 79/96; Res. SEE 61/92; Ley 15.336; Ley 23.164; Dec. 1398/92; Dec. 287/93; Res. SE 8/94.

> Establécese que el organismo encargado del despacho debe programar y despachar la central hidroeléctrica de RIO GRANDE y calcular mensualmente la remuneración que le correspondería a dicha central. Cargos por potencia, energía y regulación de frecuencia. Casos de indisponibilidad forzada.

BUENOS AIRES, 14 DE MAYO DE 2002.

VISTO el Expediente EXPMINFRAVI EX N° 751-003290/2001 del Registro del ex- MINISTERIO E INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que en cumplimiento de lo dispuesto por la Ley N° 24.911, el Decreto del PODER EJECUTIVO DE LA NACION N° 771 del 3 de julio de 1998, la Ley Provincial N° 8865 y el Decreto del PODER EJECUTIVO DE LA PROVINCIA DE CORDOBA N° 1431 del 15 de septiembre de 2000, el 25 de abril de 2001 se efectuó la transferencia del COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE a la Provincia de CORDOBA, mediante Acta de Transferencia suscripta por NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) y el SUPERIOR GOBIERNO de la Provincia CORDOBA.

Que el referido Decreto Provincial N° 1431 del 15 de septiembre de 2000 dispone que la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC), o quien la suceda, será titular de la concesión para la generación de energía eléctrica prevista en la normativa vigente.

Que la Provincia de CORDOBA encaró la transformación del sector eléctrico provincial a partir de la sanción de la Ley Provincial N° 8837 que dispuso la incorporación de capital privado a las Empresas Provinciales.

Que en virtud a dicha transformación se encuentra en proceso de concesión el COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE aludido precedentemente.

Que en tal contexto el Gobierno de la Provincia de CORDOBA, en fechas 14 de junio de 2001, 28 de agosto de 2001 y 5 de octubre de 2001, ha formulado presentaciones tendientes a definir la unidad de negocio vinculada al COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE.

Que en los considerandos del Decreto N° 771 del 3 de julio de 1998, se faculta a la SECRETARIA DE ENERGIA a otorgar la concesión de dicho Complejo, señalando “que el funcionamiento del COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE depende fundamentalmente de la relación de precios pico-valle vigente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y recíprocamente, ese funcionamiento influye significativamente sobre dicho mercado al contribuir a disminuir el costo marginal de la energía eléctrica cuando éste es elevado”.

Que, a su vez, dicho Decreto manifiesta la importancia del Complejo al expresar que “su funcionamiento es inescindible de la definición del precio marginal de la energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), circunstancia que requiere ser tenida en cuenta por la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS al definir los términos de la concesión para la generación de energía eléctrica, mediante el uso del COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE”.

Que en el Artículo 2° del Decreto mencionado “ut supra” se especificaba lo siguiente: “Facúltase a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS a otorgar la concesión para generar energía eléctrica mediante el uso de los bienes que integran el COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE, ubicado sobre el río homónimo, debiendo para ello incorporar al modelo de concesión hidroeléctrica vigente, las pautas regulatorias para el funcionamiento específico que dicho Complejo requiere”.

Que a la fecha no se han incorporado tales pautas específicas a la normativa vigente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que a dichos fines es oportuno hacer previsibles los ingresos por la explotación comercial del COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE en dicho Mercado, a través de una regulación adecuada a su específica función en la operación coordinada del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que mediante Resolución de la ex-SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 79 del 26 de agosto de 1996 se ha definido la metodología de liquidación de regalías en el caso de Centrales de Generación Hidroeléctrica de Acumulación por Bombeo.

Que con fecha 18 de octubre de 2001 se firmó entre la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y la Provincia de CORDOBA un ACTA ACUERDO según la cual las partes han acordado un régimen remuneratorio para el COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE, habiéndose establecido en su cláusula SEXTA que la ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dictará la resolución correspondiente a los efectos de implementar el ACTA ACUERDO antes mencionada.

Que se hace necesario instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sobre la forma de calcular la remuneración del COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE.

Que ha tomado la debida intervención la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA, a los fines de su competencia.

Que las facultades de la SECRETARIA DE ENERGIA para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el artículo 1° del Decreto N° 771 del 3 de julio de 1998 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe programar y despachar la CENTRAL HIDROELECTRICA DE RIO GRANDE de acuerdo con lo establecido en el Anexo 22 “Programación y despacho de Centrales Hidroeléctricas” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular mensualmente la remuneración que le correspondería a la CENTRAL HIDROELECTRICA RIO GRANDE en un todo de acuerdo con lo prescripto en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 3°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá abonar al Concesionario del COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE, como única y total remuneración por su actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), los siguientes cargos:

a) por potencia, una remuneración equivalente al VEINTICUATRO POR CIENTO (24%) del Precio de la Potencia Puesta a Disposición ($PPAD), en el modo generación, en el modo bombeo o cuando sea requerido como compensador sincrónico. Esta remuneración corresponderá al Concesionario durante cada hora con potencia puesta a disposición, independientemente de las horas en que se remunere potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) por energía, una remuneración equivalente al VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la diferencia entre los costos de generación y bombeo en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) calculados conforme las normas que rigen la materia en dicho Mercado.

c) la regulación y frecuencia y otros servicios adicionales a la venta de energía y potencia inclusive el SERVICIO DE RESERVA INSTANTANEA (SRI) y cualquier otro que se regule en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), serán reconocidos en forma independiente conforme las normas que rigen la materia en el mencionado Mercado.

d) en caso de indisponibilidad forzada, deberá descontar un monto equivalente a TRES (3) veces el reconocimiento horario por potencia puesta a disposición expresado en el inciso a) precedente.

Artículo 4°- Establécese que la diferencia entre los montos resultantes de la remuneración calculada conforme el artículo 3° incisos a), b) y d) precedente y la referida en el artículo 2° de este acto, se adicionará positiva o negativamente al cargo por Servicios Asociados a la Potencia que pagan los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 5°- Aclárase que lo dispuesto en los artículos 3° y 4° de este acto no modifica la base para el cálculo de la Regalía Hidroeléctrica que, con fundamento en dichas normas, está obligado a pagar el COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE conforme lo prescripto en el Artículo 43 de la ley N° 15.336, modificado por la Ley N° 23.164, su reglamentación mediante Decretos N° 1398 del 6 de agosto de 1992 y N° 287 del 22 de febrero de 1993, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 10 de enero de 1994 y su complementaria la Resolución de la ex- SECRETARIA DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 79 del 28 de agosto de 1996.

Artículo 6°- La presente resolución entrará en vigencia el primer día del mes inmediato posterior a la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 7°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la Provincia de CORDOBA.

Artículo 8°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Alieto A. Guadagni.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 110/02

Publicación Boletín Oficial N° 29902 del 21/05/02

BUENOS AIRES, 16 DE MAYO DE 2002.

VISTO el Expediente S01:0162480/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que como consecuencia de hechos de público y notorio conocimiento derivados de las limitaciones al crédito público, ciertas empresas Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica con concesiones otorgadas a nivel local, a requerimiento de las autoridades locales, perciben un porcentaje de su facturación en las denominadas LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) reguladas por el Decreto N° 1004 del 9 de agosto de 2001 e incluso en otros instrumentos similares emitidos por algunas provincias.

Que estas empresas han expresado su imperiosa necesidad de abonar parte de la facturación por sus transacciones en el Mercado “Spot” mediante LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP).

Que dadas las dificultades de dichas empresas de abonar en moneda de curso legal la totalidad de la facturación señalada precedentemente, algunos de tales Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) han obtenido judicialmente medidas cautelares que impiden transitoriamente la aplicación de las sanciones por falta de pago previstas en las normas vigentes, lo que resulta en una disminución de las cobranzas por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que de extenderse tal situación, corre un alto riesgo de entrar en colapso la cadena de pagos y cobranzas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y, por ende, el abastecimiento eléctrico en todo el país como consecuencia de la falta de pago de los insumos mínimos necesarios para la producción de energía eléctrica.

Que razones fundadas en el crítico escenario económico instalado en el país, aconsejan instruir, transitoriamente, al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a las condiciones de aceptación y utilización de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) adicionales a aquellas que puedan ser destinadas al pago de las obligaciones tributarias y no tributarias de dicho Organismo con el ESTADO NACIONAL en el marco del Decreto Nº 1004 del 9 de agosto de 2001 y sus modificatorias y del Decreto N° 805 del 10 de mayo de 2002.

Que la habilitación de entrega de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por los Agentes Distribuidores resulta necesaria al sólo efecto de evitar las dificultades de pago manifestadas por los mismos, pero en ningún aspecto puede interpretarse que la misma sea una opción para obtener otros beneficios adicionales a los exclusivamente buscados para subsanar los inconvenientes de pago observados.

Que razones basadas en la aplicación del Artículo 9° de la Ley N° 25.561 aconsejan, transitoriamente, que los costos derivados de la gestión del cobro de deudas a través de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) resulten soportados en partes iguales por los usuarios finales de las Distribuidoras habilitados al pago del servicio de energía eléctrica utilizando estas Letras u otros bonos provinciales y por los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) productores de dicho fluido, los que han visto ajustada su remuneración mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Que, por otra parte, se considera conveniente disponer alternativas de financiamiento adicionales permitiendo la entrega anticipada de un porcentaje de los montos adeudados y admitiendo una dilación equivalente para la plena satisfacción de aquéllos, a los efectos de permitir un mayor cumplimiento de las obligaciones de pago de los Agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que asimismo, para aquellos Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que acepten LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) como parte de pago de sus acreencias en dicho mercado resulta conveniente modificar, también transitoriamente, el régimen de proporcionalidad que se aplica a la liquidación de los saldos acreedores de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que los preceptos de la presente resolución tienen carácter transitorio y serán dejados sin efecto por esta SECRETARIA DE ENERGIA cuando se considere superada la crítica situación macroeconómica que diera

causa a la proliferación de bonos y a la dificultad generalizada para preservar la integridad de la cadena de pagos en la REPUBLICA ARGENTINA.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades de la SECRETARIA DE ENERGIA para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, el Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995 y el Decreto N° 805 del 10 de mayo de 2002.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Habilitase transitoriamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de los Agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, para su aplicación al pago de obligaciones contraídas en dicho mercado y administradas por aquél, sujeto a las condiciones y conforme el procedimiento establecido en la presente resolución.

Artículo 2°- A los efectos de lo dispuesto en el artículo precedente los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, deben acreditar ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), que reúnen las siguientes condiciones:

a) Ser prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio de una provincia que haya firmado el COMPROMISO FEDERAL POR EL CRECIMIENTO Y LA DISCIPLINA FISCAL del 17 de noviembre de 2000, ratificado por la Ley Nº 25.400.

b) Recibir, a requerimiento de la autoridad local concedente del servicio público de distribución que prestan, LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) u otros bonos provinciales por el pago del servicio de energía eléctrica por sus usuarios finales.

c) Haber desistido de la acción y del derecho en cualquier acción judicial y/o administrativa contra el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y/o el ESTADO NACIONAL (SECRETARIA DE ENERGIA), vinculada con la no aceptación anterior por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP).

d) Haber recibido efectivamente LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) u otros bonos provinciales, consignando:

I) La cantidad de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) recibida: (i) sea en concepto de cobranza a usuarios finales de energía eléctrica y/o (ii) en concepto de canje de otros bonos provinciales recibidos en concepto de cobranza a usuarios finales de energía eléctrica y el porcentaje que tal cantidad de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) representa sobre su cobranza total a usuarios de energía eléctrica en el período mensual inmediato anterior al del vencimiento de la facturación para la que se pretende abonar una parte en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP).

I) Su posición ante el IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA), demostrando la imposibilidad de aplicar todas o parte de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP), recibidas conforme el inciso precedente, a la cancelación de sus obligaciones por el aludido impuesto.

II) La imposibilidad de aplicar todo o parte de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) u otros bonos, recibidos conforme el apartado I) del presente inciso d), a la cancelación de otras obligaciones tributarias nacionales, provinciales o municipales.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá aceptar la acreditación de los requisitos precedentes mediante declaración jurada en los casos en que lo estime procedente y está habilitado para requerir en cualquier momento al Agente prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica, que la exactitud, integridad y consistencia de los datos contenidos en su declaración jurada sean avalados por un informe de auditor externo de reconocido prestigio, aceptado por dicho Organismo.

Si del aludido informe u otro medio probatorio resultara la falta de exactitud, integridad o consistencia de los datos contenidos en la declaración jurada del Agente, en lo sucesivo el ORGANISMO ENCARGADO DEL

DESPACHO (OED) no admitirá la recepción de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de parte de dicho Agente y éste deberá abonar en concepto de indemnización por daños y perjuicios establecidos y liquidados, un importe en PESOS equivalente a los recargos e intereses que, calculados sobre el valor nominal de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) entregadas en exceso en el respectivo período, hubieren correspondido frente a una falta de pago desde la fecha de vencimiento considerada para su aceptación conforme lo establecido en el punto 5.5 Cobranzas a los Deudores del Capítulo 5 de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias. La indemnización así facturada será destinada a solventar los SOBRECOSTOS DE GESTION DE PAGOS DE LOS ACREEDORES (SCGPa) que se definen más adelante.

El incumplimiento, por parte del Agente, de la obligación de pago de la indemnización dará lugar a la aplicación de lo dispuesto por las Resoluciones ex SECRETARIA DE ENERGIA Y COMUNICACIONES N° 78 de fecha 12 de setiembre de 1995 y ex SECRETARIA DE ENERGIA TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 del 29 de diciembre de 1995.

Artículo 3°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará, para cada vencimiento de las obligaciones de pago en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y con la información proporcionada en la declaración jurada referida en el artículo 2° precedente, el MONTO MAXIMO en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) que cada Distribuidor "j" puede ofrecer (MaxLOj), conforme la siguiente metodología:

El monto MONTO MAXIMO en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) que cada Distribuidor "j" puede ofrecer (MaxLOj) no podrá exceder el monto total mensual adeudado por el Distribuidor "j" en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) afectado por el PORCENTAJE DE ACEPTACION DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) del mismo (PALDj), el que surge de la siguiente relación:

a) El dividendo representado por el monto, en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) a su valor nominal, percibido por el Distribuidor "j" en concepto de venta de energía eléctrica menos el monto de éstas utilizadas para la cancelación de sus obligaciones tributarias nacionales, provinciales y municipales en el período informado conforme el artículo precedente, y

b) El divisor: El total de sus cobranzas en concepto de venta de energía eléctrica en el mismo período.

Artículo 4°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en el marco de la presente resolución sólo recibirá LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de aquel distribuidor que reciba en dichas Letras u otros bonos provinciales un porcentaje de sus cobros que supere el PORCENTAJE DE ACEPTACION DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) MINIMO POR DISTRIBUIDOR (PALDmín) que fije esta SECRETARIA DE ENERGIA sobre el monto total neto de compensaciones de la facturación mensual a vencer del distribuidor. Este Porcentaje mínimo queda definido hasta nueva resolución en el VEINTE POR CIENTO (20%) de la facturación mensual a vencer.

Artículo 5°- La acreditación de lo requerido en el inciso d) del artículo 2° de la presente resolución, en su caso mediante la presentación de la correspondiente declaración jurada, y la entrega al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) por parte de los Agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) habilitados, deberá efectuarse por lo menos CINCO (5) días hábiles antes de la fecha de vencimiento de las facturas que emita el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a partir del 1° de mayo de 2002.

Artículo 6°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar el cobro recibido en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP), en primera instancia, al pago de cargas impositivas y/o de obligaciones de cualquier otro tipo con el ESTADO NACIONAL por las sumas a las que esté habilitado conforme a las normas vigentes, y a ofrecer el REMANENTE DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (RELECOP) a los acreedores para su aceptación voluntaria.

Artículo 7°- El CUARTO (4°) día hábil previo al vencimiento de la facturación mensual, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá asignar al FONDO DE GESTION DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (FLECOP) creado por el presente artículo, el sobrante de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) recibidas y no aplicadas conforme el artículo anterior.

Artículo 8°- Los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que voluntariamente opten por recibir parte de sus acreencias en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP), deberán manifestar dicha aceptación dentro del plazo de anticipación establecido en el artículo 5° precedente, indicando al mismo tiempo cuál es el porcentaje de su acreencia individual que está dispuesto a percibir en tales letras.

El pago a los Agentes acreedores de la porción de sus acreencias aceptadas en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) se producirá en la misma oportunidad en que se produzca el vencimiento de los documentos comerciales emitidos a su favor.

Artículo 9°- Los Agentes acreedores que opten por recibir hasta el CIEN POR CIENTO (100%) de sus créditos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como se indica en el artículo precedente y por el monto correspondiente a lo percibido en LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) valorizadas al PRECIO MEDIO DE GESTION DE PAGOS (PGP), serán desafectados del cálculo del FACTOR DE PROPORCIONALIDAD (FPa) establecido en el punto 5.6 Liquidación a los Acreedores del Capítulo 5 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 10.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá convertir a PESOS las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) consignadas en el FONDO DE GESTION DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (FLECOP), mediante la ejecución de licitaciones diarias sucesivas y transparentes entre entidades financieras y previo a la fecha de vencimiento de la liquidación mensual de los correspondientes saldos acreedores a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el punto 5.6 Liquidación a los Acreedores del Capítulo 5 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Se denomina PRECIO MEDIO DE GESTION DE PAGO (PGP), en PESOS POR LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES ($/LECOP), al valor resultante del promedio ponderado de las ventas derivadas de las licitaciones así realizadas.

Se define como COSTO MEDIO DE GESTION DE PAGO (CGP) en PESOS POR LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES ($/LECOP) al valor resultante de descontar a la unidad el PRECIO MEDIO DE GESTION DE PAGO (PGP).

Se establece como COSTO DE GESTION DE PAGO TOTAL (CGPT) para el mes, al monto resultante de multiplicar el volumen de REMANENTE DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (RELECOP) del mes por el COSTO MEDIO DE GESTION DE PAGO (CGP) calculado.

Artículo 11.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá:

a) Considerar cancelada la parte correspondiente a la deuda abonada con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) a su valor nominal, con las salvedades señaladas en el artículo 2° de la presente resolución, respecto a la indemnización por daños y perjuicios allí establecida.

b) Facturar mensualmente, a todo Agente deudor que se hubiere considerado cancelada parte de sus obligaciones de pago del mes con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP), un SOBRECOSTO DE GESTION DE PAGO DE DEUDORES (SCGPd) equivalente al volumen entregado de dichas letras, una vez descontada la proporción correspondiente a las asignaciones realizadas conforme el artículo 6° anterior, multiplicado por el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del COSTO MEDIO DE GESTION DE PAGO (CGP).

c) Deberá facturar, en la misma oportunidad que en el inciso anterior, a todo Agente acreedor generador y/o cogenerador y por los créditos mensuales que dispongan, un SOBRECOSTO DE GESTION DE COBRO DE ACREEDORES (SCGCa) equivalente a multiplicar su factor de proporcionalidad (FPga), calculado para los Agentes generadores y cogeneradores luego de aplicar lo dispuesto en el artículo 9° de la presente norma, por el COSTO DE GESTION DE PAGO TOTAL (CGPT), una vez descontados los SOBRECOSTOS DE GESTION DE PAGO DE DEUDORES (SCGPd) facturados a los Agentes demandantes en el mes.

La fecha de vencimiento de toda la documentación comercial emitida según lo dispuesto en el presente artículo, será idéntica a la de la emitida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en el mismo mes correspondiente a las Transacciones Económicas.

Artículo 12.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerará que hay incumplimiento de las obligaciones de pago en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los Agentes de dicho Mercado prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica que, en un todo de acuerdo a lo reglado en la presente resolución, no hubieren completado en PESOS el pago del monto total adeudado a la fecha de vencimiento considerando el valor nominal de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) anteriormente entregadas. De verificarse tal incumplimiento serán de aplicación los recargos e intereses compensatorios dispuestos en el punto 5.5. Cobranzas a los Deudores del Capítulo 5 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, sobre los saldos impagos desde la fecha del correspondiente vencimiento del plazo para el pago de obligaciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 13.- Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aceptar, con carácter excepcional y por única vez, de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, la entrega de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) destinadas al pago de las deudas con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a su cargo, que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución estén vencidas e impagas.

A tales efectos dichos Agentes deberán acreditar ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en un plazo máximo de DIEZ (10) días hábiles de la entrada en vigencia de la presente resolución, el cumplimiento de los requisitos establecidos en los artículos 2°, 3° y 4° de la presente resolución en lo relativo al período de facturación impago.

Dentro de los CINCO (5) días posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo precedente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá hacer el ofrecimiento a los Agentes acreedores para la aceptación voluntaria de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) recibidas, el pago de las cargas tributarias aún no liquidadas y las licitaciones por el saldo de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) no aceptadas. Asimismo, efectuará la asignación y distribución de los recursos y cargos definidos según la presente resolución.

Artículo 14.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar, transitoriamente, el principio de proporcionalidad, establecido en el punto 5.6 Liquidación a los Acreedores del Capítulo 5 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, a la integración de los saldos netos mensuales acreedores correspondientes a los fondos, cuentas de apartamientos y cuentas de excedentes correspondientes a cada Transacción Económica mensual y siempre que los mismos tengan posición superavitaria.

Artículo 15.- Autorízase transitoriamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir de los Agentes deudores, hasta DIEZ (10) días corridos previos al vencimiento de la facturación correspondiente a la Transacción Económica del mes, adelantos de pago en PESOS por sumas que no superen el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) del monto adeudado de la facturación mensual respectiva.

El Agente deudor, que proceda de esta manera y esté habilitado para hacerlo según lo establecido en el artículo subsiguiente, podrá postergar el pago de una suma equivalente a la anticipada y por un plazo idéntico al utilizado para efectuar el adelanto de la facturación aludida.

Las sumas adelantadas y postergadas no sufrirán descuentos ni recargos por mora, debiendo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerarlas como pagos en término.

En caso de incumplimiento en el pago de las sumas a abonar postergadas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá determinar los recargos por mora e intereses compensatorios desde la fecha de vencimiento correspondiente a la facturación impaga.

Artículo 16.- Para adherir a esta operatoria, los Agentes deudores no deben mantener deudas de períodos previos, como también informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la suma que desean adelantar con al menos CATORCE (14) días de anticipación a la fecha de vencimiento de la facturación correspondiente a la Transacción Económica del mes.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará íntegramente a los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) las sumas así adelantadas y/o postergadas conforme la metodología establecida en el punto 5.6.1 Determinación de los Importes y Forma de Pago del Capítulo 5

de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 17.- Ratifícanse todas las comunicaciones que emitiera el Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA en uso de las facultades otorgadas por el Artículo 8° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril de 2002.

Artículo 18.- La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 19.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 20.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 124/02

Publicación Boletín Oficial N° 30.006 del 17/10/02

BUENOS AIRES, 11 DE OCTUBRE DE 2002.

VISTO el Expediente N° S01:247761/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y

CONSIDERANDO:

Que atendiendo al estado de emergencia pública en materia social y económica declarada por la Ley N° 25.561, es conveniente generar acciones previas a la aplicación del procedimiento de corte establecido en el Artículo 84 de la Ley N° 24.065 para los agentes prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica.

Que, en el actual contexto, un incremento en la morosidad, si bien inicialmente afecta la calidad puede llegar a afectar el abastecimiento a los usuarios de energía eléctrica de todo el país.

Que en consecuencia es necesario generar instrumentos regulatorios que promuevan la normalización del pago de las deudas que mantienen en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) las empresas Agentes prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Que asimismo, a fin de evitar el desabastecimiento a que están expuestos los usuarios de energía eléctrica de todo el país, con el consecuente perjuicio para la población y la economía, como consecuencia de la morosidad creciente de ciertos distribuidores, es imprescindible implementar mecanismos de ahorro sobre las áreas abastecidas por estos morosos crónicos.

Que resulta necesario informar a la población de las consecuencias derivadas de la morosidad crónica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que las señales económicas establecidas, en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias, resultan adecuadas a los fines de mantener el nivel de cobranzas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que no obstante ello en vista de los volúmenes de deuda acumulada por los morosos crónicos y la situación crítica en que se ha desenvuelto el país durante el primer semestre del año en curso, resulta necesario establecer un procedimiento especial para la normalización de la cadena de pagos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ECONOMÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades de la SECRETARIA DE ENERGÍA para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Se posterga transitoriamente hasta nueva comunicación de esta SECRETARIA DE ENERGÍA la aplicación del inciso a) del Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 del 29 de diciembre de 1995.

Artículo 2°- A los efectos de la presente resolución se denomina DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO a aquel agente prestador del servicio público de distribución, que acumule deudas vencidas e impagas por montos equivalentes o superiores a DOS (2) facturaciones mensuales.

Artículo 3°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a informar a todos los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica abastecidos por un DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO, de las acciones que dicho DISTRIBUIDOR debe tomar y de las consecuencias que podría sufrir el suministro de energía eléctrica producto de la falta de pago del distribuidor de su área.

La información mencionada deberá ser ampliamente difundida a través de los medios masivos de comunicación en el área del DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO y en todos aquellos que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considere conveniente, con CINCO (5) días de antelación a la

aplicación de las medidas que se mencionan en la presente resolución. Los costos que demande la difusión serán solventados aplicando el criterio establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 del 29 de diciembre de 1995.

Artículo 4°- Instrúyese al DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO a implementar una disminución de su demanda mensual, en un porcentaje igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de su consumo histórico, en base a una mejor gestión de la misma y/o ahorros en el uso de requerimientos energéticos no imprescindibles para posibilitar el abastecimiento de la población. Asimismo, deberá evitar el requerimiento de reservas del sistema y acatar cualquier otra medida instruida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en el marco del artículo 5° de la presente resolución.

Artículo 5°- En cumplimiento de las funciones que le son propias y de lo preceptuado en la presente resolución, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adoptará las medidas e iniciará o continuará las acciones administrativas, operativas y legales necesarias y/o convenientes en resguardo de la aplicación de las normas y la integridad de la cadena de pagos y cobrabilidad en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

En este sentido, enunciativa aunque no limitativamente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respecto del DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO:

a) Operar con el mínimo costo para posibilitar el abastecimiento imprescindible para la población en su área.

b) Minimizar el uso de Generación Forzada en el área abastecida por el mismo.

c) Restringir el uso de reservas aportadas por el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

d) Reducir los niveles de tensión de suministro cada vez que ello implique una reducción en los costos operativos del sistema, a los valores establecidos en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias, o el mínimo histórico, el que sea menor.

e) Requerir que ajuste al valor de CUARENTA Y NUEVE COMA OCHO HERTZIOS (49,8 Hz) los escalones de relés de subfrecuencia por un total de un DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda.

f) Requerir cortes de demanda hasta el DIEZ POR CIENTO (10%) sobre los alimentadores que se informen como afectados al esquema de alivio de carga, previstos en el punto anterior, si los mismos no actuaren.

Asimismo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no facturará al DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO aquellas reservas no prestadas por el sistema.

Facúltase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prestar al DISTRIBUIDOR MOROSO CRÓNICO sólo los servicios mínimos necesarios para la operación y transacciones económicas.

Artículo 6°- Establécese un mecanismo transitorio de Recomposición de Cobranzas según el siguiente lineamiento:

a) Se consolidan los saldos pendientes de pago de los agentes prestadores de servicios público de distribución de energía eléctrica morosos al 31 de octubre de 2002 y la participación de los agentes acreedores sobre dicha deuda consolidada.

b) Se mantiene para la facturación a los agentes prestadores de servicios público de distribución de energía eléctrica los Conceptos de Capital, Intereses y Recargos de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias

c) Se crea un FONDO TRANSITORIO DE RECOMPOSICIÓN DE COBRANZAS (FTRC) a favor del cual se liquidarán los montos que resulten de aplicar sobre el monto del capital consolidado los intereses y recargos establecidos en el numeral 5.5 COBRANZAS A LOS DEUDORES, del Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de Precios.

d) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe negociar el acuerdo de pago del capital consolidado y de lo acumulado en el FONDO TRANSITORIO DE RECOMPOSICIÓN DE COBRANZAS (FTRC). En ningún caso se aceptarán quitas sobre el capital.

e) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, en un plazo máximo de VEINTE (20) días, el acuerdo alcanzado o, en su defecto, un informe que describa

la posición de los agentes prestadores de servicios público de distribución de energía eléctrica morosos y del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las negociaciones mantenidas.

f) Con el informe señalado en el inciso anterior, esta SECRETARIA DE ENERGÍA deberá expedirse sobre las pautas generales tendientes a la ejecución o concreción del acuerdo, en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos de recibido en el informe por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Artículo 7°- A los agentes que no registren mora en el pago por TRES (3) vencimientos inmediatos anteriores a la fecha de pago de sus obligaciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), se los habilitará a cancelar sus facturas mediante LETRAS DE CANCELACIÓN DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) por un monto, que en conjunto, no exceda lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 110 del 16 de mayo de 2002 y su modificatoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 342 del 29 de julio de 2002, en tanto los agentes habilitados por dicha Resolución no hubieran agotado el cupo autorizado por el Decreto N° 805 del 10 de mayo de 2002 y sus normas complementarias. En caso que el monto de LETRAS DE CANCELACIÓN DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) ofrecido en pago de las obligaciones, supere el valor establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 110 del 16 de mayo de 2002 y su modificatoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 342 del 29 de julio de 2002, se reducirá la posibilidad de pago en estas Letras en forma proporcional a las deudas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 8°- Los agentes que no registren mora en el pago por TRES (3) vencimientos inmediatos anteriores a la fecha de vencimiento para el pago de sus obligaciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) no serán pasibles de los recargos directos, establecidos en el numeral 5.5 COBRANZA A LOS DEUDORES del Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias, computándosele solamente los intereses previstos en la misma norma, desde la fecha del vencimiento de la correspondiente factura y siempre que el pago se efectúe dentro de los QUINCE (15) días inmediatos posteriores a dicha fecha. En caso de producirse el pago con posterioridad se procederá a la facturación de recargos e intereses en la forma reglada en el referido numeral 5.5.

Artículo 9°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será responsable, y a tales efectos se lo faculta por el término de SEIS (6) meses, de decidir mensualmente la aplicación de la metodología de consolidación de deuda reglada en el artículo 6° de la presente resolución, a quienes con posterioridad a su entrada en vigencia incurran en la condición de DISTRIBUIDORES MOROSOS CRÓNICOS

Artículo 10.- Facúltase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 11.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del día de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 12.- Notificar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Artículo 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 239/02

Publicación Boletín Oficial N° 29937 del 10/07/02

BUENOS AIRES, 3 DE JULIO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 750-000519/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la comercialización de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecida por la Ley Nº 24.065 está sometida a la regulación federal contenida en dicha Ley, sus normas complementarias y reglamentarias.

Que la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 428 del 28 de agosto de 1998, en su Artículo 6° resolvió que: “Si a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución aún no se hubiese publicado el acto del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) que dé cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 5° precedente, la SECRETARIA DE ENERGIA, a solicitud de cualquier parte interesada, fijará la tarifa de peaje aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, según lo siguiente”:

“a) para alta y media tensión la SECRETARIA DE ENERGIA aplicará los valores límites y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996 salvo que el prestador de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) sea titular de un Contrato de Concesión para la prestación del servicio público de distribución que contenga previsiones para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en cuyo caso se aplicarán las previsiones contractuales siempre que la tarifa no se aparte en más de un VEINTE POR CIENTO (20 %) de los valores establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996”.

“b) para baja tensión se tomarán los valores límites y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y 91 del 30 de septiembre de 1997”.

Que analizando dicha normativa surge que la aplicación de los valores establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE N° 406 del 24 de junio de 1996 conduciría a situaciones concretas difíciles de justificar, resultando así que, ciertas empresas Distribuidoras, por exceder el VEINTE POR CIENTO (20%), podrían verse obligadas a dejar de cobrar las tarifas de sus contratos, limitándose exclusivamente a la tarifa prevista en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE N° 406 del 24 de junio de 1996, mientras que se permitiría que otras empresas Distribuidoras cobren una tarifa establecida en sus contratos, superior en hasta un VEINTE POR CIENTO (20%) a los valores fijados en dicha Resolución.

Que el objetivo de la norma en cuestión es obtener que las tarifas no excedan en más del VEINTE POR CIENTO (20%) a los valores fijados en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE N° 406 del 24 de junio de 1996, siendo razonable concluir que una interpretación literal de la misma sería discriminatoria y arbitraria y contraria a lo establecido en los considerandos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de este Ministerio, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituyese el Artículo 6° de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA. Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS N° 428 del 28 de agosto de 1998, por el texto que a continuación se establece:

“ARTICULO 6°- Si a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución aún no se hubiese publicado el acto del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) que dé cumplimiento

a lo dispuesto en el Artículo 5° precedente, la SECRETARIA DE ENERGIA, a solicitud de cualquier parte interesada, fijará la tarifa de peaje aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, según lo siguiente:"

"a) para alta y media tensión la SECRETARIA DE ENERGIA aplicará los valores límites y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución ex- SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996 salvo que el prestador de la FUNCION pública de distribución que contenga previsiones para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en cuyo caso se aplicarán las previsiones contractuales siempre que la tarifa no se aparte en más de un VEINTE POR CIENTO (20%) de los valores establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996. En caso que la tarifa del Contrato de Concesión del prestador de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT) se aparte en más de un VEINTE POR CIENTO (20%) de los valores establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996, serán de aplicación los valores máximos determinados en dicha Resolución con más un VEINTE POR CIENTO (20%)".

"b) para baja tensión se tomarán los valores y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 91 del 30 de septiembre de 1997".

Artículo 2°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 246/02

Publicación Boletín Oficial N° 29940 del 15/07/02

BUENOS AIRES, 4 DE JULIO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0178122/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por Ley Nº 25.561 se declaró el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se dispuso la salida de la convertibilidad.

Que ello hizo necesario adecuar, como se señalara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, las normas agrupadas en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias a este nuevo contexto macroeconómico.

Que conforme el Marco Regulatorio que rige el Sector Eléctrico Argentino, el ESTADO NACIONAL tiene reservada la función de diseñar las políticas superiores, y el establecimiento y aplicación de normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo la participación activa del sector privado en la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que en tanto compete a esta Secretaría el desarrollar y poner en práctica una política en energía eléctrica razonable en el actual contexto económico-financiero, se considera oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el Mercado Eléctrico Mayorista en los aspectos vinculados con la desagregación de los productos básicos que en éste se comercializan, esto es la energía y la potencia disponible de las unidades generadoras.

Que en cuanto a la potencia, se pretende ajustar la metodología de su remuneración en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) procurando, dentro de los principios y criterios de eficiencia económica vigentes, lograr una señal más estabilizada al requerimiento de oferta y disponibilidad propendiendo a satisfacer adecuadamente la demanda dentro del “Mercado Spot”.

Que el sistema eléctrico requiere de servicios adecuados para una operación con seguridad y calidad, siendo conveniente la existencia de señales económicas discriminadas para cada uno de ellos que permitan una mayor eficiencia en su provisión y la medición de su costo económico.

Que estos servicios se han descripto como “de reserva”, y entre ellos, el denominado servicio de reserva de confiabilidad, consiste en la disponibilidad asegurada de potencia para cubrir la demanda en las horas de su máximo registro.

Que dada la garantía de suministro que se procura con el servicio de reserva de confiabilidad, se prevé que en caso de incumplimiento operen pagos compensatorios.

Que también se procura con ello establecer señales predecibles para las decisiones de inversión en equipamiento y que la demanda cuente con los servicios de reserva necesarios para la garantía de suministro y calidad del servicio.

Que en el mismo orden, cabe precisar el servicio que como reserva de corto o mediano plazo prestan los Grandes Usuarios Interrumpibles, a fin de que ante condiciones de déficit de oferta circunstanciales o con permanencia, sirvan para reemplazar restricciones al suministro de las demandas inelásticas.

Que para ello corresponde actualizar las reglas del Mercado a Término, permitiendo adaptar los contratos a las necesidades de cubrimiento tanto de riesgo financiero como de la entrega física de los productos ofertados ante restricciones al abastecimiento.

Que se debe identificar exactamente cada restricción de calidad y/o seguridad de área que obliga a la inclusión de generación no requerida en el despacho económico y, su asignación en función de los agentes que las originan, definiendo a ese efecto una metodología específica para el reconocimiento de la disponibilidad de potencia asociada a dichos requerimientos.

Que se considera conveniente instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a efectuar simulaciones previas a la aplicación efectiva de lo resuelto por la presente resolución, para facilitar el ajuste final de los modelos y sistemas administrativos y el aprendizaje experimental de los agentes.

Que, por otra parte, los Generadores están declarando sus Costos Variables de Producción conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 que impide incluir en aquéllos cualquier

tasa, contribución y/o impuesto que grave la comercialización de combustibles, ya sean estos líquidos o gaseosos, a la vez que una serie de disposiciones legales incrementó recientemente tal tipo de tributos.

Que así: (i) la Ley Nº 23.966 establece en todo el territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA un impuesto sobre la transferencia a título oneroso o gratuito sobre el Gas Oil de origen nacional o importado; (ii) el Decreto Nº 652/2002 establece para todo el territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA, con afectación específica al desarrollo de los proyectos de infraestructura y/o a la eliminación o reducción de los peajes existentes en los términos del Artículo 1º, apartado II, inciso c) de la Ley Nº 25.414, que la tasa sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, o importación, de gasoil o cualquier otro combustible líquido que lo sustituya en el futuro, denominada Tasa Sobre el Gasoil, tendrá un valor equivalente al DIECIOCHO COMA CINCO POR CIENTO (18,5%) de su precio por litro libre de impuestos; y (iii) el Decreto Nº 786/2002, determina el valor del recargo establecido por el Artículo 75 de la Ley Nº 25.565, para el año 2002, en la suma de PESOS CUATRO MILÉSIMOS POR CADA METRO CÚBICO ($0,004/m3) de gas natural de NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORIAS (9.300 kc), consumido por redes o ductos en el Territorio Nacional cualquiera fuera el uso o utilización final del mismo.

Que el impacto de dichos gravámenes sobre los combustibles aludidos provoca una significativa diferencia respecto de los Precios de Referencia emergentes de la metodología de cálculo definida en LOS PROCEDIMIENTOS.

Que ello obliga a adoptar una medida que no desnaturalice el criterio de determinación del precio de la energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en función de los costos económicos y conforme la metodología definida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, a la vez que permita la adecuada consideración de los nuevos valores o gravámenes citados, en forma análoga a lo actualmente previsto en el Anexo 33 vigente de LOS PROCEDIMIENTOS.

Que por otro lado, atendiendo al comportamiento del actual Sistema de Alivio de Carga y con el objeto de asignar equitativamente el requerimiento de reserva instantánea, es menester aprobar el Esquema de Alivio de Carga que propusiera la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) mediante su nota B-13295-2, en cumplimiento de lo dispuesto en el Anexo 35 - “RESERVA INSTANTÁNEA Y ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), generada por la emergencia declarada por la Ley Nº 25.561, es conveniente suspender transitoriamente hasta la readecuación del mercado, algunas señales económicas estrictamente de largo plazo, establecidas para la adopción de decisiones de ubicación y/o inversión en el sistema eléctrico.

Que asimismo, la aludida desadaptación afecta significativamente las señales económicas destinadas a la optimización del despacho de generación forzada para mantener el abastecimiento de los usuarios finales por lo que se estima conveniente establecer un régimen excepcional transitorio.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ECONOMÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustitúyense, por aquellos que, con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante, los apartados del Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, que se identifican a continuación:

2.4.4. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES,

2.5.1. DEMANDA MÁXIMA;

2.5.2. PRECIOS Y REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA;

2.5.3. CARGOS Y PRECIOS DE LA POTENCIA PARA LA DEMANDA;

2.6. SOBRECOSTO POR MAQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES;

2.13.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES;

De igual forma, incorpórase el apartado 2.4.6.3. “PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES” al Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquél contenido en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante2.13.2. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES.

Asimismo, sustitúyese el apartado 2.4.6.2. “PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES” del Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquél denominado 2.4.6.2. SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES que se encuentra contenido en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante.

De igual forma, incorpórase el apartado 2.4.6.3. “PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGÍA PARA DISTRIBUIDORES” al Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquél contenido en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 2º- Sustitúyense los apartados 3.1.3.2. DETERMINACIÓN DE LA RESERVA FRÍA y 3.5.3. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA” del Capítulo 3 - “MERCADO DE PRECIOS HORARIOS (Mercado Spot)” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por los que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º- Sustitúyase el Capítulo 4 - “MERCADO A TERMINO” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración y denominación se encuentra contenido en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4º- Sustitúyase el Anexo 21 - “POTENCIA BASE EN RESERVA” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con la denominación de Anexo 21 - “REMUNERACIÓN BASE DE POTENCIA” se encuentra contenido en el ANEXO IV de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 5º- Incorpórase como Anexo 36 - “SERVICIO DE RESERVAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO” a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO V de la presente resolución.

Artículo 6º- Incorpórase como Anexo 38 - “PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE” a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO VI que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 7º- Sustitúyese el Anexo 33 - “SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por el que con idéntica numeración se incluye en el Anexo VII de esta resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 8º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que reconozca a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) las tasas, contribuciones y/o impuestos sobre los combustibles vigentes en la actualidad y contemplados en el Anexo 33- "SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES", conforme el artículo precedente y que hubiesen sido efectivamente abonados a partir de la fecha de publicación de la presente resolución.

Artículo 9º- Sustitúyese el Anexo 15 - "LISTA DE MÉRITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA FRÍA" de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel denominado Anexo 15 - "PARÁMETROS" que se encuentra contenido en el ANEXO VIII de la presente resolución.

Artículo 10.- La magnitud de cada uno de los parámetros, definidos en el Anexo 15 - "PARÁMETROS" establecido en el artículo precedente, será definida por esta SECRETARIA DE ENERGIA, conjuntamente con los Precios Estacionales correspondientes a las PROGRAMACIONES Y REPROGRAMACIONES ESTACIONALES.

Artículo 11.- Transitoriamente y hasta tanto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no informe a esta SECRETARIA DE ENERGIA la necesidad de su modificación, y con excepción del MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO DEL SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP), los niveles de reserva de corto plazo, promedios por banda horaria, a ser considerados en la programación y el despacho serán los que se definen a continuación:

a) La Reserva Operativa se fija en un nivel de reserva equivalente al DOS COMA UNO POR CIENTO (2,1%) de la generación total del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

b) La Reserva de DIEZ (10) minutos se fija en un nivel de reserva equivalente al DOS COMA UNO POR CIENTO (2,1%) de la generación total del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

c) La Reserva Fría de VEINTE (20) minutos se fija en un nivel de reserva equivalente al TRES POR CIENTO (3%) de la generación total del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 12.- Apruébase el Esquema de Alivio de Carga y las condiciones de aplicabilidad complementarias establecidos en el Anexo IX de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 13.- Los Agentes demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deben efectuar la adecuación y ajuste de sus instalaciones al nuevo Esquema de Alivio de Carga aprobado por el artículo precedente antes del 31 de Agosto de 2002.

A tal efecto, en un plazo no mayor a CINCO (5) días de publicada la presente resolución el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe notificar a los agentes demandantes del Esquema de Alivio de Carga aprobado por la presente norma.

Si durante el plazo establecido para la conversión de las instalaciones de alivio de carga por parte de los agentes demandantes, se presentara la necesidad de administrar una transacción de alivio de carga por la actuación de éste, en la evaluación del cumplimiento de las obligaciones de los agentes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá aplicar el criterio que produzca la menor afectación económica entre el esquema anterior y el aprobado por este acto.

Artículo 14.- Los Factores de Nodo (FN), calculados conforme lo establece el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS, serán de aplicación para la valorización de la energía entregada por parte de los agentes productores y/o comercializadores en el Mercado Spot del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al cálculo de la remuneración variable de la energía eléctrica transportada. En tanto que, como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) generada por la emergencia que motivara el dictado de la Ley Nº 25.561, transitoriamente hasta su readaptación, se establecen como igual a la unidad los Factores de Nodo (FN) a aplicar a los precios con que producen sus compras los Agentes demandantes en el "Mercado Spot" del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de agosto de 2002.

Artículo 15.- Los Factores de Adaptación (FA) de todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN a ser aplicados a los Precios de la Potencia en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), se establecen transitoriamente iguales a la unidad, a partir del 1º de agosto de 2002 y hasta la readaptación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) aludida en el artículo precedente. Desde la misma fecha y por el mismo período, el cálculo del valor de los sobrecostos producidos a los consumidores vinculados a los nodos receptores, por las indisponibilidades de corta y larga duración del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN, se efectuará exclusivamente para la estimación de los ingresos anuales por energía eléctrica transportada de cada período tarifario.

Hasta la referida readaptación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar para la ejecución de las transacciones económicas del MEM el monto mensualizado de los sobrecostos vigentes a la fecha de la presente resolución, hasta tanto no sean reemplazados por los que resulten del cálculo indicado anteriormente.

Artículo 16.- Transitoriamente, hasta la finalización del mes de octubre de 2002, establécese que, los sobrecostos originados en la generación forzada destinada exclusivamente a evitar limitaciones al normal abastecimiento de la demanda que obligarían cortes de suministro a los usuarios finales debido a restricciones de transporte o distribución serán debitados de la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" establecida en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Durante el mismo plazo, los sobrecostos de máquinas forzadas que operen con combustible líquido, no abarcados por lo dispuesto en el párrafo precedente, se les facturará a los agentes responsables del pago dividiendo el Costo Variable de Producción (CVP) de tales unidades forzadas por la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE de referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente a la fecha de la última declaración o redeclaración de Costo Variable de Producción (CVP) vigente al momento en que los sobrecostos fueron incurridos. La diferencia entre lo facturado a los agentes responsables del pago conforme lo precedente y la remuneración que corresponde a las unidades forzadas, será debitada de la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" establecida en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Se instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar un estricto seguimiento de la generación forzada mencionada, para evitar posibles abusos en los requerimientos de la misma.

Mensualmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la generación forzada despachada, discriminada por tipo y asignación de los sobrecostos correspondientes, indicando si existieron apartamientos significativos a los requerimientos históricos y/o desvíos a la configuración normal y habitual de los sistemas eléctricos involucrados. La SECRETARIA DE ENERGIA decidirá, en virtud de lo informado, si corresponde una reasignación de los cargos por generación forzada a los causantes de ésta.

Artículo 17.- Las modificaciones en LOS PROCEDIMIENTOS contenidos en la presente resolución, salvo en los aspectos en que se disponga expresamente otra cosa, serán de aplicación efectiva a partir del 1º de agosto de 2002. Las prescripciones de los artículos 7º y 8º de la presente resolución entrarán en vigencia desde la fecha de su dictado.

Artículo 18.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), antes del 20 de julio de 2002, deberá efectuar, para el período agosto/2002- abril/2003, los cálculos correspondientes para la remuneración base de potencia parametrizados conforme los coeficientes KDEM, %KEXCTERM y %MRD definidos en el Anexo 21 - "REMUNERACION BASE DE POTENCIA", como si tales cálculos se hubieran realizado conjuntamente con la Programación Estacional de invierno mayo-octubre de 2002.

Los resultados que arrojen dichos cálculos serán informados a esta SECRETARIA DE ENERGIA y a los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 19.- Establécese que, conforme la desadaptación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) generada por la emergencia que motivara el dictado de la Ley Nº 25.561, transitoriamente hasta su readaptación, toda empresa que hubiere discontinuado total o parcialmente su participación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el apartado 9. "RÉGIMEN DE DESVINCULACION DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA" del Anexo 17 - " INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", podrá requerir su reincorporación luego de transcurridos TRES (3) meses de su desvinculación y siempre que ésta no haya sido resultado del incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos como Agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 20.- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución, con excepción de las resoluciones de carácter transitorio emitidas por esta SECRETARIA DE ENERGIA para el período estacional de invierno mayo-octubre 2002.

Artículo 21.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. Aclárase que está incluida, entre otras de tales cuestiones, la definición de los porcentajes referidos en el Artículo 12 de la presente resolución.

Artículo 22.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Artículo 23.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 317/02

Publicación Boletín Oficial N° 29947 del 24/07/02

BUENOS AIRES, 18 DE JULIO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0178122/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 y

CONSIDERANDO:

Que conforme el Artículo 10º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, se deben definir los valores a aplicar para las variables establecidas en el Anexo 15 - "PARAMETROS" conjuntamente con los Precios Estacionales correspondientes a las PROGRAMACIONES y REPROGRAMACIONES ESTACIONALES.

Que en función del escaso tiempo disponible previo al inicio del segundo trimestre del período estacional de invierno del año 2002, se considera conveniente determinar en este acto el valor de tales parámetros para la REPROGRAMACION TRIMESTRAL Agosto- Octubre 2002, los cuales tendrán vigencia hasta que esta SECRETARIA DE ENERGIA, estime necesario adecuar los mismos.

Que, atento a ello, y con el objeto de que los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) estén informados de la remuneración que les será asignada, resulta procedente instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que efectúe un Informe, complementario al correspondiente a la REPROGRAMACION TRIMESTRAL Agosto-Octubre 2002, en donde se deberán presentar los resultados de los cálculos de la "Remuneración Base de Potencia" según lo establecido en el Anexo 21 - "REMUNERACION BASE DE POTENCIA" y la magnitud de las variables definidas en la presente norma, incluyendo la identificación de las unidades generadoras y la correspondiente asignación de "Base de Potencia" a remunerar.

Que, asimismo, se deberá incluir el nivel de reserva requerido para cada tipo de reserva de corto plazo del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), establecidas en el Anexo 36 - "SERVICIO DE RESERVA DE CORTO Y MEDIANO PLAZO" y que no fueron definidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002.

Que se entiende conveniente precisar la fecha a partir de la cual el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá aplicar lo dispuesto en el Artículo 16º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002.

Que, como se estableciera en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, esta SECRETARIA DE ENERGIA mantiene plenamente la facultad de establecer topes ex-post a los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP), tanto para su reconocimiento económico como para la fijación de Precios de Mercado.

Que, conforme lo dispuesto en la misma Resolución, la creación del Mercado Spot Anticipado tuvo como objeto el preservar el valor adquisitivo de los recursos disponibles en el Fondo de Estabilización introduciendo herramientas adicionales para el cálculo del precio spot y variantes de ajuste ex-ante en el sistema de estabilización de dicho precio para los distribuidores.

Que en función de los resultados obtenidos en la REPROGRAMACION TRIMESTRAL Provisoria Agosto-Octubre 2002 no se considera imprescindible mantener la operatoria del Mercado Spot Anticipado durante el segundo trimestre del Período Estacional de Invierno.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y las Resoluciones Nº 8 del 5 de abril de 2002 y Nº 246 del 4 de julio de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º - Establécese que, a partir del 1º de agosto de 2002 y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no disponga lo contrario, los valores de los Parámetros definidos en el Anexo 15 - "PARAMETROS", aprobado por el Artículo 9º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, son los que se indican a continuación:

Artículo 2º - Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que elabore, eleve a esta SECRETARIA DE ENERGIA, y publique, antes del día 25 de julio de 2002, un Informe con carácter complementario a la REPROGRAMACIÓN TRIMESTRAL correspondiente al período Agosto-Octubre 2002. El mismo deberá contener:

a) la asignación de la Remuneración Base de Potencia para cada una de las máquinas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) incluyendo el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP), por aplicación de lo establecido en el Anexo 21 - "POTENCIA BASE EN RESERVA" aprobado por el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002;

b) los PORCENTAJES de RESERVA del SISTEMA (%PRS) que deben ofertar los Grandes Usuarios que se postulen para ser habilitados como Grandes Usuarios Interrumpibles, de acuerdo a lo estipulado en el Anexo 38 - "PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE" aprobado por el Artículo 6º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002;

c) los PORCENTAJES (%) de Reservas de Corto Plazo para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), determinados de acuerdo a lo estipulado en el Anexo 36 - "SERVICIO DE RESERVAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO" aprobado por el Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002.

Artículo 3º - Establécese que los valores máximos a ser reconocidos para la sanción de precios durante la vigencia del segundo trimestre del período estacional de invierno Agosto-Octubre 2002, serán los Precios de Referencia (PREF) calculados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), sin incluir el QUINCE POR CIENTO (15%) del valor del denominado PORCENTAJE PARA EL COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN (%CVP), definidos para cada convocatoria a Redeclaración de Costos Variables de Producción.

Artículo 4º - Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que aplique lo establecido en el Artículo 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, a partir de la fecha de notificación de la presente Resolución.

Artículo 5º - Suspéndase la aplicación de la operatoria del Mercado Spot Anticipado, establecida en el Anexo III de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Artículo 6º - Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alieto A. Guadagni.

Nota CAMMESA N°B-17000-2 (15/04/02)

Señor

Director Nacional de Prospectiva

Ing. Juan G. MEIRA

Av. Paseo Colón 171

Piso 7° - Of. 704

1063 – CAPITA FEDERAL

Ref.: Aplicación Res. SE 246/2002

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. en relación con la aplicación de la Resolución SECRETARIA de ENERGIA N° 246 del 4 de julio de 2002, con el propósito de poner a vuestra consideración los criterios de implementación que se agregan en el Anexo I.

Sobre el particular, dado lo exiguo del tiempo disponible para las tareas de desarrollo requeridas, agradeceremos nos señalen, si se considera necesario ajustar alguno de los criterios expuestos.

Sin otro particular, saludamos a Ud. muy atentamente.

Ing. Luis Beuret

Gerente General

JL: vm

Adjunto: Lo indicado

Anexo I

APLICACIÓN DE LA RES. SE 246/2002 – CRITERIOS BASICOS DEFINIDOS

SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLE

Se comenzará a reconocer la Tasa sobre Gas Oil (TSGO) y el Recargo sobre Gas Natural (RGN) sobre los consumos registrados a partir de la fecha de publicación de la citada Resolución en el Boletín Oficial (15.07.2002).

Para su reconocimiento se exigirá a los Generadores la presentación de los comprobantes comerciales correspondientes, donde deben estar especificados los consumos, el período asociado y el monto de las tasas facturadas. A fin de determinar el importe a reconocer en las Transacciones Económicas, CAMMESA ajustará considerando el consumo calculado en los meses a facturar y la información presentada por cada Generador.

Como el reconocimiento de este Sobrecosto a los Generadores operará desde el 15.07.2002 y a fin de permitir su recuperación, se aplicará desde la transacción económica del mes de julio/2002 el Cargo Mensual por Sobrecosto de Combustible a la demanda y se habilitará la Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles.

Respecto al Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC) hasta el día 14.07.2002 el monto reconocido a la generación despachada económicamente por el Sistema se recuperará a través del Precio de los Servicios Asociados a la Potencia y desde el 15.07.2002 por el nuevo cargo por Sobrecosto de Combustible a facturar a los Demandantes.

Los importes por ITC y la TSGO se asignarán de la siguiente manera:

Los asociados a la generación forzada a cargo del sistema por razones de despacho, se asignarán al cálculo del precio mensual del Sobrecosto de Combustible.

Los asociados a generación forzada por razones locales a cargo del Sistema por evitar cortes, se asignarán a la Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Los asociados al resto de generación forzada por razones locales, se asignarán a la demanda que la requirió, en la misma proporción que se asignan los Sobrecostos de Energía correspondientes.

FACTOR DE NODO IGUAL A UNO PARA LA DEMANDA

Toda compra de demanda, Distribuidores – Grandes Usuarios – Autogeneradores – Bombeo – Exportación – Consumos Spot de Generadores, se pagará considerando que el Factor de Nodo es igual a 1.

Las pérdidas de transporte (Recaudación Variable por Transporte de Energía) que no se recauden debido a la consideración anterior, se recuperarán a través del Cargo por Energía Adicional.

Respecto a los Delta Factores de Nodo considerados para la recaudación variable de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte, continuarán aplicándose los establecidos según Los Procedimientos.

FACTOR DE ADAPTACIÓN IGUAL A UNO

El monto de los Sobrecostos Producidos de Corta y Larga Duración asociados al Factor de Adaptación se pasará a recaudar a través del Cargo Complementario abonado por los Usuarios del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

SEPARACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE POTENCIA A LOS GENERADORES DEL DESPACHO HORARIO

El cálculo de las diferencias de potencia inherentes al Cargo por Energía Adicional representará las pérdidas de potencia valorizadas al Precio de la Potencia en el Mercado ($PPAD).

POTENCIA BASE HIDRAULICA

La disminución de potencia máxima asociada a menores aportes hidráulicos o menores cotas de embalse no se considera como indisponibilidad. En consecuencia, el control de cumplimiento de la disponibilidad por parte de las centrales hidroeléctricas se efectuará considerando su porcentaje respecto a la potencia que la central podría entregar en el período.

Los Mantenimientos Programados estacionales aceptados por CAMMESA en la coordinación de la operación no serán considerados como indisponibilidad para el control indicado.

A las centrales hidráulicas ingresantes (nuevo equipamiento) que no tuvieron asignación de potencia base se les reconocerá la potencia real operada en las horas de remuneración de la potencia.

POTENCIA BASE TERMICA

La generación térmica con remuneración parcial de Potencia Base que sea convocada a generar por el despacho económico y que en alguna hora del día entregue energía por encima de dicho valor de Potencia Base, va a recibir una remunerada adicional en todas las horas de remuneración de la potencia de dicho día. El valor a considerar para determinar la remuneración adicional de esos días, será el mínimo entre la máxima potencia entregada en el día (energía generada más reserva asignada) y la potencia media disponible en las hrp del día. Al valor así determinado se le restará la potencia media asignada como base; el adicional que resulte se remunerará en todas las hrp del día.

Para la generación Térmica ingresante (nuevo equipamiento) que resulte habilitada comercialmente durante un trimestre se aplicará el mismo mecanismo.

RESERVAS DE CORTO PLAZO

Las reservas de corto plazo para la operación definidas en la Resolución se comenzarán a asignar a partir del día 1/8/2002. El resto de los días de dicha semana (del 29 al 31/7), se continuará con los criterios de asignación de reservas vigentes a la fecha.

La primer declaración de reservas se trasladará del viernes 26/7/02 al siguiente martes 30/7/02 a las 12:00 hs, para facilitar la implementación y la participación por parte de los Agentes.

Las ofertas de reserva declaradas para cada servicio (5, 10 y 20 minutos; 4 horas) y condición (rotante o paradas) serán los máximos valores a asignar para cada oferente en forma horaria en el transcurso de la semana. Las ofertas se podrán retirar total o parcialmente para ser consideradas en los respectivos redespacho.

El volumen de reserva se asignará para cubrir los porcentajes objetivo o una potencia fija equivalente similar a dichos porcentajes.

Sólo se asignará reserva de corto plazo a centrales hidroeléctricas que sean optimizables por el OED, es decir que su despacho horario pueda adaptarse a los requerimientos de la demanda. Asimismo, deberán contar con condiciones de comunicación y medición que permitan su requerimiento y verificación de cumplimiento en la operación en tiempo real.

La asignación de reserva se limitará en caso de que existan restricciones técnicas, hidráulicas o de transporte que le impidan entregarla y sostenerla en los tiempos comprometidos.

Para conformar el ordenamiento de costos para asignar reservas (del Mercado y de las áreas desvinculadas físicamente, de existir) se considerará a las máquinas térmicas con su CVP llevado a la barra Mercado y los Valores del Agua. Las centrales hidroeléctricas forzadas por restricciones de caudal mínimo aguas abajo se considerarán de valor cero para la asignación de reserva rotante.

En caso de que en el ordenamiento de costos definido para las ofertas de reserva rotante exista más de una oferta con el mismo valor, el volumen de potencia faltante para cubrir el requerimiento de reserva definido, se asignará en forma proporcional a la potencia ofertada, limitada por la disponibilidad en la hora.

Para la asignación de reserva en máquinas paradas las centrales hidroeléctricas forzadas por restricciones de caudal mínimo aguas abajo se considerarán con su valor del agua.

En caso de que en el ordenamiento de costos definido para las ofertas de reserva en máquinas paradas hidráulicas exista más de una oferta con el mismo valor, el volumen de potencia faltante para cubrir el requerimiento de reserva definido, se asignará considerando el menor valor del agua de la siguiente franja de valorización.

En todas las horas, de haber oferta disponible, se procurará contar como mínimo con un monto total equivalente a la suma de la reserva regulante y de cinco minutos en reservas de rápida disponibilidad. En

condiciones de máximo requerimiento se adecuará el despacho para contar con este monto en máquinas rotantes.

En las horas en que alguna de estas reservas sea solicitada, se realizará el control de cumplimiento de sus compromisos asociados. A la generación térmica que se le requiera la entrega de reserva asignada, para la remuneración de la energía generada, se la considerará durante la primer hora con un costo operativo máximo correspondiente al combustible declarado con el cual se había conformado el orden de mérito.

RESERVA TÉRMICA DE CUATRO HORAS

Se podrán hacer ofertas diferenciadas para el servicio de Reserva de 4 horas según el tipo de día (hábil, sábado o domingo)

RESERVA DE CONFIABILIDAD – DESEMPATE ANTE PRECIOS OFERTADOS IGUALES

En caso de que exista más de una oferta de potencia con igual precio para el servicio de reserva de confiabilidad, el volumen de potencia faltante para cubrir el requerimiento de potencia definido, se asignará en forma proporcional al factor de carga histórico, limitado con la disponibilidad máxima ofertada.

TRATAMIENTO DE LA GENERACION FORZADA

Se considera Generación Forzada a cargo del Mercado a aquella que, para la condición de operación, impide con su generación que sea necesario realizar restricciones a la demanda.

Dicha generación forzada, desde el punto de vista de la asignación de sobrecostos se tratará como generación requerida por el Despacho, asignando todos los Sobrecostos que se originen a la subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Para el resto de la generación forzada por razones locales, los únicos sobrecostos que quedarán a cargo del Mercado son aquellos asociados a la pesificación de los CVP de combustibles líquidos.

Respecto a la potencia de generación forzada, no se asignará como generación forzada Base aquella potencia forzada por la demanda en máquinas de un mismo tipo en una misma central que ya tengan potencia Base asignada por un monto equivalente al requerido. Los sobrecostos diarios de potencia que pudieren originarse en estos casos se asignarán de la misma manera que los Sobrecostos de energía asociados

TRATAMIENTO DE LOS GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES

Los Grandes Usuarios Interrumpibles vigentes a la fecha se considerarán en principio como GUI de Reserva de Máximo Requerimiento Térmico, de Confiabilidad y de 4 horas en el marco de la Resolución 246/02, salvo que indiquen lo contrario. En cada caso deberán adecuar su compromiso de interrumpibilidad al %PRS correspondiente.

Para ser considerados como GUI de Reservas de 10 o 20 minutos, deberán solicitarlo en forma expresa a CAMMESA y deberán contar con condiciones de comunicación y medición que permitan su requerimiento y verificación de cumplimiento en la operación en tiempo real (comunicaciones permanentes con un operador responsable y datos a través de un sistema de medición en tiempo real).

El compromiso de interrumpibilidad relacionado con la reserva de máximo requerimiento térmico y confiabilidad se requerirá cuando una vez programado el despacho de toda la generación disponible, no sea posible cubrir el volumen mínimo de reserva requerido para la operación.

ANEXO IX - ALIVIO DE CARGA - ACLARACION

Se entiende que el artículo 12 de la Resolución SE 246/02 implica que se debe agregar al ANEXO 35 existente el punto ”CONDICIONES DE APLICABILIDAD COMPLEMENTARIA”, el cual se incorporaría como punto 9 del citado Anexo. Asimismo, se actualizaría el Procedimiento Técnico N°4 con las tablas incluidas en los puntos 1 y 2.

NOTA S.S.E.E. Nº 0075/2002 – 17/09/2002

REF: Instrucciones para el tratamiento de la Generación Forzada

BUENOS AIRES, 17 de Setiembre de 2002

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted con el objeto de precisar el alcance de lo dispuesto en el Artículo 16 de la Resolución S.E Nº 246 del 4 de julio de 2002, en vistas de los criterios generales de aplicación aprobados mediante el Artículo 4' de la Resolución S.E. N° 329 del 25 de julio de 2002 y que fueran remitidos por esa Compañía a esta Secretaría mediante su nota B-17000-2 del 22 de julio de 2002.

Conforme lo señalado precedentemente, el tratamiento a brindar a la Generación Forzada originada por restricciones de transporte y/o distribución deberá ser el siguiente:

a) El OED deberá identificar separadamente los sobrecostos de la Generación Forzada mínima necesaria para impedir interrupciones en el normal abastecimiento de la demanda de usuarios finales y originada por restricciones de transporte y/o distribución conforme lo dispuesto en el primer párrafo del Artículo 16 de la Resolución S.E. N° 246 del 4 de julio de 2002, separándola del resto de Generación Forzada solicitada despachar

b) Asignar a la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" los sobrecostos de la Generación Forzada identificada conforme lo instruido en el punto anterior,

c) Los sobrecostos de la Generación Forzada solicitada por los agentes a despachar en exceso a la referida en el anterior punto a), deberá ser asignada a los causantes de la misma conforme lo dispuesto en la Resolución S.E. N' 246 del 4 de julio de 2002 y la normativa vigente,

d) A los efectos del estricto seguimiento de la Generación Forzada señalada en el Artículo 16 de la Resolución S.E. N° 246 del 4 de julio de 2002 e identificada en el punto a) precedente, CAMMESA está habilitada para requerir a los Agentes requerientes toda la información necesaria para su adecuada justificación.

e) Lo dispuesto precedentemente deberá ser aplicado a partir de la entrada en vigencia del Artículo 16 de la Resolución S.E. N° 246 del 4 de julio de 2002 conforme lo establecido en el Artículo 40 de la Resolución S.E. N° 317 del 18 de julio de 2009, introduciendo las adecuaciones necesarias a las Transacciones Económicas desde tal fecha.

Saludo a usted atentamente

DARIO ARRUÉ

Subsecretario de Energía Eléctrica

SEÑOR GERENTE GENERAL DE CAMMESA

Ing. Luis A. BEURET

S / D

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 329/02

Publicación Boletín Oficial N° 29951 del 30/07/02

BUENOS AIRES, 25 DE JULIO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0185869/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que a partir del 1º de agosto de 2002 deben regir los nuevos precios estacionales correspondientes a la Reprogramación Trimestral de Invierno del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), conforme a “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con los ajustes derivados de la aplicación de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002 y Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Que el Fondo de Estabilización administrado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), conforme a “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, dispone al 1º de agosto de 2002 de un saldo superior al “fondo adecuado” establecido por la normativa.

Que atento a lo establecido en el numeral 5.7 - “SISTEMA DE ESTABILIZACION DE PRECIOS” del Capítulo 5 - “FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION” de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, esta SECRETARIA DE ENERGIA puede indicar el criterio con que en la Programación Estacional se considerarán los saldos acumulados en el Fondo de Estabilización.

Que adicionalmente a ello, los cambios introducidos para la determinación de los cargos por energía y por potencia que surgen de la aplicación de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 y Nº 246 del 4 de julio de 2002, hacen conveniente, mientras se culmina con el proceso de implantación de la normativa dictada para la separación de la remuneración de la energía y la potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), establecer transitoriamente que el Fondo de Estabilización provea los recursos necesarios para solventar los saldos negativos que pudieren surgir en el Fondo de Apartamientos de la Potencia y/ o en las cuentas pertenecientes al mismo, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno del corriente año.

Que atendiendo la situación actual y teniendo en cuenta el estado del Fondo de Estabilización, es posible enfrentar la Reprogramación Trimestral de Invierno manteniendo la vigencia de los valores establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 75 del 30 de abril de 2002.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGIA los criterios generales definidos para la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, las Resoluciones Nº 2 del 14 de marzo de 2002, Nº 8 del 5 de abril de 2002, Nº 33 del 17 de abril de 2002 y Nº 246 del 4 de julio de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA, y las Resoluciones MINISTERIO DE ECONOMIA Nº 38 del 9 de abril de 2002 y Nº 53 del 15 de abril de 2002.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Mantener los valores correspondientes a la Programación Estacional de Invierno del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA

PATAGONICO (MEMSP) establecidos en los Artículos 2º, 3º, 4º, 5º, 6º, 7º, 8º, 9º, 10, 11 y 12 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 75 de fecha 30 de abril de 2002, para el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2002.

Artículo 2º- Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2002.

Artículo 3º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar las adecuaciones técnicas correspondientes a fin de contemplar en la ejecución de la Reprogramación Trimestral de Invierno los apartamientos que surjan debidos a la aplicación de los precios y cargos establecidos en el artículo 1º de la presente resolución, teniendo en cuenta para ello lo establecido en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 5 de julio de 2002 y Nº 317 del 18 de julio de 2002.

Artículo 4º- Apruébense los criterios básicos para la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 5 de julio de 2002 elevados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) mediante su Nota B- 17000-2 del 22 de julio de 2002.

Artículo 5º- Establécese que, transitoriamente y hasta la culminación de las transacciones económicas correspondientes al Período Estacional de Invierno, el Fondo de Estabilización proveerá los recursos necesarios, no reembolsables, para solventar los saldos negativos que pudieren surgir en el Fondo de Apartamientos de la Potencia y/o en las cuentas pertenecientes al mismo durante dicho período.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 334/02

Publicación Boletín Oficial N° 29951 del 30/07/02

BUENOS AIRES, 25 DE JULIO DE 2002.

VISTO el Expediente Nº 750-001648/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha informado a esta SECRETARIA DE ENERGIA acerca de la conveniencia de efectuar ampliaciones en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) con el objeto de reducir el riesgo de un colapso parcial o total debido a faltas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Que los estudios efectuados muestran la factibilidad técnica y económica de implementar un esquema basado en la desconexión de un bloque de carga del DIEZ POR CIENTO (10%) adicional al definido en el Anexo 35-Reserva Instantánea y Esquemas de Alivio de Cargas de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, para que opere ante situaciones extremas en forma combinada con automatismos para control de tensión en la red de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Que en tanto las condiciones de operación en que se prevé la actuación de este esquema de emergencia tienen una baja frecuencia de ocurrencia, se considera necesario efectuar controles y auditorías técnicas periódicas para asegurar su disponibilidad y correcto funcionamiento cuando sea requerido.

Que los automatismos necesarios para el fin aludido forman parte de un sistema que por su finalidad y características debe diferenciarse del esquema de alivio de carga reglado en el citado Anexo 35 y de lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 305 del 27 de julio de 1998 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que el sistema que establece el presente acto se corresponde, en virtud de sus características, con la categorización definida en el Subanexo III-Ampliaciones para Mejora de Seguridad, del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) evaluó e informó a esta SECRETARIA DE ENERGIA estimaciones de costos de las instalaciones de corte de carga correspondientes a diseños estándar.

Que se ha tenido en cuenta que en el caso de Agentes Demandantes cuyos requerimientos de potencia son de poca magnitud, no se justifica su inclusión inmediata en este esquema de emergencia, pudiendo diferir la colocación del equipamiento necesario en sus instalaciones con el fin de favorecer la implementación con prontitud y posibilitar una mejor coordinación de la puesta en servicio de este esquema.

Que se debe definir la forma en que se producirá el reconocimiento de los gastos en que incurran los Agentes (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores, Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional), como así también su determinación y aprobación, para los que se establezca la responsabilidad de la ejecución de las obras y trabajos que se requieran para la instalación de los automatismos y demás elementos necesarios para implementar este esquema de seguridad.

Que los plazos requeridos para la implementación de este esquema de seguridad deben ser compatibles con aquellos previstos para la Formación de Islas Eléctricas y Arranque en Negro, establecidos por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 305 del 27 de julio de 1998 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, pero su puesta en servicio no puede prorrogarse hasta tanto estén disponibles las instalaciones de Formación de Islas Eléctricas de dicho proyecto, en virtud que no se dispone de medios de emergencia sustitutos que eviten la ocurrencia de un colapso parcial o total de las características ya reseñadas.

Que este esquema de emergencia deberá continuar en funcionamiento aún después de la puesta en servicio del sistema de Formación de Islas Eléctricas ya que es un sistema esencial y complementario de la apropiada formación de las mismas.

Que atento a lo mencionado precedentemente, es conveniente incentivar económicamente tanto la pronta ejecución del sistema de seguridad que se define en el presente acto, como la aplicación de compensaciones que guarden relación con tal incentivo y la indisponibilidad de los equipos frente a una demora injustificada o falla del equipamiento.

Que conforme esto último debe tenerse en cuenta que la puesta en servicio y operación del instrumental dedicado a este esquema ubicado en instalaciones de los transportistas reviste un carácter prioritario para la adecuada funcionalidad de los que se instalen en otros Agentes, por lo que su posible indisponibilidad es un factor de retraso que afecta no sólo la propia funcionalidad del equipo sino también la puesta en marcha del esquema en su conjunto, resultando en consecuencia que las sanciones aplicables deben guardar proporcionalidad con la preeminencia de las instalaciones en cuestión.

Que respecto a la Operación y Mantenimiento de las ampliaciones a implementar en instalaciones de los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión, debe instruirse al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que proceda a diseñar y poner en vigencia los regímenes remuneratorios, de calidad de servicio y de sanciones específicos para este tipo de equipamiento, guardando relación con los montos y criterios generales establecidos en el presente acto.

Que respecto a la Operación y Mantenimiento de las ampliaciones a implementar en instalaciones de los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, debe instruirse al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que proceda a diseñar y poner en vigencia los regímenes remuneratorios, de calidad de servicio y sanciones específico para este tipo de equipamiento, guardando relación con los montos y criterios generales establecidos en el presente acto.

Que en cuanto se trate de nuevas instalaciones, sea por ampliación de las existentes o por ingresos, será obligación de los Agentes Demandantes disponer de los automatismos necesarios para participar en soporte técnico y económico del esquema de seguridad establecido en este acto, debiendo atenerse a las características técnicas y demás condiciones que se establecen específicamente.

Que la promulgación de la Ley Nº 25.561 y el Decreto Nº 214 del 3 de febrero de 2002 altera las relaciones de tipo de cambio vigentes hasta el momento de su dictado e impide la indexación de precios o actualizaciones monetarias de bienes, obras o servicios, circunstancias que colisionan con los presupuestos y estimaciones de costos citados en el sexto Considerando en razón que fueron evaluados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) con anterioridad a la nueva normativa.

Que con posterioridad la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informó mediante Nota B-13043-3 del 6 de mayo de 2002 que debido a la dispersión e inestabilidad de precios que se observa en materiales y algunos servicios, resultaría ocioso solicitar a las empresas que actualicen los costos ya informados y citados en el sexto Considerando, estimando en base a los presupuestos originales una proporción del SETENTA POR CIENTO (70%) para equipos y materiales y TREINTA POR CIENTO (30%) para la mano de obra.

Que teniendo en cuenta que los precios de los equipos y materiales utilizados para estas instalaciones mantienen sus valores en dólares estadounidenses, que además las obras se habrán de realizar de acuerdo a plazos dentro de los cuales la tasa de cambio puede resultar con variaciones significativas, se estima conveniente fijar el costo de la parte correspondiente a Equipos y Materiales en dólares estadounidenses y aplicar el Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) en el momento de liquidar los cargos.

Que la Ley Nº 25.561 mantiene vigente el Artículo 617 del Código Civil que permite la constitución de obligaciones de dar moneda que no sea de curso legal en la República, habilitando la posibilidad de fijar en Dólares Estadounidenses el SETENTA POR CIENTO (70%) del costo estándar de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT).

Que la necesidad de no postergar la implementación del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFT) impone el dictado del presente acto en línea con las razones expuestas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado intervención a los efectos de su competencia.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de las facultades otorgadas por la Ley Nº 24.065, el Decreto Nº 186 de fecha 27 de julio de 1995 y la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, que aprueba los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, sus normas modificatorias y complementarias.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustituyese el Subanexo III-Ampliación para Mejora de la Seguridad del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, por el texto del Anexo I que con idéntica denominación forma parte del presente acto.

Artículo 2º- Incorporase el “Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS)” al Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, que con el texto del Anexo II forma parte del presente acto.

Artículo 3º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar las actividades necesarias y coordinar las acciones de los Agentes requeridas para poner en servicio el equipamiento correspondiente al esquema referido en los Artículos 1º y 2º anteriores en las instalaciones existentes a la fecha de vigencia del presente acto, según lo definido a continuación:

a) Coordinar las actividades del proyecto, requerir, evaluar y aprobar los diseños conceptuales que presenten los Agentes para la ejecución de las obras.

b) Evaluar la razonabilidad de los costos presupuestados por los Agentes a los que se les requiera la realización del proyecto y construcción de las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), conforme lo siguiente:

I. Cuando los costos de los trabajos y obras que deba efectuar un Agente Demandante sean como máximo iguales a los costos estándar establecidos en el presente acto, evaluará el proyecto correspondiente y de no tener observaciones deberá entender que se encuentra aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA. En caso de resultar superiores a los mismos, remitirá a dicha Secretaría el presupuesto presentado acompañado de su evaluación para que ésta defina su aprobación o rechazo.

II. Los costos presupuestados por el Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión para la realización de los proyectos y construcción de las ampliaciones se remitirán a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación conjuntamente con la evaluación de los mismos.

III. Los costos presupuestados por los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional que atiendan demandas de exportación, para la realización de los proyectos y construcción de las ampliaciones para adecuar los controles sobre Conversoras de Frecuencia o enlaces en corriente continua, se remitirán a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación conjuntamente con la evaluación de los mismos.

IV. Los costos presupuestados por los Agentes podrán presentarse en Pesos y en Dólares Estadounidenses, debiendo informarse con una apertura tal que permita diferenciar los rubros cotizados en cada unidad monetaria. Los créditos y débitos a asignar en las liquidaciones se calcularán para los valores en Dólares Estadounidenses con la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) del día hábil anterior al de emisión del correspondiente documento.

c) Informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la proyección de los fondos que serán incluidos en el Cargo Mensual por Servicios Asociados a la Potencia con los que se remunerarán los costos correspondientes a las ampliaciones requeridas para implementar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSIONES DEL SADI (ESCFTS).

d) Habilitar las instalaciones del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), efectuando la coordinación de la puesta en servicio de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS) con el objeto de garantizar el correcto funcionamiento del

esquema, aun cuando no se cuente con todos los equipos instalados y habilitados. Se entenderá por habilitación a la notificación fehaciente por parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de la total conformidad con la instalación realizada.

Anualmente el Transportista de Energía en Alta Tensión deberá analizar y acordar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) los valores de tensión y temporización que condicionarán la conexión de los reactores, debiendo informarse el ajuste de dichos parámetros en cada Programación Estacional de Verano.

Artículo 4º- Disponedse que todo Agente Demandante cuya Potencia declarada sea igual o superior a NUEVE MEGAVATIOS (9 MW), deberá ejecutar las obras necesarias para desconectar un DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda, adicional al corte de carga establecido en el Anexo 35-Reserva Instantánea y Esquema de Alivio de Cargas, de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en los plazos que se indican en el artículo 8º del presente acto, siguiendo las especificaciones técnicas e instrucciones que defina la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para adecuar las instalaciones existentes a lo requerido en el Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias. A estos efectos los Agentes deberán presentar los diseños, presupuestos y documentación en los términos y plazos que le sean requeridos.

Artículo 5º- Establécese que los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional que atiendan demandas de exportación deberán presentar, conforme los términos y plazos que le sean requeridos, los diseños y documentación pertinentes a los efectos de la aprobación y habilitación de las ampliaciones que permitan adecuar las instalaciones existentes a la fecha de puesta en vigencia del presente acto, a lo establecido en el Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 6º- Disponedse que el Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión defina el diseño, confeccione el presupuesto y ejecute las obras necesarias para poner en servicio las instalaciones para control de reactores que se detallan en el artículo 13, en los plazos que se indican en el artículo 8º, ambos del presente acto, siguiendo las especificaciones e instrucciones que a ese efecto establezca la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA). Con ese objeto, como así también el de la habilitación de las ampliaciones del esquema aludido, se deberán presentar los diseños, presupuestos, y toda otra documentación necesaria en los términos que le sean requeridos oportunamente.

Artículo 7º- Establécese que el pago de los gastos presupuestados por los Agentes que ejecuten las tareas encomendadas en los artículos 4º, 5º y 6º precedentes, se efectivizará una vez que el presupuesto presentado haya sido aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en la presente norma y que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) haya habilitado la instalación. La oportunidad en que se efectuará dicho pago será concordante con los plazos establecidos para la facturación y pago de las transacciones económicas según la normativa vigente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 8º- Establécese que las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) en las instalaciones de los Agentes Demandantes con una potencia requerida igual o superior a NUEVE MEGAVATIOS (9 MW), o las que deban ser realizadas en instalaciones de Transportistas, deberán estar en condiciones de ser habilitadas dentro de un plazo máximo de CIENTO CINCUENTA (150) días corridos contados a partir de la fecha en que el Agente sea notificado fehacientemente del requerimiento respectivo por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA),

incluyéndose en dicho plazo, el lapso que se destine a la evaluación y aprobación de la propuesta técnica por parte de esta última. Los tiempos insumidos para la aprobación de los presupuestos que se remitan a la SECRETARIA DE ENERGIA no modificarán el citado plazo de CIENTO CINCUENTA (150) días.

En todos los casos, una vez informada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la aprobación del diseño conceptual presentado por el Agente, o hayan transcurrido VEINTE (20) días corridos desde dicha presentación sin recibir observaciones, el Agente debe entender que está habilitado para ejecutar los trabajos de implementación del esquema requerido dentro de los plazos establecidos más arriba, independientemente del trámite de aprobación del presupuesto correspondiente.

De mediar observaciones a la presentación realizada por el Agente, éste deberá hacer una nueva presentación con las modificaciones y aclaraciones que correspondan. Para esta nueva presentación la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) dispondrá de OCHO (8) días corridos para aprobar las soluciones propuestas o emitir nuevas observaciones, cumplido ese plazo el Agente queda habilitado para ejecutar el proyecto.

Cuando sea procedente, según lo definido en el presente acto, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) elevará el presupuesto presentado a la SECRETARIA DE ENERGIA y ésta decidirá sobre su aprobación, sin perjuicio de su facultad de requerir ajustes o información complementaria en el plazo máximo de TREINTA (30) días corridos pudiendo, de considerarlo conveniente, solicitar la ejecución de una licitación para la contratación de la realización de la ampliación en cuestión.

En este último caso, el Agente deberá proceder al concurso respectivo, dando la publicidad necesaria al mismo e invitando a un mínimo de TRES (3) posibles oferentes, debiendo ser ello verificado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la que considerará como monto aprobado por la ejecución de la ampliación el que resulte como más conveniente de la compulsa señalada, o el que haya presupuestado originalmente el Agente de resultar éste inferior al anterior.

De no pronunciarse en el plazo máximo establecido, se entenderá que la SECRETARIA DE ENERGIA acepta la razonabilidad del presupuestos presentado, pudiendo no obstante, requerir mayor información o ajustes a la propuesta.

Artículo 9º- Establécese para las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) los siguientes Costos Estándar en cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS) correspondiente a un Agente Demandante.

Los créditos y débitos a asignar en las liquidaciones se calcularán para los valores en Dólares Estadounidenses con la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil anterior al de la emisión de los respectivos documentos.

Artículo 10.- Establécese un sistema de incentivos y sanciones por incumplimiento de los plazos máximos establecidos para la habilitación de las instalaciones dedicadas al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) consistente en:

a) Una bonificación por anticipación de obra a abonar a aquellos Agentes Demandantes (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores) que hayan alcanzado la habilitación con una antelación de TREINTA (30) o más días corridos al vencimiento del plazo indicado en el artículo 8º del presente acto, de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) que les sea asignada, como un único pago adicional y cuyo valor máximo se establece en el QUINCE POR CIENTO (15%) del respectivo Costo Estándar según se establece en el artículo 9º del presente acto.

   El valor de este incentivo se reducirá proporcionalmente por cada día menos de antelación a los TREINTA (30) días corridos, desde el valor señalado hasta anularse completamente en la fecha de vencimiento del plazo estipulado como máximo para la habilitación de dicha instalación.

b) La aplicación de un cargo mensual equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) del respectivo Costo Estándar según se establece en el artículo 9º del presente acto para la respectiva instalación, en las transacciones de cada mes en concepto de penalización por cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) a cada Agente Demandante (Distribuidor, Gran Usuario, Autogenerador) al que se le haya requerido la ejecución de una ampliación destinada al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFT) y no esté en condiciones de ser habilitada el último día hábil del mes, habiendo transcurrido más de VEINTE (20) días corridos desde el vencimiento del plazo establecido para su habilitación conforme el artículo 8º del presente acto.

c) La aplicación al Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional en las transacciones económicas de cada mes, un cargo mensual equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) del presupuesto aprobado para la respectiva instalación, por cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) que se le haya requerido realizar para el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) y que no esté en condiciones de ser habilitada el último día hábil del mes, habiendo transcurrido más de VEINTE (20) días desde la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 8º del presente acto para su habilitación.

d) En caso que los presupuestos contuvieran cotizados valores en Dólares Estadounidenses, la liquidación de los cargos y bonificaciones se hará aplicando la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil anterior al de emisión del respectivo documento.

e) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá integrar como un crédito adicional al cálculo del Precio Mensual de los Servicios Asociados a la Potencia los montos recaudados por los cargos mensuales aplicados según lo dispuesto en el presente artículo.

Artículo 11.- Disponedse que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en base a informes técnicos a suministrar por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), proceda a diseñar un régimen específico para la remuneración de la Operación y Mantenimiento y el correspondiente régimen de calidad de servicio y sanciones destinados al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) ubicado en instalaciones de los Transportistas, los que deberán guardar relación con los montos y criterios generales por incumplimiento establecidos en el artículo 10 precedente.

Artículo 12.- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para:

a) Coordinar la fecha de puesta en servicio de las instalaciones habilitadas.

b) Abonar a los Agentes Demandantes (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores) por cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) cuyas obras resulten habilitadas, hasta el valor presupuestado y siempre que éste no supere el valor estándar definido para cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS) según lo indicado en el artículo 9º del presente acto.

En caso que la obra presupuestada por tales Agentes supere el Costo Estándar señalado, y siempre que tal instalación se encuentre habilitada, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) efectuará el pago hasta ese valor máximo a dicho Agente.

Cuando la SECRETARIA DE ENERGIA apruebe un monto superior al Costo Estándar, que podrá o no corresponderse con el valor presupuestado, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) abonará al Agente el saldo que reste para completar el pago correspondiente a la suma total aprobada.

c) Abonar las sumas autorizadas al Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional por las obras que les hayan sido requeridas para la implementación del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), cuyos presupuestos tengan la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA y se encuentren habilitadas.

d) Asignar a los Agentes los créditos y los débitos al Cargo Mensual por Servicios Asociados a la Potencia, por la instalación y puesta en servicio del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), como así también los que resulten por la aplicación de las bonificaciones y penalizaciones que se establecen en el presente acto.

e) Abonar a los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, los costos de Operación y Mantenimiento que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) establezca, como así también destinar al Cargo Mensual por Servicios Asociados a la Potencia los ingresos provenientes de las sanciones aplicadas por incumplimiento al régimen de calidad de servicio y sanciones.

f) Efectuar auditorías de los costos presupuestados por los Agentes que considere oportunas y justificadas para su evaluación en concordancia con lo establecido en el presente acto.

g) Requerir, especificar, aprobar y habilitar las instalaciones que correspondan en cada caso cuando ingrese un nuevo Agente, o un Transportista de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional o una Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Artículo 13.- Establécese que a la fecha de entrada en vigencia del presente acto, la lista de los reactores sobre los que deberá actuar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) es la siguiente:

Artículo 14.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 15.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 342/02

Publicación Boletín Oficial N° 29952 del 31/07/02

BUENOS AIRES, 29 DE JULIO DE 2002.

VISTO el Expediente S01:0162480/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002, se habilitó transitoriamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de los Agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, para su aplicación al pago de obligaciones contraídas en dicho mercado y administradas por aquél.

Que dicha norma se dictó en el marco de lo dispuesto en el Decreto Nº 805 del 10 de mayo de 2002 en el cual se establecieron condiciones de aceptación y utilización de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) adicionales a aquellas que pudieran ser destinadas al pago de las obligaciones tributarias y no tributarias del mencionado Organismo con el ESTADO NACIONAL en el marco del Decreto Nº 1004 del 9 de agosto de 2001.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 101 del 14 de mayo de 2002, esta SECRETARIA DE ENERGIA también instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que convoque, dentro de un plazo perentorio, a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), tanto acreedores como deudores, para que acuerden definitivamente los efectos económicos de la mora producida en la cancelación de las obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002, dentro de un marco de excepción a lo establecido en el Numeral 5.5 del Capítulo 5 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que ambas normas, se sancionaron como ya se indicó con carácter excepcional y transitorio al efecto de mejorar la situación de la cadena de pagos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la que fuera afectada a consecuencia de hechos de público y notorio conocimiento derivados de las limitaciones al crédito público, como también a la introducción como instrumento de pago en distintas jurisdicciones de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) e incluso de otros instrumentos similares emitidos por algunas provincias.

Que, dada la información suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), esta SECRETARIA DE ENERGIA considera conveniente ajustar la metodología establecida respecto a la situación particular que presentan algunas empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica frente a las exigencias definidas para la aceptación de las ofertas de pago con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de sus deudas para con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que ello conlleva la necesidad de contemplar separadamente las deudas por mora que se encuentran abarcadas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 101 del 14 de mayo de 2002, para evitar que se obstaculice el objetivo último de ambas Resoluciones que es el mejorar el nivel de cobranzas de las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) evitando el colapso de la cadena de pagos.

Que atento a los montos ofrecidos y puestos en juego puede resultar momentáneamente excesivo el plazo establecido para la presentación de la información de la situación de cobranzas de los Agentes prestadores del servicio público de distribución, como así también la disponibilidad y entrega como medio de pago de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP).

Que es oportuno también, atento a lo informado por el referido Organismo, disponer una prórroga al plazo establecido en el Artículo 13 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002, con el objeto de permitir a los Agentes prestadores del servicio público de distribución un margen más amplio de tiempo para presentar los elementos respaldatorios exigidos en dicha Resolución para el uso de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) para el pago de las deudas con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que estuvieran vencidas e impagas a la fecha de entrada en vigencia de tal Resolución.

Que asimismo, mientras no se alcancen los montos máximos de las obligaciones tributarias y no tributarias posibles de ser cubiertos con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP)

conforme lo dispuesto en el Decreto Nº 805 del 10 de mayo de 2002 en el marco del Decreto Nº 1004 del 9 de agosto de 2001 y sus complementarios, se considera provechoso el permitir el acceso al pago con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de un número mayor de Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) siempre que acrediten una situación semejante a la definida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002.

Que en virtud de todo lo expuesto, es menester otorgar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una mayor flexibilidad administrativa para el cumplimiento de los plazos y las condiciones a exigir para la habilitación al pago con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) establecidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades de la SECRETARIA DE ENERGIA para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Decreto Nº 805 del 10 de mayo de 2002.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que no será de aplicación lo dispuesto en el inciso c) del Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002 en tanto ello tenga relación con las deudas originadas en el incumplimiento de la cancelación en término de las obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002 abarcadas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 101 del 14 de mayo de 2002, autorizándose al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a su vez en forma restrictiva y para períodos posteriores, a no aplicar el inciso c) mencionado previamente en este artículo, para todos aquellos casos en que una mejora sustancial y prolongada en el tiempo, de la cobranza justifique, según evaluación del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), acordar con el agente deudor dejar de lado la aplicación del inciso mencionado.

Artículo 2º- Habilitase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), siempre que no se alcance el monto máximo mensual posible de ser cubierto con LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) de las obligaciones tributarias y no tributarias conforme lo dispuesto en el Decreto Nº 805 del 10 de mayo de 2002 en el marco del Decreto Nº 1004 del 9 de agosto de 2001 y sus complementarios, a disponer plazos menores al establecido en el Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002 para facilitar la entrega de la documentación e instrumentos de pago referidos en dicho artículo, pero sin superar el día hábil previo a la fecha de vencimiento de las facturas.

Artículo 3º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir, siempre que no se alcance el monto máximo mensual indicado en el artículo precedente, LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) por parte de los Agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica que demuestren un porcentaje inferior al PORCENTAJE DE ACEPTACION DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES MINIMO (PALD mín) definido en el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá disminuir escalonadamente, en pasos sucesivos, el porcentaje de aceptación aludido precedentemente hasta el QUINCE POR CIENTO (15%) del monto total neto de compensaciones de la facturación mensual a vencer del Agente deudor.

Artículo 4º- Autorizase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir, siempre que no se alcance el monto máximo mensual indicado en el artículo 2º de la presente resolución, LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) por parte de los Agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no comprendidos en el artículo precedente, siempre que se satisfaga que:

a) Las instalaciones habilitadas como agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se encuentren ubicadas en provincias donde se verifique que la empresa prestadora del servicio público de distribución de energía eléctrica de la jurisdicción sea alcanzada por las condiciones establecidas en los incisos a) y b) del Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002.

b) Consigne que ha cancelado mediante LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) u otros bonos provinciales sus obligaciones tributarias nacionales, provinciales y/o municipales pagaderas en dichos títulos.

c) El monto de las LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) ofrecidas para el pago de sus deudas con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no supera el PORCENTAJE DE ACEPTACION DE LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (PALD) del Agente prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica del área donde se ubican sus instalaciones.

La aceptación del cumplimiento de las mencionadas condiciones, como así también la determinación de la falta de exactitud, integridad o consistencia de la información suministrada será efectuada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) bajo los mismos términos establecidos en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002.

Artículo 5º- Aclarase que la certificación requerida en el apartado I) del inciso d) del Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002 respecto de la cantidad de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) recibidas directamente, o como canje de otros bonos recibidos, en concepto de cobranzas a usuarios finales de energía eléctrica se podrá realizar refiriéndola a igual mes que el facturado por las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuando resulte de imposible cumplimiento la presentación de la información correspondiente al período mensual inmediato anterior al del vencimiento de la antedicha facturación.

Artículo 6º- Prorrógase hasta el 16 de agosto de 2002 el plazo máximo establecido en el Artículo 13 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002, para que los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica efectúen la acreditación ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de los requisitos exigidos en los Artículos 2º, 3º y 4º de la mencionada Resolución.

Artículo 7º- Establécese que, mientras no expire el plazo de vigencia de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 101 del 14 de mayo de 2002 y durante el plazo de pago de los acuerdos celebrados en cumplimiento de la misma, las deudas originadas en el incumplimiento de la cancelación en término de las obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001, enero y febrero de 2002 abarcadas por dicha resolución no serán consideradas por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a los efectos de habilitar a los agentes deudores a adherir a la operatoria establecida en el Artículo 15 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002.

Artículo 8º- La presente resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de su notificación a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 124/02

Publicación Boletín Oficial N°30006 del 17/10/02

BUENOS AIRES, 11 DE OCTUBRE DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:247761/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que atendiendo al estado de emergencia pública en materia social y económica declarada por la Ley N° 25.561, es conveniente generar acciones previas a la aplicación del procedimiento de corte establecido en el Artículo 84 de la Ley Nº 24.065 para los agentes prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica.

Que, en el actual contexto, un incremento en la morosidad, si bien inicialmente afecta la calidad puede llegar a afectar el abastecimiento a los usuarios de energía eléctrica de todo el país.

Que en consecuencia es necesario generar instrumentos regulatorios que promuevan la normalización del pago de las deudas que mantienen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) las empresas Agentes prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Que asimismo, a fin de evitar el desabastecimiento a que están expuestos los usuarios de energía eléctrica de todo el país, con el consecuente perjuicio para la población y la economía, como consecuencia de la morosidad creciente de ciertos distribuidores, es imprescindible implementar mecanismos de ahorro sobre las áreas abastecidas por estos morosos crónicos.

Que resulta necesario informar a la población de las consecuencias derivadas de la morosidad crónica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que las señales económicas establecidas, en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, resultan adecuadas a los fines de mantener el nivel de cobranzas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que no obstante ello en vista de los volúmenes de deuda acumulada por los morosos crónicos y la situación crítica en que se ha desenvuelto el país durante el primer semestre del año en curso, resulta necesario establecer un procedimiento especial para la normalización de la cadena de pagos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades de la SECRETARIA DE ENERGIA para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Se posterga transitoriamente hasta nueva comunicación de esta SECRETARIA DE ENERGIA la aplicación del inciso a) del Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 del 29 de diciembre de 1995.

Artículo 2°- A los efectos de la presente resolución se denomina DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO a aquel agente prestador del servicio público de distribución, que acumule deudas vencidas e impagas por montos equivalentes o superiores a DOS (2) facturaciones mensuales.

Artículo 3°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a informar a todos los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica abastecidos por un DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO, de las acciones que dicho DISTRIBUIDOR debe tomar y de las consecuencias que podría sufrir el suministro de energía eléctrica producto de la falta de pago del distribuidor de su área.

La información mencionada deberá ser ampliamente difundida a través de los medios masivos de comunicación en el área del DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO y en todos aquellos que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considere conveniente, con CINCO (5) días de antelación a la

aplicación de las medidas que se mencionan en la presente resolución. Los costos que demande la difusión serán solventados aplicando el criterio establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES N° 29 del 29 de diciembre de 1995.

Artículo 4°- Instruyese al DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO a implementar una disminución de su demanda mensual, en un porcentaje igual al DIEZ POR CIENTO (10%) de su consumo histórico, en base a una mejor gestión de la misma y/o ahorros en el uso de requerimientos energéticos no imprescindibles para posibilitar el abastecimiento de la población. Asimismo, deberá evitar el requerimiento de reservas del sistema y acatar cualquier otra medida instruida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en el marco del artículo 5° de la presente resolución.

Artículo 5°- En cumplimiento de las funciones que le son propias y de lo preceptuado en la presente resolución, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adoptará las medidas e iniciará o continuará las acciones administrativas, operativas y legales necesarias y/o convenientes en resguardo de la aplicación de las normas y la integridad de la cadena de pagos y cobrabilidad en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

En este sentido, enunciativa aunque no limitativamente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá respecto del DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO:

a) Operar con el mínimo costo para posibilitar el abastecimiento imprescindible para la población en su área.

b) Minimizar el uso de Generación Forzada en el área abastecida por el mismo.

c) Restringir el uso de reservas aportadas por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

d) Reducir los niveles de tensión de suministro cada vez que ello implique una reducción en los costos operativos del sistema, a los valores establecidos en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, o el mínimo histórico, el que sea menor.

e) Requerir que ajuste al valor de CUARENTA Y NUEVE COMA OCHO HERZIOS (49,8 Hz) los escalones de relés de subfrecuencia por un total de un DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda.

f) Requerir cortes de demanda hasta el DIEZ POR CIENTO (10%) sobre los alimentadores que se informen como afectados al esquema de alivio de carga, previstos en el punto anterior, si los mismos no actuaren.

Asimismo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no facturará al DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO aquellas reservas no prestadas por el sistema.

Facultase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prestar al DISTRIBUIDOR MOROSO CRONICO sólo los servicios mínimos necesarios para la operación y transacciones económicas.

Artículo 6°- Establécese un mecanismo transitorio de Recomposición de Cobranzas según el siguiente lineamiento:

a) Se consolidan los saldos pendientes de pago de los agentes prestadores de servicios público de distribución de energía eléctrica morosos al 31 de octubre de 2002 y la participación de los agentes acreedores sobre dicha deuda consolidada.

b) Se mantiene para la facturación a los agentes prestadores de servicios público de distribución de energía eléctrica los Conceptos de Capital, Intereses y Recargos de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias

c) Se crea un FONDO TRANSITORIO DE RECOMPOSICION DE COBRANZAS (FTRC) a favor del cual se liquidarán los montos que resulten de aplicar sobre el monto del capital consolidado los intereses y recargos establecidos en el numeral 5.5 COBRANZAS A LOS DEUDORES, del Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de Precios.

d) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe negociar el acuerdo de pago del capital consolidado y de lo acumulado en el FONDO TRANSITORIO DE RECOMPOSICION DE COBRANZAS (FTRC). En ningún caso se aceptarán quitas sobre el capital.

e) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará a esta SECRETARIA DE ENERGIA, en un plazo máximo de VEINTE (20) días, el acuerdo alcanzado o, en su defecto, un informe que describa la posición de los agentes prestadores de servicios público de distribución de energía eléctrica morosos y del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las negociaciones mantenidas.

f) Con el informe señalado en el inciso anterior, esta SECRETARIA DE ENERGIA deberá expedirse sobre las pautas generales tendientes a la ejecución o concreción del acuerdo, en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos de recibido en el informe por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Artículo 7°- A los agentes que no registren mora en el pago por TRES (3) vencimientos inmediatos anteriores a la fecha de pago de sus obligaciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se los habilitará a cancelar sus facturas mediante LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) por un monto, que en conjunto, no exceda lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002 y su modificatoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 342 del 29 de julio de 2002, en tanto los agentes habilitados por dicha Resolución no hubieran agotado el cupo autorizado por el Decreto Nº 805 del 10 de mayo de 2002 y sus normas complementarias. En caso que el monto de LETRAS DE CANCELACION DE OBLIGACIONES PROVINCIALES (LECOP) ofrecido en pago de las obligaciones, supere el valor establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002 y su modificatoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 342 del 29 de julio de 2002, se reducirá la posibilidad de pago en estas Letras en forma proporcional a las deudas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 8°- Los agentes que no registren mora en el pago por TRES (3) vencimientos inmediatos anteriores a la fecha de vencimiento para el pago de sus obligaciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no serán pasibles de los recargos directos, establecidos en el numeral 5.5 COBRANZA A LOS DEUDORES del Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, computándosele solamente los intereses previstos en la misma norma, desde la fecha del vencimiento de la correspondiente factura y siempre que el pago se efectúe dentro de los QUINCE (15) días inmediatos posteriores a dicha fecha. En caso de producirse el pago con posterioridad se procederá a la facturación de recargos e intereses en la forma reglada en el referido numeral 5.5.

Artículo 9°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será responsable, y a tales efectos se lo faculta por el término de SEIS (6) meses, de decidir mensualmente la aplicación de la metodología de consolidación de deuda reglada en el artículo 6° de la presente resolución, a quienes con posterioridad a su entrada en vigencia incurran en la condición de DISTRIBUIDORES MOROSOS CRONICOS.

Artículo 10.- Facultase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 11.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del día de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 12.- Notificar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alberto E. Devoto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 126/02

Publicación Boletín Oficial N° 30006 del 17/10/02

BUENOS AIRES, 11 DE OCTUBRE DE 2002

VISTO el Expediente Nº 751-000367/2002 del Registro del ex-MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 se establecieron, en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, las normativas a aplicar en el Período Estacional de Invierno 2002.

Que resulta oportuno y conveniente extender al Período Estacional de Verano 2002 - 2003 algunas de las disposiciones implementadas en las Resoluciones citadas en el párrafo anterior atento a la permanencia del contexto macroeconómico citado.

Que, conforme la experiencia desarrollada durante el Período Estacional de Invierno 2002, se entiende necesario mejorar algunas pautas para la declaración de los Costos Variables de Producción por parte de los Generadores, como así también parte de los criterios definidos para la sanción de los Precios de Mercado.

Que atento a lo anterior y en presencia de contratos de abastecimiento firme de gas pactados por Agentes del MEM con grupos de gran porte y de alto rendimiento conformados por más de una unidad generadora, resultan costos variables de producción diferentes en función de la cantidad de máquinas despachadas y el combustible consumido lo que puede afectar negativamente la economía en el despacho de generación, se entiende conveniente habilitar la declaración diferenciada de tales costos en correspondencia con la cantidad de máquinas despachadas que conforman dichos grupos.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336 los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar, hasta la finalización del Período Estacional de Verano 2002-2003, en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, los valores determinados en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2 del 14 de marzo de 2002, siempre que los mismos no fueran modificados por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 317 del 18 de julio de 2002.

Artículo 2°- Establécese que la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios para el Período Estacional de Verano 2002-2003 se efectuará conforme el procedimiento contenido en el Anexo I de la presente resolución, de la que forma parte integrante. Los Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) realizarán su declaración de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y de VALORES DE AGUA (VA) para dicho período, según lo reglado por el procedimiento referido en el párrafo precedente.

Artículo 3°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a sancionar un precio máximo en el “Mercado Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) equivalente al tercer escalón de falla PESOS DOSCIENTOS CUARENTA POR MEGAVATIO HORA (240 $/MWh) en cualquier caso en que la máquina de falla convocada resulte de mayor valor, cuando un evento que no tenga

presunción de obedecer a causas técnicas y/o hechos humanos involuntarios y/o de la naturaleza produzca escasez de oferta en el despacho.

La SECRETARIA DE ENERGIA comunicará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cuando un evento deba ser encuadrado dentro de este artículo.

Artículo 4°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que en cada Programación Estacional o Reprogramación Trimestral, de verificarse una diferencia superior al TRES POR CIENTO (3%) sobre el precio monómico de la energía (energía más potencia) calculado para la tarifas a usuarios finales de cada distribuidor, originado por la incidencia que sobre los mismos tienen los sobreprecios por precios locales (SPPL), las diferencias por factores de nodo (FN) y por factores de adaptación (FA) respecto a la correspondiente al precio estacional sancionado en el trimestre anterior, deberá acumular los montos excedentes para su agregación en la siguiente Programación Estacional o Reprogramación Trimestral al correspondiente precio estacional de la energía (PEST).

Artículo 5°- Hasta tanto se produzca la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como consecuencia del dictado de la Ley Nº 25.561, sustituyese los apartados 2.13.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES y 2.13.2. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES del Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquellos que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el Anexo II de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Artículo 6°- Téngase por suspendida cualquier disposición de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependientes del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en cuanto se oponga a lo establecido en el presente acto.

Artículo 7°- Las disposiciones contenidas en la presente resolución, serán de aplicación efectiva a partir del 1° de noviembre de 2002.

Artículo 8°- Facultase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 9°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alberto E. Devoto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 146/02

Publicación Boletín Oficial N° 30013 del 28/10/02

BUENOS AIRES, 23 DE OCTUBRE DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0252547/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria declarado por la Ley Nº 25.561 y la salida de la convertibilidad ha requerido de esta SECRETARIA DE ENERGIA el dictado de normas a aplicar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con el objeto de adecuar “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecido por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias al nuevo contexto macroeconómico.

Que con el fin de preservar la sustentabilidad de la actividad de generación de energía eléctrica y en cumplimiento de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, corresponde adoptar medidas que permitan, en lo posible, disminuir las consecuencias de la grave dificultad coyuntural para la obtención del financiamiento necesario para encarar los mantenimientos mayores de unidades de generación que puedan resultar imprescindibles para el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales.

Que a su vez, también las reparaciones mayores de equipamiento de transformación o de similar envergadura de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica requieren la erogación de montos importantes.

Que notoria dificultad de acceso al financiamiento que marca la actual etapa de la crisis y la astringencia financiera a que están sometidas las empresas del sector como consecuencia de la emergencia declarada por la citada Ley Nº 25.561, puede afectar los mantenimientos en tiempo por déficit de financiación.

Que en función de lo reseñado precedentemente se considera oportuno y conveniente definir una metodología que permita, en la medida que existan Fondos disponibles en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no afectados actualmente a otros destinos o usos regulatorios establecidos, el otorgar préstamos a las empresas acreedoras del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para asegurar la ejecución de los Mantenimientos Mayores o Extraordinarios de equipamiento de Generación y de Transporte de Energía Eléctrica en tanto ello reduzca la incidencia negativa del estado de situación reinante en el despacho económico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), sea en lo que se refiere a la confiabilidad, como así también al costo correspondiente para abastecimiento de la demanda.

Que en consecuencia, todo Generador y/o Transportista, que necesite realizar un Mantenimiento Mayor o Extraordinario y necesite recursos para asegurar tales trabajos, y tenga dificultades coyunturales para obtener financiamiento, podrá solicitar un préstamo por una porción del costo de aquél, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones que se establecen en la presente norma.

Que la restitución de los montos otorgados en calidad de préstamo por los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que reciban las sumas requeridas para estos fines se garantizará mediante la cesión de sus créditos en el mercado “Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) hasta la total devolución del préstamo.

Que es conveniente definir un plazo mínimo de gracia previo a la devolución de las sumas prestadas a fin de que, tanto el solicitante del financiamiento como aquél que lo provea, asuman riesgos semejantes frente al rendimiento financiero posible de obtener de los montos facilitados para el cometido mencionado.

Que ante las dificultades de obtención del financiamiento requerido, el otorgamiento o no de los recursos financieros conforme el procedimiento establecido en la presente resolución no modifica en modo alguno las responsabilidades asumidas por los Agentes, ya sea en lo que respecta a su actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como a las obligaciones que haya contraído ante terceros.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las atribuciones para el dictado de la presente resolución surgen de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la ley Nº 24.065 y Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a implementar y poner en práctica una operatoria destinada a solventar la FINANCIACION ANTICIPADA DE MANTENIMIENTOS MAYORES O EXTRAORDINARIOS para equipamientos de Generación y/o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica conforme lo reglado en la presente resolución.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar la operatoria diseñada a esta SECRETARIA DE ENERGIA y simultáneamente difundirla a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), dentro de los TREINTA (30) días corridos a partir de la fecha de publicación de la presente resolución, en el Boletín Oficial.

Los Agentes podrán presentar sus solicitudes de financiamiento para mantenimientos mayores o extraordinarios una vez difundida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la referida operatoria.

Artículo 2°- Los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) Generadores o Transportistas, que soliciten el otorgamiento de un préstamo para la FINANCIACION ANTICIPADA DE MANTENIMIENTOS MAYORES O EXTRAORDINARIOS, deben presentar su requerimiento de financiamiento indicando, como mínimo, respecto a cada mantenimiento mayor o extraordinario para el que se solicita:

a) El o los equipamientos en los cuales se realizará.

b) El costo total.

c) El Porcentaje del costo que se solicita financiar.

d) El tiempo de ejecución del mantenimiento, fechas previstas de inicio y finalización. Se aclara que la fecha prevista de inicio de aquél no podrá ser posterior a los SEIS (6) meses contados desde la fecha de la solicitud de financiamiento.

e) El período de gracia para reintegrar los fondos adelantados será de DOCE (12) meses desde la fecha de entrega de los montos solicitados en préstamo. A partir del vencimiento del período de gracia señalado, iniciará el plazo a comprometer, en meses, para el reintegro de los recursos solicitados para el financiamiento anticipado.

Dicho plazo será como máximo de DOCE (12) meses salvo que, guardando directa relación con la magnitud de las sumas involucradas en el financiamiento, por excepción se solicite una prolongación del plazo de devolución hasta un total de DIECIOCHO (18) meses.

En este punto se deberá tener en cuenta que la cuota mensual de devolución del préstamo propuesta no debe superar un máximo del TREINTA POR CIENTO (30%) ni ser inferior al CINCO POR CIENTO (5%) de los créditos medios mensuales previstos en el Mercado “Spot” durante los siguientes SEIS (6) meses al de la solicitud del préstamo conforme la producción de energía eléctrica del generador o la remuneración establecida para el Transportista.

f) La información necesaria que, a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), respalde las dificultades coyunturales para obtener el financiamiento requerido, declarando que esta vía es la única fuente posible de financiamiento para reducir la incidencia negativa en el despacho económico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) que tiene como origen la emergencia declarada por la Ley N° 25.561.

g) Los resultados de la simulación de la operación del sistema que demuestren que el monto de la financiación solicitada resulta inferior a los mayores costos derivados de la operación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) sin la disponibilidad del equipamiento a entrar en mantenimiento.

Tal simulación deberá abarcar un lapso de DOCE (12) meses a partir de la fecha prevista de entrada en mantenimiento del equipo involucrado.

h) El solicitante deberá definir la figura bajo la que ofrece reintegrar los fondos prestados, pudiendo optar por:

I. GENERADORES:

1. Un volumen medio mensual de energía, valorizada al precio medio de la energía previsto para los DOCE (12) meses siguientes al momento de solicitarse el préstamo. El Generador deberá adquirir los faltantes en el Mercado “Spot” en el caso de no producir con sus propias unidades la cantidad de energía comprometida mensualmente.

2. Un monto medio mensual en PESOS ($) al que se le aplicará la tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las colocaciones financieras de los recursos del Fondo de Estabilización realizadas durante el período de amortización del préstamo otorgado. En este caso se podrá reducir el período de gracia para iniciar la devolución del fondo adelantado.

II. TRANSPORTISTAS:

1. Un porcentaje de su Remuneración Mensual, no pudiendo ser éste inferior al crédito que, por la operación normal sin fallas del equipamiento involucrado debería percibir mensualmente siendo, tanto este último valor como el de la remuneración mensual, el regulado por la autoridad competente al momento de la facturación de las Transacciones Económicas.

2. Un monto medio mensual en PESOS ($) al que se le aplicará la tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las colocaciones financieras de los recursos de las Cuentas y Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte realizadas durante el período de amortización del préstamo otorgado. En este caso se podrá reducir el período de gracia para iniciar la devolución del fondo adelantado.

i) Toda otra información que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) requiera en cumplimiento de las funciones que le son propias y de lo establecido en la presente resolución.

Artículo 3°- La FINANCIACION ANTICIPADA DE MANTENIMIENTOS MAYORES O EXTRAORDINARIOS para equipamiento de Generación se realizará con recursos provenientes del Fondo de Estabilización, siempre que se cumplan todas las siguientes condiciones:

a) Que existan recursos excedentes suficientes no comprometidos en otros mantenimientos. Se consideran excedentes a los efectos de lo aquí dispuesto aquellos recursos que excedan una suma mínima de recursos del Fondo de Estabilización, equivalente al DOSCIENTOS POR CIEN (200%) del APARTAMIENTO MAXIMO (APMAX) calculado conforme el apartado 2.4.5. FONDO DE ESTABILIZACION del Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de “LOS PROCEDIMIENTOS” que en ningún caso podrá aplicarse a préstamos para financiación anticipada de mantenimientos. Esta suma mínima debe permanecer intangible durante el tiempo total requerido por el Agente para la devolución del préstamo solicitado.

b) Que la suma requerida en préstamo por el Agente solicitante no exceda el PORCENTAJE MAXIMO DE FINANCIACION (%MAXFI) aplicado al costo del mantenimiento mayor invocado o, el importe que se ahorraría el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) de contar con el equipamiento disponible durante DOCE (12) meses conforme el estudio establecido en el inciso g) del artículo 2° de la presente resolución, el que sea menor.

Artículo 4°- La FINANCIACION ANTICIPADA DE MANTENIMIENTOS MAYORES O EXTRAORDINARIOS para equipamiento de Transporte de Energía Eléctrica se realizará con recursos provenientes, de existir y estar disponibles para su utilización, de la SUBCUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE correspondiente al corredor al cual se encuentre vinculado el equipamiento a ser intervenido en un mantenimiento mayor o extraordinario.

A tal efecto se deben cumplir todas las siguientes condiciones:

a) Que existan fondos excedentes, no asignados y/o comprometidos para el pago de CANONES de Ampliaciones de la Red del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica durante el período de amortización, ya sea por lo reglado específicamente por el ENRE o por aplicación de los Anexos 16, 18 ó 19 de “LOS PROCEDIMIENTOS”, o derivados de otros compromisos asociados a la financiación de mantenimientos mayores o extraordinarios otorgados conforme lo establecido en la presente norma o debidos a otras cuestiones que impidan la libre disponibilidad de los recursos monetarios.

b) Que la suma requerida en préstamo por el solicitante no exceda el PORCENTAJE MAXIMO DE FINANCIACION ($MAXFI) aplicado al costo del mantenimiento mayor o extraordinario invocado o, al importe que se ahorraría en la operación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), de contar con el equipamiento disponible durante DOCE (12) meses conforme el estudio establecido en el inciso g) del artículo 2° de la presente resolución, el que sea menor.

Artículo 5°- La SECRETARIA DE ENERGIA podrá disponer adicionalmente, de presentarse el caso de que no existan excedentes disponibles en las subcuentas mencionadas en el artículo anterior, la utilización de fondos provenientes de la CUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE y/o del FONDO DE ESTABILIZACION siempre que existan recursos disponibles en estas fuentes y se satisfagan las condiciones establecidas en los artículos 3° y 4° precedentes.

Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la situación planteada y toda la información que ésta requiera para poder adoptar las medidas correspondientes.

Artículo 6°- El PORCENTAJE MAXIMO DE FINANCIACION (%MAXFI), se establece en el SETENTA POR CIENTO (70%) del costo del mantenimiento mayor invocado o del ahorro que representaría para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) el incremento de costos en el despacho económico de no contar con la disponibilidad del equipamiento durante DOCE (12) meses a contar desde el momento de su entrada prevista en mantenimiento.

Artículo 7°- Establécese que, dentro de los QUINCE (15) días corridos de recepcionada la solicitud en forma de un Generador o Transportista para un FINANCIAMIENTO ANTICIPADO DE MANTENIMIENTO MAYOR O EXTRAORDINARIO, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar de la misma a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación, adjuntando la información señalada en el artículo 2° precedente, como así también los montos máximos posibles de otorgar conforme los artículos 3° o 4° de la presente resolución según corresponda, y el plan de financiación adoptado.

Para la autorización respectiva se faculta al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

De tratarse de un financiamiento destinado a equipamiento de transporte de Energía Eléctrica, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) respecto de la autorización otorgada, los montos involucrados y el plan de financiación aprobado a fin de que dicho organismo tenga en cuenta tal información.

Artículo 8°- La administración de las cesiones de crédito que garanticen la adecuada operatoria del FINANCIAMIENTO ANTICIPADO DE MANTENIMIENTOS MAYORES o EXTRAORDINARIOS será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para lo cual deberá definir la metodología más conveniente para garantizar, en los términos y condiciones previstos en la presente resolución, la cesión de la totalidad de los créditos, actuales y futuros que le correspondan al Agente Generador o Transportista en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con destino al Fondo de Estabilización o Cuenta o Subcuenta de Excedentes que corresponda, a partir de la implementación de, por ejemplo, fideicomisos en los términos y condiciones previstos en la Ley N° 24.441.

Artículo 9°- Habilitase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a requerir al Generador o Transportista que haya solicitado el otorgamiento de un préstamo para el FINANCIAMIENTO ANTICIPADO DE MANTENIMIENTOS MAYORES O EXTRAORDINA-RIOS garantías adicionales a las previstas en la presente norma, sólo en aquellos casos en que durante el período de amortización del préstamo, las previsiones de despacho, o de los ingresos regulados no reflejen ingresos suficientes por créditos en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el Agente involucrado.

Artículo 10.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cuyas funciones están en cabeza de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), sólo transferirá los recursos asignados al Agente Generador o Transportista que solicite los montos necesarios para efectuar el MANTENIMIENTO MAYOR o EXTRAORDINARIO invocado, con posterioridad a que éste acepte formalmente lo establecido en la presente resolución y en la operatoria que diseñe el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) conforme lo prescrito en la presente norma.

Artículo 11.- Lo dispuesto en la presente resolución tendrá vigencia hasta la finalización de la emergencia declarada por la Ley N° 25.561 o hasta que esta SECRETARIA DE ENERGIA considere superadas las causas que dieron origen a la presente norma.

Artículo 12.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alberto E. Devoto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 148/02

Publicación Boletín Oficial N° 30018 del 04/11/02

BUENOS AIRES, 25 DE OCTUBRE DE 2002.

VISTO el Expediente Nº S01:0259448/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 317 del 18 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con los ajustes derivados de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002.

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 se determinó que la remuneración de la Base de Potencia a los generadores consiste en remunerar la disponibilidad para operar, de las centrales térmicas e hidráulicas, en forma independiente del despacho real.

Que se ha establecido que las centrales hidroeléctricas reciban una remuneración equivalente a su requerimiento medio en las horas que se remunera la potencia para el abastecimiento de la demanda en las condiciones normales previstas en la programación estacional, mientras que a los generadores y/o cogeneradores térmicos se ha definido que perciban la que representa su máximo requerimiento térmico producto de la escasez de recursos naturales (agua) o de combustibles (gas natural), y a incrementos extremos de la demanda a ser abastecida.

Que de los estados de carga diferenciales simulados se puede distinguir aquella parte de la disponibilidad de potencia que está asociada directamente a los requerimientos máximos de demanda de la que guarda relación con los requerimientos medios y habituales de generación.

Que lo que se debe recuperar de estos conceptos a través de los cargos por reserva de potencia es el excedente térmico producto de las distintas condiciones de operación indicadas, más el costo de la mayor parte de las reservas de corto y mediano plazo establecidas en el Anexo 36 - SERVICIOS DE CORTO PLAZO Y MEDIANO PLAZO de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que en función de lo anterior se hace conveniente modificar, transitoriamente, la metodología establecida para la recaudación desde los agentes demandantes de las sumas erogadas en concepto de reserva y base de potencia, en atención a la incidencia de la curva de carga de la demanda.

Que la emergencia pública en materia social, económica y financiera declarada por la Ley 25.561, hace necesario atenuar, y de ser posible evitar, las alteraciones en los precios “Spot” horarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que pueden ser trasladados a las tarifas eléctricas de algunos usuarios finales cuando sus prestadores no cuentan con un régimen tarifario que satisfaga los lineamientos de la Ley N° 24.065.

Que en consecuencia, resulta conveniente que los usuarios finales de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que prestan el servicio público de electricidad reciban, transitoriamente, la misma señal económica estabilizada en el tiempo que se les aplica a los usuarios finales de las distribuidoras de energía eléctrica que cumplen tal requisito, aún cuando durante tal lapso dichos Agentes revistan la figura de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que atento al estado del Fondo de Estabilización del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM), y en vista de la emergencia que fuera declarada por la Ley Nº 25.561, resulta conveniente aplicar los precios correspondientes a una probabilidad de excedencia mayor a la prevista según la normativa vigente.

Que, asimismo, resulta conveniente aplicar una probabilidad de excedencia del CINCUENTA POR CIENTO (50%) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982, y la Resolución Nº 53 del 15 de abril de 2002 del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 30 de abril de 2003.

Artículo 2°- Establécense los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003:

a) Precio de:

I) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): CUATRO MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.648 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

II) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL NOVECIENTOS SESENTA Y UN PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.961 $/MW-mes).

III) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: DOSCIENTOS CINCUENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (250 $/MW-mes).

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

UNISAL: Los valores se incluyen como Anexo I del presente acto.

IV) los Servicios de Reserva Instantánea: PESTSRI: TRES PESOS POR MEGAVATIO-MES (3 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

I) en horas de pico: DIECISEIS PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,50 $/MWh).

II) en horas restantes: DIECISEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (16,00 $/MWh).

III) en horas de valle: CATORCE PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (14,50 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

I) en horas de pico: CUARENTA Y SIETE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,47 $/MWh).

II) en horas restantes: TREINTA CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,30 $/MWh).

III) en horas de valle: QUINCE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,15 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible:

I) CUARENTA Y TRES CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,43 $/MWh).

Artículo 3°- Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor con Factores de Nodo Estabilizados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003, es el indicado en el Anexo II del presente acto.

Artículo 4°- Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor sin Factores de Nodo Estabilizados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003, es el indicado en el Anexo III del presente acto.

Artículo 5°- Establécese que el Sobrecosto por Precios Locales a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003, es el indicado en el Anexo IV del presente acto.

Artículo 6°- Establécese que el Sobrecosto Transitorio de Despacho a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período

comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003, es el indicado en el Anexo V del presente acto.

Artículo 7°- Establécese que la diferencia de precios resultante de la aplicación del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), son los que se incluyen en el Anexo VI del presente acto.

Artículo 8°- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2° de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo VII del presente acto.

Artículo 9°- Establécese que, a partir del 1° de noviembre de 2002 y hasta la finalización del Período Estacional de Invierno del año 2003, los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica, transitoriamente abonarán por sus compras en el Mercado Spot los precios de referencia estacionales que para ese Mercado establezca la SECRETARIA DE ENERGIA.

A tal efecto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar en las Programaciones Estacionales y Reprogramaciones Trimestrales, como también en las Transacciones Económicas respectivas, todos los procedimientos y/o cargos que les sean aplicables a los Agentes Distribuidores de Energía Eléctrica para ese Mercado.

Artículo 10.- Establécense los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003:

a) Precio de:

I) la Potencia Despachada Base (PMESBAS): CUATRO MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.648 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/ MW-hrp).

II) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL SETECIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.756 $/MW-mes).

III) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO TREINTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO-MES (136 $/MW-mes)

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

UNISAL: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

I) en horas de pico: VEINTIOCHO PESOS CON TREINTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (28,33 $/MWh).

II) en horas restantes: VEINTIOCHO PESOS CON VEINTIDOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (28,22 $/MWh).

III) en horas de valle: VEINTISIETE PESOS CON DIECISIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (27,17 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

I) en horas de pico: SESENTA Y CINCO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,65 $/MWh).

II) en horas restantes: CUARENTA Y NUEVE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,49 $/MWh).

III) en horas de valle: TREINTA Y CUATRO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,34 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible:

I) TREINTA Y DOS CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,32 $/ MWh).

Artículo 11.- Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003, es el indicado en el Anexo VIII del presente acto.

Artículo 12.- Establécese que el Sobrecosto Transitorio de Despacho a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del periodo comprendido entre el 1° de noviembre de 2002 y el 31 de enero de 2003, es el indicado en el Anexo IX del presente acto.

Artículo 13.- Establécese que la diferencia de precios resultante de la aplicación del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), son los que se incluyen en el Anexo X del presente acto.

Artículo 14.- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 10 de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo XI del presente acto.

Artículo 15.- Transitoriamente, durante el período estacional comprendido por la Programación Estacional de Verano 2002-2003, instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a facturar como Cargo Mensual por Reserva de Potencia el valor que resulte de aplicar lo siguiente:

a) La participación del Requerimiento Máximo (REQMAX) de potencia de cada Agente demandante sobre la solicitación media de potencia en las horas en que se remunera la potencia (hrp) se fija en CERO COMA TREINTA (0,30).

$$\mathbf{RXMAX = 0{,}30}$$

b) La relación entre las demandas máximas no simultáneas de los agentes demandantes y el requerimiento medio de potencia en horas que se remunera la potencia (hrp) se define como RXMED y se fija en UNO COMA CERO NUEVE (1,09)

$$\mathbf{RXMED = 1{,}09}$$

c) El Requerimiento Medio de Potencia en las horas que se remunera la potencia (hrp) en el mes de cada Agente Demandante se denomina REQMED.

d) La Compra Mensual de Reserva (COMESRES) se obtendrá de la siguiente expresión:

$$\mathbf{COMESRES^{mj} = RXMAX * REQMAX^{mj} + RXMED * (1 - RXMAX) * REQMED^{mj}}$$

e) Finalmente, el Cargo Mensual por Reserva de Potencia resultará:

Para “j” Distribuidor:

$$\mathbf{CARGORES^{mj}(\$) = COMESRES^{mj} * PESTRESt * FA_j}$$

Para “j” Autogenerador, Gran Usuario Mayor o Generador:

$$\mathbf{CARGORES^{mj}(\$) = COMESRES^{mj} * PMESRES^{m} * FA_j}$$

f) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá adecuar el cálculo del cargo de potencia a ser aplicado a la facturación de las demandas de Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA) para contemplar lo establecido precedentemente, tomando como base que, al calcular el precio Adicional por Potencia del Área (ADIC), el Precio Estacional por Reserva a adicionar deberá guardar directa relación con el Requerimiento Máximo(REQMAXmj) y el Cargo Mensual por Reserva de Potencia (CARGORESmj) del Distribuidor correspondiente.

Artículo 16.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 17.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- Alberto E. Devoto.

Normativa del Año 2003

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1/03

Establecerse procedimientos para la programación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Establecerse la aplicación, hasta la finalización del período estacional de invierno 2003, los valores determinados en el Artículo 1° de la resolución SE 2/2002. Modificarse los reglamentos de diseño y calidad del sistema de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Sustitúyanse el texto de los Artículos 15 y 16 de la resolución SE 110/2002 y el Artículo 9° de la resolución SE 124/2002.
ANEXO I - DECLARACIÓN ESTACIONAL
ANEXO II - RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTÍA DE COMBUSTIBLE
ANEXO III - RESERVA DE CONFIABILIDAD
ANEXO IV - MERCADO SPOT ANTICIPADO
ANEXO V - AMPLIACIONES PARA LA ADECUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL
ANEXO VI - ADECUACIÓN DE CRITERIOS DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN Y DISTROS
ANEXO VII - LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA EL PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
ANEXO VIII - INFORMACIÓN PÚBLICA DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO
ANEXO IX - MERCADO DE RESERVA INSTANTÁNEA

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 83/03

MEM - MEMSP. Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que eleve un informe detallando el estado de los fondos de estabilización del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP) reservas de disponibilidad con garantía de combustible y reserva de confiabilidad.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 84/03

Procedimientos para la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Instruyese al organismo encargado del despacho para la implementación de la resolución SE 1/2003.
Anexo I res. SE 084/2003

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 86/03

SECRETARÍA DE ENERGÍA. Constituyese una comisión denominada COMISIÓN OBRAS RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1/2003 presidida por el señor subsecretario de energía eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 94/03

MEMSP. Resuélvase establecer con carácter transitorio el tratamiento respecto de los débitos para con el sistema de los agentes, en relación con los sobrecostos originados en restricciones de la capacidad de transporte de vínculos en 132 KV, entre los meses de diciembre de 2002 y julio de 2003 inclusive.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 106/03

Sistema de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Establecerse las AMPLIACIONES A SER IMPULSADAS DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACIÓN Y GESTIÓN DE LAS AMPLIACIONES HABILITADO POR EL ARTÍCULO 7° DE LA RESOLUCIÓN SE 1/2003..

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 130/03

Sistema de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Modificase la resolución SE 106/2003, que estableció las ampliaciones a ser impulsadas, los montos a asignar en carácter de "MÁXIMOS TOTALES" a los efectos de los requerimientos de fondos adelantados a la fecha de habilitación comercial de las obras, y procedimiento de autorización y contratación para la concreción de las ampliaciones.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 161/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Disponerse un seguimiento quincenal del estado del fondo de estabilización del

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA y del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 181/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Modificase el Anexo VI de la resolución SEYP 21/97, en relación con la exigencia a los comercializadores de demostrar un determinado patrimonio neto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 183/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Modificase el Anexo 14 en relación con los costos de arranque y parada correspondientes a turbinas de gas a ciclo abierto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 194/03

Sistema de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Apruébese el reglamento para la financiación de las obras resolución SE Nº 1/2003.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 197/03

Sistema de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Apruébese el modelo de contrato que establece las responsabilidades y obligaciones de las transportistas titulares de la concesión en la región eléctrica donde deberán concretarse las ampliaciones de los sistemas de transporte en alta tensión y por distribución troncal, autorizadas en los términos del Artículo 1° de la resolución SE 106/2003.
Anexo I - RES. Nº 197 /2003: modelo de contrato
Anexo III - sanciones
Anexo IV - criterios para la actualización de los precios de obras

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 221/03

Sistema de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Apruébese el modelo de contrato que establece las responsabilidades y obligaciones de las transportistas titulares de la concesión en la región eléctrica donde deberán concretarse las ampliaciones de los SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN y por distribución troncal, autorizadas en los términos del Artículo 1° de la resolución SE 106/2003.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 18/03

Modificase la Resolución NRO. 334/2002, en relación con las Ampliaciones correspondientes al Esquema de Seguridad para Control de Frecuencia y Tensión del SADI (ESCFTS) en las Instalaciones de Transportistas de Energía en Alta Tensión. plazos para las Habilitaciones. LISTADO de Reactores sobre los que deberá actuar el mencionado esquema de seguridad.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 20/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Derogase la resolución SE 221/2003, mediante la cual se determinó que la tarifa de peaje para remunerar la prestación adicional de la función técnica de transporte deberá ser fijada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, restableciéndose la vigencia de la resolución SE 428/98 que incluye la tarifa aplicable al servicio mencionado.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 21/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Modificase la resolución SE 246/2002, en relación con la valorización de la energía, entregada por parte de los agentes productores y/o comercializadores en el mercado “spot” del mercado eléctrico mayorista y el cálculo de la remuneración variable de la energía eléctrica transportada.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 82/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Aplicación de lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.11.5 del Capítulo 2, “PRECIOS ESTACIÓNALES”. Seguimiento quincenal del estado del fondo de estabilización del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA y del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 126/03

Procedimientos para la programación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Instruyese al organismo encargado del despacho para llevar a cabo un estricto seguimiento de la generación forzada, destinada exclusivamente a evitar limitaciones al normal abastecimiento de la demanda, con la finalidad de evitar posibles abusos en los requerimientos de dicha generación.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 240/03

MEM - MEMSP. Metodología para la fijación de precios en el mercado ELÉCTRICO MAYORISTA y en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 406/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Metodología a aplicarse con la finalidad de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentren respaldadas por contratos de energía eléctrica en el mercado a término.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 703/03

MEM. Defínanse bajo qué normas se deberá regir el funcionamiento del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, como también extiéndanse algunas de las disposiciones cuyo vencimiento se producirá al finalizar el período estacional de invierno del corriente año.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 784/03

Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. Aplicase lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. Del capítulo 2 “PRECIOS ESTACIÓNALES”, aprobados por la resolución SEE 61/92.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 943/03

Aclaración sobre la modificación transitoria dispuesta por la Resolución N°406/2003 sobre la fecha de vencimiento de las Acreencias en el Mercado Eléctrico Mayorista, a partir de la Transacción Económica del mes de junio de 2003.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 984/03

MEM. Aclaración sobre la modificación transitoria dispuesta por la resolución SE 406/2003 sobre la fecha de vencimiento de las acreencias en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, a partir de la transacción económica del mes de junio de 2003.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1/03

Publicación Boletín Oficial N° 30063 del 08/02/2003

Bs. As., 2/1/2003

VISTO el Expediente Nº S01:0298943/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, todas del MINISTERIO DE ECONOMIA, se establecieron en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, ciertas normas destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante los Períodos Estacionales de Invierno 2002 y Verano 2002 - 2003.

Que, en tanto subsiste en lo sustancial el contexto macroeconómico que diera causa al dictado de algunas de las disposiciones implementadas en las citadas Resoluciones, resulta oportuno y conveniente extender su aplicación al Período Estacional de Invierno-2003.

Que a la fecha no se han atenuado significativamente las dificultades para el acceso de los Agentes Generadores a los mercados financieros respecto de las existentes a la fecha del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que teniendo en cuenta la evolución hacia el alza de los precios de los combustibles líquidos registrada desde la sanción de la Ley Nº 25.561 y los criterios vigentes para la sanción del precio “Spot” de la energía, resulta necesario alentar, mediante ajustes regulatorios pertinentes, tanto la disponibilidad de generación como del combustible requerido para satisfacer adecuadamente la demanda eléctrica, particularmente en áreas en las que con anterioridad se han registrado restricciones al abastecimiento de gas natural para usinas.

Que la desadaptación sufrida por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a causa de las limitaciones fácticas y jurídicas extra y suprasectoriales generadas por el contexto de emergencia, obligó en su momento a redefinir los límites superiores del precio marginal de la energía, permitiendo excepcional y transitoriamente un ingreso diferencial para los generadores que, en la actual circunstancia, no pueden operar sino a costos superiores.

Que con el mismo objetivo de procurar en las actuales circunstancias condiciones de abastecimiento suficiente de la demanda eléctrica, se considera conveniente aplicar similar criterio para alentar la disponibilidad de la generación que opere en las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.

Que, en efecto, asegurar el normal abastecimiento de la demanda requiere necesariamente contar con suficientes reservas de generación con garantía de disponibilidad.

Que adicionalmente, los requerimientos de reserva que se implementen y que comprometan la disponibilidad de combustible, deberán considerar la posibilidad del uso de gas natural y las características del mercado de este combustible.

Que, atendiendo al espíritu de la Ley Nº 24.065 y los objetivos que en su Artículo 2° se establecen para la política nacional en materia de energía eléctrica, es conveniente establecer, para la asignación de la potencia para los servicios de reserva que se implementen, un mecanismo basado en ofertas de precios, que considere además la ubicación de las máquinas y/o centrales y las restricciones de transporte de energía eléctrica para acceder al Mercado.

Que para asegurar el cumplimiento de los objetivos de los ajustes regulatorios que se implementan y desalentar eventuales conductas especulativas, es necesario establecer un régimen de sanciones por incumplimiento de la disponibilidad declarada acorde a la indisponibilidad registrada y con las consecuencias que tal incumplimiento podría acarrear sobre el abastecimiento de la demanda.

Que en igual sentido es necesario implementar, a través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un mecanismo de garantía de cumplimiento de los compromisos asumidos para aquellos Agentes que opten por recibir anticipadamente el monto correspondiente al pago del servicio.

Que atendiendo al estado del Fondo de Estabilización, calificado a la fecha como “con recursos en exceso”, a la señalada persistencia de dificultades en el acceso al financiamiento, y a la experiencia recogida, es oportuno y conveniente habilitar la posibilidad de aplicación de anticipos mediante la aplicación, con ciertas

adecuaciones, de la metodología implementada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA, en lo referente a los servicios de reserva referidos.

Que, por otra parte, de la experiencia acumulada en la aplicación del Servicio de Reserva Instantánea (SRI) se observó que algunos Agentes que podrían efectuar ofertas para participar en éste, no lo hacen debido a que el comportamiento de su demanda hace que la probabilidad de la aplicación de penalizaciones sea elevada.

Que en consecuencia es conveniente adecuar la metodología de asignación, remuneración y control de cumplimiento de compromisos para las horas en que exista déficit de oferta del Servicio de Reserva Instantánea (SRI), a los efectos de aumentar la probabilidad de contar con ofertas de disponibilidad variable a lo largo de la hora y disminuir el faltante potencial de oferta para este servicio.

Que, conforme el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante acto de alcance general, introducir herramientas adicionales para el cálculo del precio “Spot” y variantes en el sistema de estabilización de dicho precio a distribuidores.

Que, como se señalara oportunamente, la conveniencia de ajustar el sistema de estabilización de precios mediante la introducción de licitaciones para la compra de energía estacional permite: (i) descubrir costos/precios en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), (ii) acotar la volatilidad de precios en dicho Mercado y (iii) reducir el riesgo de apartamientos sensiblemente significativos entre los precios “Spot” horario y estabilizado.

Que también los Agentes Generadores y Comercializadores han solicitado a esta SECRETARIA DE ENERGIA la continuidad del Mercado “Spot” Anticipado oportunamente implementado.

Que atendiendo a lo expuesto precedentemente, se considera conveniente mantener, en la definición del precio estacional, una variante de ajuste ex-ante mediante la licitación de compra de energía estacional convocando ofertas del precio “Spot” esperado por los generadores, por volumen determinado de energía en el período correspondiente.

Que, por otra parte, entre los objetivos de la política nacional para el sector eléctrico explicitados en la Ley Nº 24.065 se incluye el de promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad y en ello se incluye el procurar un desarrollo armonioso del sistema.

Que en orden a lo precedente esta SECRETARIA DE ENERGIA considera oportuno y conveniente introducir ajustes al REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, como así también extender en lo pertinente, a los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL, los criterios contenidos en dicho reglamento.

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 208 del 27 de mayo de 1998, del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se reglamentaron las denominadas Ampliaciones para Mejora de la Seguridad.

Que teniendo en cuenta el estado actual del sistema, para la preservación de las condiciones de seguridad en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), es conveniente implementar un procedimiento transitorio de identificación y gestión de las ampliaciones destinadas a adecuar la operación de estos sistemas a las normas de diseño de instalaciones y equipos al Reglamento de Diseño y Calidad de los SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y POR DISTRIBUCION TRONCAL.

Que resulta además adecuado adoptar el procedimiento aplicable a las ampliaciones para mejora de la seguridad para la gestión de las ampliaciones destinadas a solucionar transitoriamente el riesgo de desabastecimiento en la emergencia económica y social.

Que en función de todo ello, se entiende conveniente distribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento de esta categoría de ampliaciones teniendo en cuenta la ubicación de las mismas.

Que lo precedente no implica en modo liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los respectivos Concesionarios de los SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y POR DISTRIBUCION TRONCAL, como así también las de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica las que se mantienen plenamente vigentes.

Que, por otra parte, atendiendo a la interrupción de inversiones en el sector energético resulta necesario, para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el mediano plazo en forma compatible con la capacidad de pago de la población, introducir ajustes regulatorios que alienten en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) hábitos de ahorro y optimicen el aprovechamiento de la oferta de generación disponible.

Que una adecuada gestión de demanda permite el diferimiento de nuevas inversiones en capacidad de producción de electricidad, cuyos costos en lo sustancial requieren la disponibilidad de divisas.

Que en tal sentido se considera conveniente encomendar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el diseño e implementación de una campaña de difusión y educación en comportamientos y normas de ahorro y uso racional de la energía.

Que resulta necesario, teniendo en cuenta que el comportamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) afecta a la comunidad de usuarios, garantizar la transparencia de dicho Mercado poniendo a disposición del público en general la máxima información no confidencial relacionada con el funcionamiento de este Mercado.

Que para promover la normalización del pago de las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se entiende conveniente dar más flexibilidad a las medidas dictadas en los Artículos 15 y 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno 2003, en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, los valores determinados en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, modificados por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002, todas del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Art. 2° — La Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios para el Período Estacional Invierno 2003 se efectuará conforme el procedimiento contenido en el Anexo I de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) realizarán su declaración de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y de VALORES DE AGUA (VA) para dicho período, según lo reglado en el procedimiento referido en el párrafo precedente.

Art. 3° — Serán de aplicación, a partir del 1° de febrero de 2003, y hasta el 31 de octubre de 2003, los apartados 1.2 “Sobrecosto Estacional de Punta”, 5 “Operación de Máquinas con CVP superiores al primer escalón de falla”, y 6 “Declaraciones de Costos entre Parada y Arranque y Costo de Rearranque” del Anexo I de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Art. 4° — Se establece, para el período Estacional de Invierno 2003, un servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RDCGC), consistente en la oferta de disponibilidad de generación y del combustible asociado, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores, cuya metodología de implementación se detalla en el Anexo II de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Se establece como fecha de cierre de presentación de ofertas de la licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RDCGC) correspondiente al período mayo – octubre de 2003 el día 10 de febrero de 2003.

Para las ofertas de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RDCGC) se admitirá un valor máximo unitario ofertado de PESOS DOS POR MEGAVATIO HORA ($2/MWh) disponible. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer la aceptación de un valor máximo distinto en función de la existencia de fondos y de la cantidad y precio de las ofertas presentadas para este servicio.

Asimismo, se establece que la demanda pagará el costo de esta reserva a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Art. 5° — Se establece, para el período marzo - octubre de 2003, un servicio de Reserva de Confiabilidad para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), consistente en la oferta de potencia firme en horas de remuneración de potencia, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores, cuya metodología de implementación se detalla en el Anexo III de la presente resolución.

A tal efecto, se suspende, por el período de vigencia del presente artículo, la aplicación de los apartados 5.2.1, 5.2.2., y 6.3.7. del “Anexo 36 – Servicio de Reserva de Corto y Mediano Plazo” de “Los Procedimientos”.

Se establece como fecha de cierre de presentación de ofertas de la licitación para la adjudicación del servicio de Reserva de Confiabilidad correspondiente al período marzo - octubre de 2003 el día 25 de febrero de 2003.

Para las ofertas de reserva de confiabilidad se admitirá un valor máximo unitario ofertado de PESOS DOS POR MEGAVATIO EN LAS HORAS DE REMUNERACION DE LA POTENCIA ($2/ MWhrp) disponible. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer la aceptación de un valor máximo distinto, en función de la existencia de fondos y de la cantidad y precio de las ofertas presentadas para este servicio.

Art. 6° — Autorízase la operatoria de un Mercado “Spot” Anticipado conforme a lo reglado en el Anexo IV de la presente resolución, de la que forma parte integrante, para el período marzo-octubre de 2003.

A tal efecto, instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar TRES (3) licitaciones para el Mercado “Spot” Anticipado en los días 13, 18 y 21 de febrero de 2003.

Art. 7° — Habilítase por única vez la realización de aquellas ampliaciones destinadas a la Adecuación del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal para satisfacer el cumplimiento de los criterios de diseño, y la realización de aquellas obras que solucionen los riesgos de abastecimiento existentes, bajo los términos y condiciones establecidas en el ANEXO V de la presente resolución.

Lo precedente no implica en modo alguno liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los respectivos Concesionarios de los SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL, como así también de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, las que se mantienen plenamente vigentes, quedando su evaluación, a cargo del Ente Regulador con jurisdicción.

Art. 8° — Sustitúyese el punto 6. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION del Anexo 16 Reglamentaciones del Sistema de Transporte de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, por el de igual denominación contenido en el Anexo VI de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Art. 9° — Incorpórase el punto 7. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL, contenido en el Anexo VI de la presente resolución, de la que forma parte integrante, al Anexo 16 Reglamentaciones del Sistema de Transporte de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Art. 10. — Establécense los lineamientos básicos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica impulsado por esta SECRETARIA DE ENERGIA descrito en el Anexo VII que forma parte de la presente resolución.

Art. 11. — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a poner a disposición del público en general toda información, elaborada por este organismo, de acuerdo a lo descrito en el Anexo VIII que forma parte de la presente resolución.

Art. 12. — Sustitúyese el texto de los Artículos 15 y 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 110 del 16 de mayo de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA, por los que se establecen a continuación:

“ARTICULO 15. — Autorízase transitoriamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir de los Agentes deudores, hasta QUINCE (15) días corridos previos al vencimiento de la facturación correspondiente a la Transacción Económica del mes, el pago de adelantos en PESOS ($), limitándose los

mismos a una suma acumulada que no deberá superar el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) del monto total adeudado de la facturación mensual respectiva.

El Agente deudor, que proceda de esta manera y esté habilitado para hacerlo según lo establecido en el artículo subsiguiente, podrá postergar el pago de las sumas equivalentes a las anticipadas por un plazo idéntico al utilizado para efectuar los distintos adelantos de la facturación aludida.

Las sumas adelantadas y postergadas no sufrirán descuentos ni recargos por mora, debiendo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerarlas como pagos en término.

En caso de incumplimiento en el pago de las sumas a abonar postergadas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá determinar los recargos por mora e intereses compensatorios desde la fecha de vencimiento correspondiente a la facturación impaga original."

"ARTICULO 16. — Para adherir a la operatoria descripta en el artículo precedente, los Agentes deudores no deben mantener deudas vencidas e impagas por períodos anteriores, como así también informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sobre cada adelanto a producir con al menos DOS (2) días hábiles bancarios de antelación a la fecha prevista para su efectivización.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará íntegramente a los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) las sumas así adelantadas y/o postergadas conforme la metodología establecida en el punto 5.6.1 "Determinación de los Importes y Forma de Pago" del Capítulo 5 de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias."

Art. 13. — Inclúyese, en el Anexo 41 Mercado de Reserva Instantánea de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", el apartado 5.5. descripto en el Anexo IX que forma parte de la presente resolución.

Art. 14. — Aclárase, a los efectos de lo reglado en el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336, que lo dispuesto en el procedimiento aprobado por el artículo 6° de la presente resolución no implica modificaciones en la base para el cálculo conforme lo prescripto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 10 de enero de 1994, del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Art. 15. — Sustitúyese el texto del Artículo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 124 del 11 de octubre de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA, por el que se establece a continuación:

"ARTICULO 9° — El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) aplicará, salvo instrucción en contrario de esta Secretaría, la metodología de consolidación de deuda reglada en el artículo 6° de la presente resolución, a quienes con posterioridad a su entrada en vigencia incurran en o mantengan la condición de DISTRIBUIDORES MOROSOS CRONICOS."

Art. 16. — Lo dispuesto en el artículo 4° de la presente resolución no será de aplicación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Art. 17. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, y en ausencia o defecto al Señor Director Nacional de Prospectiva, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 18. — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 19. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alberto E. Devoto.

ANEXO I – RES 001/2003 – DECLARACIÓN ESTACIONAL

Nota CAMMESA: ver puntos 1,2 y 3 del Anexo a la Resolución SE Nº 84/2003

1. DECLARACION ESTACIONAL.

1.1 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION Y VALORES DE AGUA

Para el despacho del Período Estacional de Invierno 2003 los Generadores térmicos realizarán sus declaraciones estacionales de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP), conforme el numeral 6 del

Anexo 13 y los Generadores hidroeléctricos realizarán sus declaraciones de VALORES DE AGUA (VA) conforme lo establecido en el Anexo 22 - PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS de “Los Procedimientos”, y estando limitadas al Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) igual al CINCUENTA POR CIENTO (50%). Las ofertas de Importación “Spot” se deberán realizar en la misma oportunidad que los Generadores térmicos.

Las declaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que realicen los Generadores térmicos para cada una de sus unidades de generación, en PESOS POR MEGAVATIO HORA ($/MWh), deben acompañarse con un Informe Técnico que justifique los valores declarados. El informe incluirá un detalle de la estructura de costos abierta en los siguientes conceptos:

Costo variable del combustible entregado en la Central.

Costos variables de mantenimiento.

Otros costos variables no combustibles.

Las empresas generadoras con unidades de producción conformadas por Ciclos Combinados, podrán discriminar sus Costos variables de Producción en función de la cantidad de Unidades TG a despachar.

En ninguno de los conceptos precedentes se aceptará la inclusión de tasas, contribuciones y/o impuestos dentro de los costos declarados.

En el informe indicado se deberá incorporar qué porcentaje de los precios están afectados por las variables cuya modificación habilitará a las futuras redeclaraciones: los precios de referencia calculados de acuerdo a la metodología del Anexo 13 y la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S) de referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil previo al de la apertura de la declaración.

Las restantes variables se considerarán constantes durante el período trimestral.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar estadísticamente, los costos de combustibles, costos variables de mantenimiento, y los costos variables no combustibles informados por los generadores. De verificar apartamientos significativos, deberá notificar de los mismos al Generador y a la SECRETARIA DE ENERGIA. El generador deberá, dentro de los DOS (2) días hábiles de notificado, justificar ante la SECRETARIA DE ENERGIA tal apartamiento, remitiendo copia de la misma simultáneamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de TRES (3) días hábiles el valor aceptado.

Transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se acepta el valor informado por el Generador.

1.2. SOBRECOSTO ESTACIONAL DE PUNTA

Para el caso de máquinas Turbovapor o Ciclo Combinado, en base a los CVP aceptados y a los datos técnicos disponibles en la Base de Datos del Sistema, se calculará el Sobrecosto de Punta (SCPE) para cada unidad y por tipo de combustible. El cálculo se realizará de acuerdo a la fórmula definida en el Anexo 13 para la determinación del REFPI, salvo lo que se indica a continuación respecto al $FORPI. Este valor se definirá para cada día de la semana, como el promedio de los Costos Marginales previstos en las horas fuera de punta, en el despacho o redespacho semanal vigente.

En caso de que como resultado del despacho óptimo, se prevea en la Programación Diaria la operación de máquinas TV o CC como unidades de punta, es decir, máquinas generando forzadas al mínimo durante las horas de valle y resto para subir o completar su carga al menos UNA (1) hora de pico, se definirá un Precio Mínimo de Pico (PMINPI). Este valor será el máximo de los Costos de Pico (COPI) calculados sumando al CVP los SCPE definidos, con la mezcla de combustible declarada para la previsión.

Aquellas áreas locales que tengan requerimiento de unidades de punta por restricciones de importación desde el STAT, podrán tener definido un PMINPI mayor al del Mercado. En otro sentido, las áreas exportadoras que se prevean saturadas en la hora de máximo requerimiento, podrán tener definido un PMINPI menor al del Mercado, que puede ser CERO (0).

Las unidades TV o CC predespachadas como unidades de punta recibirán como remuneración en las horas de resto y valle el $FORPI definido para el día y en cada hora de punta el máximo entre el Precio de Nodo y su costo operativo de punta.

2. REDECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

DOS (2) días hábiles antes del día establecido para el envío de los datos para la programación semanal de la primera y tercera semana de cada mes, los generadores cuyos costos variables totales resulten con una variación mínima de MAS/ MENOS CINCO POR CIENTO (± 5%), estarán habilitados a redeclarar sus COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP). En la misma oportunidad quedarán habilitadas las redeclaraciones de VALORES DE AGUA (VA) e importaciones “Spot”.

El día previo a la habilitación de una declaración o redeclaración de CVP, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), utilizando la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE (U$S) de referencia del BCRA del día anterior a la fecha de redeclaración y las resoluciones vigentes emitidas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), determinará los precios de referencia de cada combustible entregado en Central acorde a lo establecido en el ANEXO 13 de “Los Procedimientos”.

Establécese que las redeclaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que realicen los Generadores térmicos, de acuerdo a lo establecido precedentemente, deberán acompañarse con informes técnicos que justifiquen las variaciones de los costos declarados para aquellas variables habilitadas en el presente Anexo. El máximo aceptable de ajuste en la redeclaración estará dado por la variación producida en el tipo de cambio y/o el precio de referencia del combustible correspondiente.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar los datos informados por los Generadores y, de verificar inconsistencias y/o apartamientos significativos, las informará inmediatamente al Generador y a la SECRETARIA DE ENERGIA.

De la misma manera que para la DECLARACION ESTACIONAL, la SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de TRES (3) días hábiles el valor aceptado. Hasta tanto se expida la SECRETARIA DE ENERGIA o transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se acepta el valor informado por el Generador.

3. MAXIMOS RECONOCIDOS DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

La SECRETARIA DE ENERGIA, en base a información disponible del mercado de combustibles, informes del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), u otras fuentes de información, podrá fijar ex-post a la declaración o redeclaración de CVP por parte de los agentes, nuevos Máximos Reconocidos a ser aceptados que modifiquen, en lo pertinente, los ya establecidos mediante las Notas SECRETARIA DE ENERGIA Nº 90 del 30 de abril de 2002 y SECRETARIA DE ENERGIA Nº 150 del 4 de junio de 2002.

En el caso de los Generadores hidráulicos, los Valores de Agua (VA) máximos a declarar y redeclarar estarán limitados al Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) establecido en el Anexo 22 - PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS de “Los Procedimientos”.

Los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados (el menor de los DOS (2)), aplicados a cada unidad generadora según corresponda, serán los que se deberán utilizar para la ejecución del despacho de mínimo costo.

Establécese que, para las máquinas en que no se haya producido la declaración de CVP correspondiente y para las unidades generadoras que operan forzadas por problemas de las redes de transporte o de distribución, el Máximo Reconocido en la operación será el que fije la

SECRETARIA DE ENERGIA con posterioridad a la fecha para las declaraciones de CVP, tomando como base el informe estadístico que deberá elaborar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

4. CVP MAXIMO RECONOCIDO PARA LA SANCION DE PRECIOS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sancionará los Precios “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el Anexo 5 - CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO de “Los Procedimientos” utilizando para ello los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados para cada unidad generadora conforme lo dispuesto en el punto anterior.

La SECRETARIA DE ENERGIA, basándose en criterios objetivos, podrá definir valores máximos diferentes a los indicados precedentemente para la sanción de precios.

5. OPERACION DE MAQUINAS CON CVP SUPERIORES AL PRIMER ESCALON DE FALLA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo antes de aplicar restricciones en la demanda. El precio "Spot" máximo será de CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (120 $/MWH) en la medida que no resulte necesario aplicar restricciones a la demanda.

Adicionalmente se calculará el costo marginal sin el límite (CMST) mencionado en el párrafo anterior para aquellas máquinas cuyo COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP) exceda los CIENTO DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (110 $/MWh), las que recibirán como remuneración máxima el CIENTO DIEZ POR CIENTO (110%) de su CVP, en la medida que el mismo no supere el CMST. Aquellas máquinas que operen forzadas cobrarán su Costo Operativo.

Para cumplimentar lo anterior, las diferencias entre el precio que surge de la aplicación de la metodología descripta en el párrafo anterior y el Precio de Nodo correspondiente, se denominan "Sobrecostos Transitorio de Despacho" y serán imputadas a la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), deberá determinar el Cargo Mensual por "Sobrecosto Transitorios de Despacho" a ser abonado por la demanda, excluida la demanda de bombeo, en función de la acumulación mensual de tales sobrecostos y la energía consumida mensual de los agentes demandantes.

La facturación de los cargos así calculados se realizará mensualmente junto con el resto de las Transacciones Económicas del MEM, salvo en el caso de los Agentes Distribuidores, a los que se les deberá aplicar el Cargo Estacional por "Sobrecostos Transitorios de Despacho" asignable a su demanda, el cual se calculará de forma similar a la utilizada para los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL).

No se considerará para su acumulación en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho", los sobrecostos originados por máquinas generando forzadas por problemas de las redes de transporte o de distribución, los que serán abonados por los causantes de las restricciones que originan dicha operación forzada conforme lo establecido en "Los Procedimientos".

6. DECLARACION DE COSTOS ENTRE PARADA Y ARRANQUE Y DE COSTOS DE REARRANQUE

Junto con la declaración de CVP, las unidades TV podrán declarar un Costo entre Parada y Arranque (CPyA), en $/MW. Este costo tendrá un tope equivalente al definido en el Anexo 14 para cada tipo de unidad TV y tiempo entre parada y arranque. En caso de no declarar un costo se tomará el tope correspondiente. Este CPyA se incluye como variable de decisión para el despacho óptimo.

Junto con la declaración de CVP, las unidades de tipo CC podrán declarar un Costo de Rearranque Diario (CRD) para una operación de un ciclo de parada y arranque de menos de DIECIOCHO (18) horas. Este costo tendrá un tope equivalente al definido en el Anexo 14 para una unidad TV de potencia equivalente y el tiempo de rearranque. Este CRD se incluye como variable de decisión para el despacho óptimo.

Las unidades que registren Rearranques Diarios recibirán un pago igual al costo declarado correspondiente.

ANEXO II – RES. SE 001/2003 – RESERVA DISP. C/GARANTÍA DE COMBUSTIBLE

Nota CAMMESA: ver punto 4 del Anexo a la Resolución Nº 084/2003

RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE

1. OBJETO.

El objeto de la Reserva de Disponibilidad con Garantía de Combustible (RDCGC) es contar con la disponibilidad de generación necesaria, para el cubrimiento de la demanda, con máquinas que se hallan en áreas en que se prevean restricciones de suministro de gas natural durante el período estacional de invierno de 2003.

2. RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE

Se establece, para el período estacional de invierno de 2003, un servicio de Reserva de Disponibilidad con Garantía de Combustible, consistente en la oferta de potencia firme, incluyendo el compromiso de contar con el combustible disponible en la central, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores

Térmicos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se hallen en áreas donde se prevean restricciones de suministro de gas natural.

Como contraprestación, las ofertas que resulten aceptadas en la licitación, recibirán una remuneración calculada en base a la potencia asignada y al precio establecido para este servicio.

Asimismo, se establece un régimen de sanciones por incumplimiento, acorde a la indisponibilidad registrada y a las consecuencias que la misma produjo sobre el abastecimiento de la demanda.

3. OFERTAS DE RDCGC

3.1. UNIDADES HABILITADAS A PRESENTAR OFERTAS DE RDCGC

Estarán habilitadas a presentar ofertas de RDCGC aquellas máquinas térmicas que utilicen combustibles fósiles alternativos al Gas Natural en el período invernal y que se encuentren instaladas en áreas en que se prevean restricciones de suministro de gas natural durante el período estacional de invierno de 2003, a excepción de las unidades comprometidas como respaldo de contratos de exportación, salvo que, en caso de ser adjudicadas, transfieran el respaldo del contrato a otra máquina.

A los efectos de establecer las unidades habilitadas a presentar ofertas de RDCGC el OED determinará:

Las áreas o centrales donde se prevean restricciones al abastecimiento de gas a centrales, en base a los registros históricos de disponibilidad de gas de cada central.

Dentro del conjunto anterior, las unidades identificadas como “generadores base” en el Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico vigente ubicadas en el área con restricciones de gas, serán las habilitadas para ofertar reserva de disponibilidad con garantía de combustible.

Aquellos generadores que fueron asignados en licitación de este servicio no podrán participar en el régimen de prefinanciamiento de combustible establecido por Resolución S.E. Nº 189 del 2 de diciembre de 2002, para el período invernal 2003.

Con una anticipación no inferior a UNA (1) semana de la fecha de la licitación, el OED presentará a los Agentes del MEM la lista de las unidades de generación habilitadas a ofertar para el servicio de RDCGC.

3.2. TIPO Y FORMA DE LAS OFERTAS

Los Agentes con máquinas habilitadas a participar podrán presentar DOS (2) tipos de ofertas al servicio de RDCGC dependiendo del combustible comprometido:

Ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible Ofertas de disponibilidad con gas natural firme en central con una interrumpibilidad máxima de gas de NUEVE (9) días. En ambos casos, los oferentes comprometen la disponibilidad de la unidad generadora y del combustible ofertado en la central. La validez de las ofertas no deberá ser por un plazo inferior a los TREINTA (30) días. La o las ofertas por unidad habilitada deberán identificar:

La/s unidades habilitadas que asumirán el compromiso.

La disponibilidad de potencia constante comprometida para todo el período ofertado en MW (disponibilidad), limitada por la potencia neta de la unidad. La oferta será por bloques de UN MEGAVATIO (1 MW) y se podrá ofertar diferentes cantidades de potencia de la misma central a diferentes precios.

El precio ofertado en $/MW hora disponible.

El combustible ofertado (gas firme o sin restricción de combustible). En caso de ofertar gas firme, se deberá señalar cuál es la cantidad de días equivalentes de interrumpibilidad ofrecida.

La forma de pago requerida, conforme las opciones definidas en el apartado 8 - Liquidación

La unidad de generación propia o de otra empresa definida como respaldo automático designada por el Generador ante eventual indisponibilidad de la máquina habilitada y comprometida en la oferta. Esta unidad de reemplazo deberá cumplir los requisitos exigidos para participar en la presente licitación así como también no tener comprometida la potencia prevista como respaldo tanto para este servicio como para el de reserva de confiabilidad.

Preacuerdo de transferencia del o de los contratos de respaldo de exportación a otra unidad, condicionado a la asignación de esta reserva.

3.3. FECHA Y PERIODO DE LICITACION

Antes de la fecha establecida por la SECRETARIA DE ENERGIA en la presente resolución los agentes interesados deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sus ofertas correspondientes al período mayo - octubre de 2003.

3.4. PRECIO MAXIMO

Para las ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible (utilizando combustibles alternativos al gas), se aceptará el precio máximo definido por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Para las ofertas de disponibilidad con Gas Natural firme en central la SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer un límite superior al anterior en tanto el costo ofertado no supere el derivado del uso de los combustibles alternativos al Gas.

4. ADJUDICACION DE LAS OFERTAS DE RDCGC

4.1. POTENCIA MAXIMA ASIGNABLE

El OED determinará la potencia máxima posible de ser asignada en la licitación de las ofertas RDCGC, como el requerimiento de las máquinas térmicas que utilicen combustibles fósiles que se encuentren en las áreas / centrales con restricciones de gas.

El valor se calculará, producto de la simulación de la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sin la influencia de la exportación para una probabilidad de excedencia del SETENTA POR CIENTO (70%) representado por la potencia térmica media requerida en las áreas señaladas, en el mes de máximo requerimiento para el período estacional de invierno de 2003.

Este valor será informado a los Agentes en oportunidad de la comunicación de las máquinas habilitadas para ofertar.

4.2. PROCESO DE ADJUDICACION DE OFERTAS

Con las ofertas presentadas la SECRETARIA DE ENERGIA procederá a la adjudicación por separado de las ofertas de disponibilidad con gas firme y las realizadas para disponibilidad sin restricción de combustible, en base al informe que realice el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) siguiendo la metodología que se describe a continuación.

En primer lugar, se adjudicarán las ofertas de disponibilidad con gas firme en central, comparando los ahorros que se obtendrían en el período semestral por disponer generación con gas firme contra los mayores costos por el pago por disponibilidad. El precio a remunerar a cada oferta aceptada será el precio ofertado.

A continuación, se adjudicarán las ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible en función del precio ofertado y hasta cubrir la potencia máxima asignable definida en el punto anterior, descontada la potencia cubierta con ofertas de disponibilidad con gas firme. En el caso de que la potencia total ofertada sea menor que la potencia máxima asignable, se adjudicarán todas las ofertas presentadas y el precio de corte de la licitación será el precio máximo definido en el punto 3.4.

En el caso de que el total de ofertas supere la potencia máxima asignable, se adjudicarán las ofertas por precio ofertado creciente hasta cubrir el total.

En este caso el precio de corte de la licitación será el correspondiente a la última oferta aceptada.

En el caso de igualdad de precio ofertado se adjudicará en forma proporcional a la potencia ofertada.

A más tardar dentro de los TRES (3) días hábiles de haber sido notificada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de los resultados obtenidos, la SECRETARIA DE ENERGIA comunicará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y éste a los Agentes las potencias adjudicadas y el precio de corte correspondiente.

Las ofertas aceptadas serán transferibles entre unidades que cumplan las condiciones de este anexo.

5. REMUNERACION

La potencia que resulte asignada para el servicio de RDCGC recibirá una remuneración mensual, dependiente del tipo de oferta, calculada como:

$$REM\_RDCGC = \Pr RDCGC * Disp * Nh$$

Donde:

Disp: disponibilidad asignada (MW)

Nh: número de horas del mes

Pr RDCGC: precio del servicio de RDCGC

El precio del servicio de RDCGC (Pr RDCGC) depende del tipo de oferta aceptada. Resultando el precio ofertado para las ofertas de disponibilidad con gas natural firme en central y el precio de corte de la licitación para las ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible.

6. SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO

Durante el período estacional de invierno de 2003 el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), realizará el seguimiento de la disponibilidad en cada hora de remuneración de potencia de las unidades que tengan asignada RDCGC, considerando el combustible ofertado.

Se considera incumplimiento al servicio de RDCGC a la diferencia horaria entre la potencia asignada a este servicio y la disponibilidad computada si esta diferencia es positiva, y CERO (0) si es negativa.

En todos los casos, a los montos facturados ya sea en concepto de remuneración como en el de sanciones por incumplimiento, se los afectará por la tasa de rendimiento de las colocaciones financieras realizadas por el OED para las sumas administradas del Fondo de Estabilización, entre la fecha de la adjudicación indicada en el punto 4.2 y el último día del mes en que se verificó el incumplimiento.

6.1. PENALIZACION HORARIA

De verificarse que la disponibilidad en cada hora de remuneración de la potencia resulta inferior al valor asignado en la licitación, se aplicará al agente que incumplió, una sanción dependiente de la existencia o no de restricciones programadas a la demanda en la hora en que se verifique el incumplimiento y de la magnitud del mismo, consistente en:

En el caso de no verificarse restricciones a la demanda, la sanción a aplicar será igual a CUATRO (4) veces el incumplimiento registrado en esa hora multiplicado por el precio de la disponibilidad de combustible asignada (precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada).

En el caso de verificarse restricciones a la demanda, al valor anterior se le adicionará un monto equivalente a DIEZ (10) veces el incumplimiento horario registrado multiplicado por el precio de la disponibilidad de combustible asignada (precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada).

6.2. INCUMPLIMIENTO DE OFERTAS SIN RESTRICCION DE COMBUSTIBLE

Para las ofertas de este tipo aceptadas, se considerará que el Agente incumplió con su compromiso de disponibilidad semestral, si registra incumplimientos en su compromiso y fue necesario el despacho de unidades con combustible líquido por restricciones al abastecimiento de Gas a centrales eléctricas.

De efectivizarse tal situación el generador perderá, por cada día equivalente de indisponibilidad de la potencia asignada, un VEINTE POR CIENTO (20%) de su remuneración. Alcanzándose la pérdida del CIEN POR CIENTO (100%) de la misma de constatarse una indisponibilidad equivalente superior a los CINCO (5) días.

6.3. INCUMPLIMIENTO DE OFERTAS CON GAS NATURAL FIRME EN CENTRAL

A los efectos del control de cumplimiento de este servicio para el caso de ofertas de disponibilidad con gas natural firme en central, se considerará como disponible el producto de la potencia disponible real registrada de la unidad por el porcentaje de Gas Natural utilizado o disponible para cubrir la potencia asignada.

Para las ofertas de este tipo aceptadas, se considerará que el Agente incumplió con su compromiso de disponibilidad semestral, si registra una indisponibilidad superior a la disponibilidad de potencia asignada multiplicado por los días de restricción de gas ofrecidos en los días que fue necesario el despacho de unidades con combustible líquido por restricciones al abastecimiento de gas a centrales eléctricas.

A partir de tal condición, el generador perderá por cada día equivalente de indisponibilidad de la potencia asignada un TREINTA POR CIENTO (30%) de su remuneración siendo la pérdida de remuneración igual al CIEN POR CIENTO (100%) de alcanzar una indisponibilidad igual o mayor a los tres días equivalentes por sobre la cantidad de días con restricción de gas ofertados.

7. TRANSFERENCIA

Adicionalmente a la posibilidad de asignar una máquina de reemplazo automático, durante el período de vigencia de la RDCGC, se habilita la transferencia de los compromisos de este servicio a otras máquinas con potencia disponible no comprometidas en el mismo ni en el de Reserva de Confiabilidad que satisfagan los requisitos exigidos en el presente Anexo.

La transferencia deberá ser por un plazo mínimo de UNA (1) semana entre máquinas que pueden estar ubicadas en distintas centrales, y para ello el agente que cede el compromiso de disponibilidad debe informar de la transferencia al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) junto con los datos para la Programación Semanal. La transferencia deberá indicar:

Unidad que cede el compromiso

Disponibilidad cedida (MW)

Unidad que recibe el compromiso

Período por el cual cede el compromiso (semanas)

Acuerdo del Agente que recibe el compromiso

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) continuará liquidando los montos por el servicio de RDCGC y facturando las sanciones al adjudicatario original.

8. PAGO DEL SERVICIO

Mensualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el costo de la RDCGC, como la suma de las remuneraciones de cada uno de los generadores y cogeneradores con reserva de confiabilidad asignada, como si fuesen totalmente liquidados de acuerdo a la alternativa b) del punto 9 de

la presente resolución, menos las sanciones e intereses definidas en el punto 6 por incumplimientos registrados en el mes.

La demanda abonará el costo de esta reserva a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

9. FORMA DE LIQUIDACION

Los Agentes que resulten adjudicados en la licitación de RDCGC podrán optar por:

a) Recibir anticipadamente el monto por la prestación del servicio de RDCGC correspondiente al semestre, calculado al precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada.

b) Recibir el monto mensual por la prestación del servicio de RDCGC, calculado al precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada, más los intereses devengados entre la fecha de comunicación de la adjudicación indicada en el punto 4.2 y el último día del mes correspondiente, calculados con la tasa de interés de las colocaciones financieras del OED para el Fondo de Estabilización.

Junto con la presentación de las ofertas los Agentes deberán optar por la forma de pago requerida, en caso de no hacerlo, se considerará que optan por la alternativa b).

Los fondos necesarios para hacer frente al adelanto señalado en el inciso a) serán aportados por el Fondo de Estabilización siempre que el mismo cuente con los recursos necesarios y que no estuvieren afectados a otros usos; en el caso contrario, se distribuirá el saldo remanente entre los Agentes que requirieron anticipo en proporción a sus acreencias por este servicio y se liquidarán mensualmente según el inciso b).

9.1. LIQUIDACION DEL ANTICIPO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará el monto por la prestación del servicio de RDCGC correspondiente al semestre, a aquellos Agentes que resulten con potencia asignada y que hayan optado por el pago anticipado, dentro de los CINCO (5) días corridos de la presentación de las garantías a que hace referencia el punto 9.2 de la presente, a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

9.2. GARANTIA POR PAGO ANTICIPADO

El Agente que opte por el pago anticipado previsto en 9a) deberá garantizar el cumplimiento del servicio de RDCGC mediante la cesión de sus créditos en el Mercado “Spot”.

La administración de las cesiones de crédito que garanticen la adecuada operatoria del RDCG será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para lo cual deberá definir la metodología más conveniente para garantizar, en los términos y condiciones previstos en la presente

resolución, la cesión de la totalidad de los créditos actuales y futuros en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que le correspondan al Agente que requirió el pago anticipado, con destino al Fondo de Estabilización, a partir de la implementación de fideicomisos en los términos y condiciones previstos en la Ley Nº 24.441.

En caso de que los créditos cedidos sean insuficientes para constituir la garantía requerida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se encuentra facultado a requerir del Agente las garantías adicionales que considere necesarias a los fines de la debida protección de los recursos del Fondo de Estabilización, para lo cual podrá requerir, por ejemplo, la cesión de sus créditos por ventas en el Mercado a Término.

ANEXO III – RES. SE 001/2003 – RESERVA DE CONFIABILIDAD

RESERVA DE CONFIABILIDAD

1. OBJETO

El objeto de la Reserva de confiabilidad es contar con la disponibilidad de generación necesaria, para el adecuado cubrimiento de la demanda de pico del sistema durante el período marzo - octubre de 2003.

2. RESERVA DE CONFIABILIDAD

Se establece, para el período marzo - octubre de 2003, un servicio de Reserva de Confiabilidad, consistente en la oferta de potencia firme en horas de remuneración de potencia, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Como contraprestación, los Agentes que resulten con potencia asignada en la licitación que se realice al efecto, recibirán un pago durante las horas de remuneración de potencia, calculado en base a la potencia asignada y al precio establecido para este servicio.

Asimismo, se establece un régimen de sanciones por incumplimiento, acorde a la indisponibilidad registrada y las consecuencias que tal incumplimiento acarrearía sobre el abastecimiento de la demanda.

3. OFERTAS DE RESERVA DE CONFIABILIDAD

3.1. UNIDADES HABILITADAS A PRESENTAR OFERTAS DE RESERVA DE CONFIABILIDAD

Estarán habilitadas a presentar ofertas de Confiabilidad las máquinas térmicas y centrales hidráulicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a excepción de:

* Las unidades que hayan sido comprometidas en la RDCGC, por la potencia asignada a ese servicio.

* Las unidades comprometidas como respaldo de contratos de exportación, salvo que, en caso de ser adjudicadas, transfieran el respaldo del contrato a otra máquina.

* Las centrales hidroeléctricas que no son modeladas en la programación del despacho.

* Los generadores pertenecientes a los Estados Nacional y Provinciales, salvo que las autoridades competentes y habilitadas para ello, informen fehacientemente, antes del 24 de enero de 2003, la capacidad de ofertar un compromiso firme que garantice la prestación de la reserva ofrecida.

Con una anticipación no inferior a una semana de la fecha de la licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la lista de las máquinas y centrales de generación habilitadas y la potencia máxima a ofertar.

3.2. CARACTERISTICAS DE LAS OFERTAS

Las ofertas de confiabilidad tendrán las siguientes características:

* Disponibilidad comprometida constante durante todo el período de asignación (MW).

* Las máquinas térmicas podrán ofertar hasta su potencia neta no comprometida como reserva de RDCGC.

* Las centrales hidráulicas podrán ofertar hasta su potencia máxima neta capaz de mantener durante el horario de punta de UN (1) día con el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de excedencia.

* Las máquinas y/o centrales ofertadas deberán tener suficiente capacidad de transporte para hacer llegar su potencia ofertada al nodo Mercado.

3.3. FORMA DE LAS OFERTAS

Las ofertas de Reserva de Confiabilidad a presentar por los agentes deberán identificar:

* La o las unidades habilitadas que asumirán el compromiso.

* La disponibilidad de potencia constante comprometida para todo el período ofertado en MW (disponibilidad). La oferta será por bloques de UN MEGAVATIO (1 MW) y se podrá ofertar diferentes cantidades de potencia de la misma central a diferentes precios.

El precio ofertado ($/MW-hrp).

Forma de pago requerida, conforme las opciones definidas en el apartado 8 – Liquidación.

Preacuerdo de transferencia del o de los contratos de respaldo de los contratos de exportación a otra unidad, condicionado a la asignación de esta reserva.

La validez de las ofertas no deberá ser por un plazo inferior a los TREINTA (30) días.

La unidad de generación propia o de otra empresa definida como respaldo automático designada por el Generador ante eventual indisponibilidad de la máquina habilitada y comprometida a la oferta. Esta unidad de reemplazo deberá cumplir los requisitos exigidos para participar en la presente licitación así como también no tener comprometida la potencia prevista como respaldo tanto para este servicio como para el de reserva de disponibilidad con garantía de combustible.

3.4. FECHA Y PERIODO DE LICITACION

Antes de la fecha establecida por la SECRETARIA DE ENERGIA de la presente resolución los agentes interesados deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sus ofertas correspondientes al período marzo - octubre de 2003.

3.5. PRECIO MAXIMO

Para las ofertas de reserva de Confiabilidad se aceptará el precio máximo definido por la SECRETARIA DE ENERGIA.

3.6. COMPROMISO

El compromiso que adquieren los Agentes que resulten adjudicados en la licitación de reserva de Confiabilidad es:

* mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas en que se remunera la potencia,

* estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque declarado en la Base de Datos Estacional, mantener la potencia comprometida por un período de:

o CINCO (5) horas para las centrales hidráulicas.

o las horas de remuneración de potencia para las máquinas térmicas.

4. ADJUDICACION DE LAS OFERTAS DE CONFIABILIDAD

4.1. POTENCIA MAXIMA ASIGNABLE

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará la “Potencia Máxima Asignable” para la licitación de ofertas Confiabilidad, como la potencia máxima prevista para el mes de julio de 2003 descontadas:

* la potencia asignada como RDCGC,

* la potencia representativa de los contratos de exportación,

* una potencia representativa correspondiente a una estimación de la potencia posible de entregar por los generadores del ESTADO NACIONAL, siempre que no se haya producido la declaración de la autoridad competente indicada en el apartado 3.1.

* la potencia disponible a entregar por la central Río Grande,

* demanda interrumpible de los GUI que no abonan esta reserva según lo establece el Anexo 38 de “Los Procedimientos”.

A más tardar DIEZ (10) días antes de la fecha establecida para el cierre de las ofertas para este servicio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) comunicará a los Agentes la “Potencia Máxima Asignable”.

4.2. PROCESO DE ADJUDICACION DE OFERTAS

Con las ofertas recibidas y aceptadas se conformará un orden de mérito ordenándolas en base al precio ofertado y teniendo en cuenta las restricciones de transporte existente de forma tal que la reserva de confiabilidad aceptada corresponda a las máquinas y/o centrales que ofrecieron los menores precios y tienen suficiente capacidad de transporte para llegar con la potencia ofertada al Nodo Mercado, considerando además los límites de potencia hidráulica y térmica calculados en el punto 3.2 de este Anexo.

La verificación de capacidad de transporte requerida para la aceptación de las ofertas se evaluará en base a flujos de carga realizados bajo las siguientes hipótesis:

* se utilizará la demanda de pico requerida en el punto 4.1 del presente Anexo, sin considerar el uso de la demanda de exportación,

* los límites de transporte entre áreas tendrán en cuenta el uso medio que la exportación hace uso de los mismos,

En el caso de que la potencia total ofertada sea menor que la potencia máxima asignable, se asignarán todas ofertas presentadas que verifiquen las restricciones de transporte y el precio de corte de la licitación será el precio máximo definido en el punto 3.4.

En el caso de que el total de ofertas que verifiquen las restricciones de transporte supere la potencia máxima asignable, se asignará el compromiso las ofertas que verifiquen esta condición, en orden creciente de precio ofertado hasta cubrir el total asignable, siendo el precio de corte de la licitación el correspondiente a la última oferta aceptada.

En el caso de máquinas térmicas o hidráulicas con igual precio tendrán prioridad aquellas que resulten con mayor cantidad de horas de utilización de la potencia ofertada, en los últimos TRES (3) años.

Dentro de los TRES (3) días subsiguientes al cierre de la licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) comunicará a la SECRETARIA DE ENERGIA y a los Agentes las potencias adjudicadas y el precio máximo correspondiente.

5. REMUNERACION

Las unidades que resulten asignadas para el servicio de reserva de Confiabilidad, recibirán una remuneración mensual dependiente del tipo de oferta, calculada como:

$$REM\_CONF = \Pr^{CONF} * Pot^{CONF} * N^{hrp}$$

Donde:

Pot^{CONF} : potencia a remunerar como reserva de confiabilidad (MW)

o Para las máquinas térmicas la ofertada y la aceptada.

o Para las centrales hidráulicas la ofertada y aceptada, afectada por el porcentaje utilizado para el cálculo de la remuneración base de potencia, representado por la relación BHPMA / HPMAX (promedio anual).

N^{hrp} : número de hrp del mes

$\Pr^{CONF}$: precio del servicio de Confiabilidad.

6. SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO

Durante el período marzo - octubre de 2003, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de la disponibilidad en cada hora de remuneración de potencia de las unidades que tengan asignada Reserva de Confiabilidad.

Se considera incumplimiento al servicio de reserva de Confiabilidad a la diferencia horaria entre la potencia asignada a este servicio y la disponibilidad computada si esta diferencia es positiva, y cero si es negativa.

Para las ofertas de este tipo aceptadas, se considerará que el Agente incumplió con su compromiso de disponibilidad semestral, si registra incumplimientos en su compromiso y fue necesario el despacho de unidades con combustible líquido por restricciones al abastecimiento de Gas a centrales eléctricas.

De efectivizarse tal situación el generador perderá, por cada día equivalente de indisponibilidad la potencia asignada, un DIEZ POR CIENTO (10%) de su remuneración. Alcanzándose la pérdida del CIEN POR CIENTO (100%) de la misma de constatarse una indisponibilidad equivalente superior a los DIEZ (10) días.

Sin perjuicio de lo anterior, de verificarse que la disponibilidad en hrp es inferior al valor asignado en la licitación, se aplicará al agente que incumplió, una sanción dependiente de la existencia o no de restricciones programadas a la demanda en la hora en que se verifique el incumplimiento y de la magnitud del mismo, consistente en:

a. En el caso de no verificarse restricciones a la demanda, la sanción a aplicar será igual a DOS (2) veces el incumplimiento registrado en esa hora multiplicado por el precio de la reserva de confiabilidad.

b. En el caso de verificarse restricciones a la demanda, al valor anterior se le adicionará un monto equivalente a DIEZ (10) veces el incumplimiento horario registrado multiplicado por el precio de la reserva de confiabilidad.

En todos los casos, a los montos facturados ya sea en concepto de remuneración como en el de sanciones por incumplimiento, se los afectará por la tasa de rendimiento de las colocaciones financieras realizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para las sumas administradas del Fondo de Estabilización, entre la fecha de la adjudicación indicada en el punto 4.2 y el último día del mes en que se verificó el incumplimiento.

7. TRANSFERENCIA

Adicionalmente a la posibilidad de asignar una máquina de reemplazo automático, durante el período marzo – octubre de 2003, se habilita la transferencia de los compromisos de este servicio a otras máquinas no comprometidas para el mismo ni el de RDCGC.

La transferencia deberá ser por un plazo mínimo de una semana entre máquinas que pueden estar ubicadas en distintas centrales, para ello el agente que cede el compromiso de Confiabilidad debe informar la transferencia al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) junto con los datos para la Programación Semanal. La transferencia deberá indicar:

* Unidad que cede el compromiso

* Disponibilidad cedida (MW)

* Unidad que recibe el compromiso

* Período por el cual cede el compromiso (semanas)

* Acuerdo del Agente que recibe el compromiso

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) continuará liquidando los montos por el servicio de Confiabilidad y facturando las sanciones al adjudicatario original.

8. PAGO DEL SERVICIO

Mensualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el costo de la reserva de Confiabilidad, como la suma de las remuneraciones de cada uno de los generadores y cogeneradores con reserva de confiabilidad asignada, como si fuesen totalmente liquidados de acuerdo a la alternativa b) del punto 8 de la presente resolución, menos las sanciones e intereses definidas en el punto 6 por incumplimientos registrados en el mes.

La demanda abonará el costo de esta reserva a través del Cargo de Reserva, en forma diferenciada como Reserva de Confiabilidad.

9. FORMA DE LIQUIDACION

Los Agentes que resulten adjudicados en la licitación de Reserva de Confiabilidad podrán optar por:

a) Recibir anticipadamente el monto por la prestación del servicio de Reserva de Confiabilidad correspondiente al semestre, calculado al precio de corte de la licitación.

b) Recibir el monto mensual por la prestación del servicio de Reserva de Confiabilidad, calculado al precio de corte de la licitación, más los intereses devengados entre la fecha comunicación de la adjudicación indicada en 4.2 y el último día del mes correspondiente, calculados con la tasa de interés de las colocaciones financieras del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para el Fondo de Estabilización.

Junto con la presentación de las ofertas los Agentes deberán optar por la forma de pago requerida, en caso de no hacerlo, se considerará que optan por la alternativa b).

Los fondos necesarios para hacer frente al adelanto señalado en el inciso a) serán aportados por el Fondo de Estabilización siempre que el mismo cuente con los recursos necesarios y que no estuvieren afectados a otros usos; en el caso contrario, se distribuirá el saldo remanente entre los Agentes que requirieron anticipo en proporción a sus acreencias por este servicio y se liquidarán mensualmente según el inciso b).

9.1. LIQUIDACION DEL ANTICIPO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará el monto por la prestación del servicio de Reserva de Confiabilidad correspondiente al semestre, a aquellos Agentes que resulten con potencia asignada y que hayan optado por el pago anticipado, dentro de los CINCO (5) días corridos de la presentación de las garantías a que hace referencia el punto 9.2 de la presente, a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

9.2. GARANTIA POR PAGO ANTICIPADO

El Agente que opte por el pago anticipado previsto en 9a) deberá garantizar el cumplimiento del servicio de Reserva de Confiabilidad mediante la cesión de sus créditos en el Mercado “Spot”.

La administración de las cesiones de crédito que garanticen la adecuada operatoria del servicio de Reserva de Confiabilidad será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para lo cual deberá definir la metodología más conveniente para garantizar, en los términos y condiciones previstos en la presente resolución, la cesión de la totalidad de los créditos actuales y futuros en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que le correspondan al Agente que requirió el pago anticipado, con destino al Fondo de Estabilización, a partir de la implementación de fideicomisos en los términos y condiciones previstos en la Ley Nº 24.441.

En caso de que los créditos cedidos sean insuficientes para constituir la garantía requerida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se encuentra facultado a requerir del Agente las garantías adicionales que considere necesarias a los fines de la debida protección de los recursos del Fondo de Estabilización, para lo cual podrá requerir, por ejemplo, la cesión de sus créditos por ventas en el Mercado a Término.

ANEXO IV – RES. SE 001/2003 – MERCADO SPOT ANTICIPADO

Nota CAMMESA: ver punto 5 del Anexo a la Resolución Nº 084/2003

MERCADO SPOT ANTICIPADO

1. ESTABILIZACION DE PRECIOS

Con el objeto de disponer de herramientas adicionales que colaboren en la obtención de un precio estabilizado a ser abonado por los Agentes Distribuidores según lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, se establece un Mercado “Spot” Anticipado, cuyos resultados participarán en la determinación de los Precios Estacionales a ser aplicados a los distribuidores que adquieren parte o toda su demanda de energía en el Mercado “Spot”.

2. MERCADO SPOT ANTICIPADO

Se establece un Mercado “Spot” Anticipado, conformado a partir de la licitación de Módulos Básicos de Energía (MBE), para los cuales los Generadores, Cogeneradores y Comercializadores de generación podrán ofrecer la producción prevista durante el período en análisis, la que no deberá estar comprometida en el Mercado a Término y con las características y condiciones que se detallan más adelante.

A tal efecto, y cuando la SECRETARIA DE ENERGIA lo decida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) licitará los Módulos Básicos de Energía (MBE) posibles de ser comprometidos por los Agentes productores y comercializadores de generación en el Mercado “Spot” Anticipado. El volumen total a

concursar de estos MBE deberán representar, con la mayor precisión posible y sin producir distorsiones en el Mercado a Término, la energía prevista abastecer a los agentes distribuidores a precio estacional durante el correspondiente período.

Lo establecido en el presente Anexo no implica modificaciones en la base para el cálculo conforme lo prescripto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 10 de enero de 1994 a los efectos del cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336.

2.1. COMPROMISO EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El compromiso será por el período solicitado y consistirá en ofertar en la barra Mercado, Módulos Básicos de Energía (MBE), con compromiso de entrega de potencia constante durante las bandas horarias de valle, resto y pico durante todos los días del período.

A los efectos de las ofertas de precios en el Mercado “Spot” Anticipado los Módulos Básicos de Energía (MBE) se definen en UN MEGAVATIO POR HORA (1 MW/h).

Con el fin de ejemplificar la mecánica instrumentada para la adjudicación de las ofertas del Mercado “Spot” Anticipado el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá presentar una simulación de prueba. Una vez difundida la misma se realizarán sucesivamente TRES (3) licitaciones para la subasta de los Módulos Básicos de Energía (MBE) para el período establecido las que se realizarán en las fechas fijadas por la SECRETARIA DE ENERGIA.

2.2. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la mejor estimación posible, incluyendo los aleatorios que considere necesarios, del valor medio por unidad de energía transportada ($/MWh) de la recaudación variable por precios locales (RVPLE) prevista para los meses correspondientes al período licitado para una oferta de potencia constante, entre cada uno de los nodos del STAT y el Mercado utilizando la base de datos de la Programación Estacional e informará el mismo para cada mes, previo a la apertura de la licitación, para todos los nodos del STAT con generación despachada.

Aquellos oferentes del Mercado “Spot” Anticipado, cuya generación se encuentre instalada en nodos diferentes del Nodo Mercado, recibirán los ingresos correspondientes al Compromiso en el Mercado Spot Anticipado en la barra de Mercado y se les asignará, con su signo, un cargo mensual por precios locales cuya metodología de cálculo es la especificada en el párrafo precedente.

Los ingresos así obtenidos se incorporarán a la cuenta SALEX correspondiente.

En aquellas horas que se sancione precios locales en un área determinada, se considerará que la energía generada en el área cuyas ofertas fueron aceptadas en el Mercado Anticipado no se verá afectada por la sanción del precio local, ya que aquél le fue reconocido incluyendo un precio local anticipado. El resto de la generación, y la demanda, percibirá el precio local horario sancionado.

2.3. SIMULACION PARA EL PERIODO LICITADO

Para orientar cuál será el entorno de precios en los cuales se basará la SECRETARIA DE ENERGIA para definir los volúmenes de Módulos Básicos de Energía (MBE) a aceptar, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar una simulación de la operación del período licitado a partir de la cual, deberá determinar los Precios Probables de Mercado (PMPROB) resultantes de tal simulación.

Para ello, con la información de la base de datos estacional vigente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ejecutará la simulación de la operación, utilizando los modelos de optimización, programación y despacho vigentes, considerando a tal efecto la condición de operación prevista (escenario base) en la Programación Estacional vigente, suponiendo una situación de transporte normal junto con los mantenimientos programados y acordados en la propia Programación Estacional.

Para tal simulación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar los Costos Variables de Producción Estacionales (CVPE) y Sobrecostos Estacionales de Punta (SCPE) declarados por los agentes, los Valores de Agua resultantes de la aplicación del modelo de optimización y los Máximos Reconocidos establecidos por la SECRETARIA DE ENERGIA vigentes.

De la simulación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá los Precios Probables de Mercado (PMPROB), calculados para cada banda horaria “b” y el medio ponderado por la demanda total prevista en cada banda, conforme lo establecido en el punto 2.4.3.3.3 – PRECIOS PROBABLES DE LA ENERGIA del Capítulo 2 – PRECIOS ESTACIONALES de “Los Procedimientos” y para una probabilidad de excedencia del DIEZ POR CIENTO (10%), VEINTICINCO POR CIENTO (25%), CUARENTA POR CIENTO (40%), CINCUENTA POR CIENTO (50%), SETENTA POR CIENTO (70%) y del OCHENTA POR CIENTO (80%), que resulten de la simulación realizada, como también los precios medios en el Mercado para cada banda horaria y el total ponderado de los mismos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y a los agentes con CINCO (5) días de anticipación a la ejecución de la licitación, los siguientes resultados:

Los Precios Probables de Mercado (PMPROB) obtenidos para todo el período según lo indicado previamente

La distribución de los precios medios totales para cada mes del período frente al precio medio total del mismo.

La energía prevista abastecer a precio estacional por banda horaria mensual y trimestral en el Mercado "Spot".

El valor medio ($/MWh) de la recaudación variable por precios locales prevista para cada nodo del STAT con generación despachada.

Los volúmenes totales de Módulos Básicos de Energía (MBE) en función de dicha energía.

El despacho de generación previsto para cada una de las máquinas y Centrales del MEM.

La cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) que representa la producción prevista de cada una de las centrales de generación dependiente del ESTADO NACIONAL.

El precio de la Unidad de Referencia para la fecha de la licitación.

De considerarlo conveniente, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá requerir nuevas simulaciones con escenarios alternativos.

2.4. UNIDAD DE REFERENCIA

Se define como Unidad de Referencia una máquina de Ciclo Combinado estándar ubicado en el Centro de Carga del Sistema (barra Ezeiza 500 kV) con el siguiente costo:

$$\mathrm{Pr}_{unidad} = \frac{\$\mathrm{Re}\, f_{gas} * CEspMEDIO}{PCInf_{gas}} * 0{,}65 + C_{\mathrm{Re}\, f} OyM$$

donde:

Pr_{unidad} = Precio de la Unidad de Referencia en $/MWh

$\$Ref_{gas}$ = Precio de Referencia del Gas Natural -ID Metrogas-

CEspMedio = Definido en 1544 kCal/kWatt-hora

$PCInf_{gas}$ = Poder Calorífico Inferir del Gas Natural, definido en 8400 kCal/dm3

C_{Ref}OyM = Costo de Operación y Mantenimiento aceptado por Secretaría de Energía para Ciclos Combinados vigente al momento de la simulación.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará, junto con la simulación establecida en el apartado 2.3, el precio de la Unidad de Referencia aquí descripta y los valores utilizados para su cálculo.

3. LICITACIONES DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

3.1. SIMULACION DE LICITACION DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Con el fin de transparentar la metodología relativa a la operatoria de cierre de la licitación, y con una anticipación mínima de cinco días de la fecha de la primera licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) pondrá a disposición del mercado una simulación de prueba.

3.2 LICITACION

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), realizará TRES (3) licitaciones para la subasta de los Módulos Básicos de Energía (MBE) para el período establecido, conforme las fechas dispuestas por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Los Generadores, Cogeneradores y Comercializadores de generación serán convocados a presentar ofertas, debiendo hacerlas por una cantidad de MBE con un precio ofrecido que será un porcentaje de la Unidad de Referencia en la barra de Mercado.

Las ofertas deberán satisfacer las siguientes premisas básicas:

1. La o las ofertas de Compromisos deberán ser realizadas por Central de generación.

2. Deberán contener específicamente, el volumen de MBE que se ofrece y el precio, dado por un porcentaje de la Unidad de Referencia.

3. El volumen total de MBE ofertados no deberá superar la energía prevista despachar en la simulación realizada al efecto para la central involucrada, luego de descontar la energía comprometida en el Mercado a Término por la misma.

4. Las ofertas presentadas por Generadores, Cogeneradores y Comercializadores deberán tener carácter de ofertas firmes, adjuntando las correspondientes garantías y/o cesiones que se establecen al efecto.

En el caso de que se produzcan ofertas por volúmenes de MBE que excedan la energía remanente señalada previamente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sólo deberá considerar válido el volumen de MBE que no supere dicha energía remanente y cuyo costo, valorizándolo con los precios ofrecidos, en función del porcentaje de la Unidad de Referencia, sea mínimo dentro de la propuesta realizada.

A partir de las ofertas recibidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá rechazar aquellas que no satisfagan las condiciones previamente expuestas.

Una vez descartadas las ofertas no válidas, las restantes se clasificarán en función del precio ofertado para el Compromiso, por tipo de Módulo Básico de Energía (MBE) y conforme precios crecientes.

Con las ofertas válidas recibidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar un análisis a fin de aportar los elementos técnicos que permitan obtener el cierre de la licitación por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA. Juntamente con los precios medios resultantes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará los resultados del Mercado “Spot” Anticipado para las probabilidades de ocurrencia del NOVENTA POR CIENTO (90%), NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) y NOVENTA Y OCHO POR CIENTO (98%).

El incremento de costo del Mercado “Spot” Anticipado dividido el decremento del riesgo de pérdida del Fondo de Estabilización valoriza el costo estimado por los oferentes para asumir un determinado riesgo.

La SECRETARIA DE ENERGIA determinará el valor de cierre de la licitación merituando el costo de las primas en relación con el riesgo de pérdida del Fondo de Estabilización. Dado que el cierre de ofertas es marginal, la curva representativa de las mismas fijará el punto de cierre que puede ser diferente para cada una de las licitaciones.

Al día siguiente de terminado el proceso licitatorio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y publicará para conocimiento de los Agentes, los resultados así obtenidos indicando para la licitación diaria del Mercado “Spot” Anticipado realizada, los agentes que han presentado ofertas, las ofertas que han sido rechazadas con su justificación y las consideradas válidas con la siguiente información:

$MBEk = Porcentaje del Costo de la Unidad de Referencia ofertado por el Agente o Comercializador “k”, para la cantidad de Módulos Básicos de Energía MBEk.

nMBEk = Cantidad de Módulos Básicos de Energía ofrecidos por el Agente o Comercializador “k”, asociado al precio $MBEk.

4. DETERMINACION DE LOS VOLUMENES DE ENERGIA ACEPTADOS EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Con la información suministrada, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará los volúmenes de Módulos Básicos de Energía (MBE) que serán aceptados, según las ofertas recibidas y la disponibilidad del Fondo de Estabilización, considerando la información de riesgos de precios publicados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con anterioridad.

La SECRETARIA DE ENERGIA, mediante comunicación fehaciente del Señor Subsecretario de Energía Eléctrica o del Señor Director Nacional de Prospectiva en su reemplazo, informará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados.

5. PARTICIPACION DE LA GENERACION DEPENDIENTE DEL ESTADO NACIONAL

Conjuntamente con la definición de la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados de la última licitación que se realice para el Mercado “Spot” Anticipado, la SECRETARIA DE ENERGIA, informará los Módulos Básicos de Energía (MBE) o la generación real de las centrales del ESTADO NACIONAL que el

ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar como comprometidos por las unidades generadores dependientes del mismo. En caso de no informarlos deberá considerarse CERO (0).

Para los Compromisos así definidos, serán de aplicación los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado determinados según el punto 6.

6. ACEPTACION DE COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO y PRECIOS MARGINALES

Una vez definida la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados en la Licitación de Compromisos del Mercado "Spot" Anticipado por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA conforme el punto 4 precedente, El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá determinar los Precios Marginales del Mercado "Spot" Anticipado de cada día licitado.

Una vez recibida la decisión de la SECRETARIA DE ENERGIA, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará inmediatamente a los Agentes del MEM lo resuelto por dicha SECRETARIA; los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado (representados por un porcentaje de la Unidad de Referencia) y los compromisos ofrecidos y en condiciones de ser aceptados a los efectos que éstos dispongan de la información para poder realizar nuevas ofertas, de acuerdo a lo mencionado en 3.2.

Conforme ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá concretar la aceptación de los compromisos ofrecidos por los Agentes Productores y Comercializadores cuyos precios sean menores o iguales a aquellos y que satisfagan todas y cada una de las condiciones establecidas en el presente Anexo.

El Agente Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación que participe en una licitación en el Mercado "Spot" Anticipado y que le sea asignado un volumen determinado de MBE en este Mercado, no podrá asumir compromisos en el Mercado a Término que afecten los compromisos asumidos en el Mercado "Spot" Anticipado.

Las ofertas con Módulos Básicos de Energía (MBE) asignados en cada Licitación recibirán como remuneración el precio de corte del día correspondiente.

Luego de realizada la última licitación la SECRETARIA DE ENERGIA informará los Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados en la misma, y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá calcular el promedio ponderado de los Precios Marginales del Mercado "Spot" Anticipado de las licitaciones, cuyo valor será el que percibirá la generación del ESTADO NACIONAL conforme lo establecido en el apartado 5.

7. LIQUIDACION

7.1 MONTO A LIQUIDAR

Mensualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará, junto con las Transacciones Económicas del mes correspondiente, a los oferentes que resultaron adjudicados en las licitaciones del Mercado "Spot" Anticipado las remuneraciones correspondientes a este Mercado, calculadas como el producto del porcentaje del costo de cierre de la Unidad de Referencia, el precio de la Unidad de Referencia (descrito en el apartado 2.4, calculado al día de cierre de la Transacción Económica), la distribución de los precios medios totales para cada mes del período frente al precio medio total del mismo y la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) correspondiente a cada Agente productor o Comercializador.

Adicionalmente se descontará el valor medio por unidad de energía transportada ($/MWh) de la recaudación variable por precios locales prevista para cada mes en el nodo correspondiente según lo dispuesto en el apartado 2.2 del presente anexo.

7.2 PRIORIDAD DE PAGO

Los compromisos adquiridos por los Agentes y Comercializadores de Generación en el Mercado "Spot" Anticipado gozarán de prioridad de pago respecto del resto de las acreencias de las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Por lo tanto serán exceptuados para su pago de lo dispuesto en el segundo y tercer párrafo del inciso e) del punto 5.6 del Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

8. APLICACION EN LA OPERACION REAL DE LOS COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar diariamente la producción realizada por las unidades generadoras involucradas en cada Compromiso del Mercado “Spot” Anticipado.

Luego de descontar las obligaciones asumidas en el Mercado a Término, y de resultar la energía generada excedente superior al Compromiso del Mercado “Spot” Anticipado, el saldo remanente, deducido también el Compromiso asumido, será remunerado al Precio “Spot” horario en su nodo (PN). En caso contrario, el Agente o Comercializador de Generación correspondiente será considerado adquiriendo la energía faltante para cubrir sus Compromisos del Mercado “Spot” Anticipado en su Nodo al Precio horario del mismo si existen excedentes no comprometidos o, en su defecto, deberá adquirir el remanente faltante en el Nodo Mercado al precio horario del Mercado.

Respecto a las transacciones de potencia, éstas no sufren ninguna modificación y se mantiene la aplicación de lo dispuesto al respecto en “Los Procedimientos”.

En el Documento de Transacciones Económicas (DTE) mensual, y conjuntamente con el resto de las Transacciones Económicas del mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar, para cada Agente Productor o Comercializador de Generación con Compromisos del Mercado “Spot” Anticipado, los compromisos correspondientes al mes que serán liquidados y, de corresponder, la facturación por las compras que debiera realizar para cumplir con dichos Compromisos.

9. CESION DE COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Durante el período que corresponda, los Agentes Productores o Comercializadores de Generación con Compromisos del Mercado “Spot” Anticipado, podrán transferir dichos compromisos a otros Agentes Productores o Comercializadores de generación que cumplan con los requisitos exigidos en este Anexo y que fueran satisfechos por los titulares originales de dichos compromisos.

Para formalizar tal transferencia, se deberá notificar la misma al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con una antelación no menor a los CINCO (5) días hábiles antes de la entrada en vigencia de la transferencia en cuestión, indicando la información necesaria para producir la misma.

Se podrán transferir Compromisos en el Mercado “Spot” Anticipado por un plazo de UNA (1) o más semanas.

ANEXO V – RES. SE 001/2003 AMPL. DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN Y DIST. TRONCAL

AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL

1. DEFINICION

Se define como Ampliaciones para la Adecuación de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal a aquellas obras a realizar sobre áreas de concesión de las Transportistas necesarias para adaptar las instalaciones de tales sistemas a los criterios y normas de diseño del reglamento de diseño y calidad de los mismos, como así también a las necesarias para adecuarlos al cumplimiento de los requerimientos mínimos de seguridad de abastecimiento señalados más abajo.

Las obras así identificadas serán priorizadas inicialmente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y, finalmente, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará cuáles de todas ella serán realizadas en función de las erogaciones que estime posible realizar.

2. PERIODO DE APLICACION

Considerando las condiciones de diseño de las instalaciones de Alta Tensión y la extensión de su aplicación a los sistemas de Distribución Troncal, se habilita por esta única vez la realización de esta categoría de obras para asegurar que los sistemas operen en condiciones adecuadas.

3. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Los sistemas de transporte (STAT y DISTROS) deberían mantener, en condiciones posteriores a contingencias simples y luego de efectuadas las maniobras o puestas en servicio necesarias, la suficiencia, para satisfacer sin restricciones, una parte importante de los requerimientos de potencia y energía que tenía la demanda antes de la contingencia.

En función de ello, la porción de energía no suministrada (respecto de la energía total abastecida en el punto de alimentación) no podrá superar el equivalente a TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda del área durante DIEZ (10) días corridos.

4. IDENTIFICACION DE LAS OBRAS

4.1. OBRAS DE ADECUACION

La identificación de las Obras de Adecuación estará a cargo de la Transportista en cuya área se realizarán. A tales efectos las Transportistas indicarán de tales obras al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) antes del 30 de enero de 2003.

La identificación de cada obra comprenderá:

* Descripción de la obra

* Justificación de las causas por las cuales se propone la obra

* Fecha en la cual se hace necesaria

* Tiempo estimado de ejecución

* Costo estimado de la ampliación

4.2. OBRAS PARA SATISFACER REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

En base a los criterios señalados precedentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá definir el conjunto de obras cuyo propósito sea minimizar los riesgos de abastecimiento. En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativamente opciones más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones y/o equipos de Generación transportables que cumplan con el mismo fin.

5. ANALISIS Y APROBACION DE LAS OBRAS PRESENTADAS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar la pertinencia de cada una de las Obras de Adecuación propuestas por la transportista en relación a las causas por las cuales se propuso y las hipótesis adoptadas para el estudio.

Dentro de los QUINCE (15) días corridos contados a partir de la presentación por parte de los transportistas de las Obras de Adecuación a realizar, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá elaborar un informe con sus comentarios sobre cada obra de aquellas que decida proponer conforme los lineamientos del apartado 4 anterior, el que deberá ser remitido al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

En dicho informe el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá indicar la prioridad en que se deberían realizar las obras propuestas debiendo tener en cuenta que aquellas ampliaciones en donde los beneficiarios de las mismas no resulten fundamentalmente prestadores del servicio público de distribución, serán las de última prioridad.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) contará con QUINCE (15) días corridos contados desde la fecha de recepción del informe para opinar sobre las obras presentadas, para lo cual deberá considerar, en dicha oportunidad, que no existan otros equipos instalados o a instalar con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003 y que permitan operar el sistema en las condiciones de diseño.

La SECRETARIA DE ENERGIA, en función de lo informado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), determinará cuáles obras se autorizan a ser consideradas como pertenecientes a la categoría de AMPLIACIONES PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD, para las cuales les será aplicable la metodología establecida seguidamente.

6. METODOLOGIA DE AMPLIACION

Para la gestión de las ampliaciones pertenecientes a esta categoría, se aplicará el procedimiento establecido en el SUBANEXO III – AMPLIACIONES PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD del Anexo 34 de

"Los Procedimientos", bajo las condiciones definidas en su Apéndice "C", a excepción de la distribución de los cargos de inversión, operación y mantenimiento que se realizará de la siguiente manera:

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las Obras de Adecuación serán abonados por todos los Agentes Demandantes, incluida la demanda de exportación, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las Obras para satisfacer Requerimientos Mínimos de Seguridad del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) serán abonadas por:

SETENTA POR CIENTO (70%), los agentes demandantes, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.

TREINTA POR CIENTO (30%), los agentes demandantes definidos como beneficiarios de las obras.

En todos los casos, las posibles sanciones que pudieran ser aplicadas conforme al régimen de calidad servicio y sanciones establecido por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para estas ampliaciones, serán reintegradas a los Agentes demandantes a través de su asignación al cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

ANEXO VI – RES. SE 001/2003 ADEC. CRITERIOS CALIDAD SIST. TRANSPORTE

Adecuación de criterios de diseño y calidad del sistema de transporte en alta tensión y distros

6. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

6.1. DISEÑO GENERAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Los criterios para el diseño del SISTEMA DE TRANSPORTE han sido extraídos de los documentos que se mencionan a continuación, los cuales se reconocen como fuente interpretativa del alcance de lo dispuesto en este reglamento:

a) Estudio de Planificación del Sistema Eléctrico Nacional 1994-1999 y Configuración del Sistema de Transmisión para la Central Hidroeléctrica Yacyretá realizado por el Grupo de Trabajo Interempresario de Planificación de la Red Nacional de Interconexión integrado por funcionarios de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA.

b) Criterios de Confiabilidad Adoptados en Estudios de Estabilidad para la Planificación del SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Estática.

Los criterios para el diseño del sistema de transporte en Alta Tensión, deberán aplicarse plenamente en la operación de dicho sistema, salvo que la operación en estas condiciones provoque más energía no suministrada que la probable resultante de la no aplicación de estos criterios.

6.1.1. CRITERIOS PARA LA OPERACION ESTATICA

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Estática:

a) En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema de transmisión cuenta con todo su equipamiento en servicio:

1) Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION entre CERO COMA NOVENTA Y SIETE (0,97) y UNO COMA CERO TRES (1,03) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

2) La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobrexcitación del diagrama de capacidad de la unidad generadora.

3) Deberá mantenerse como mínimo módulos de reserva en los Compensadores sincrónicos y estáticos.

4) La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina aplicando los criterios de operación estática, dinámica y de confiabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

b) En condiciones posteriores a contingencias simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION o la desconexión intempestiva de un generador:

1) En los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia y una vez actuados todos los sistemas automáticos de restauración de la tensión la misma no deberá exceder, en los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, el rango entre CERO COMA NOVENTA Y TRES (0,93) y UNO COMA UNO (1,1) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y entre CERO COMA NOVENTA (0,90) y UNO COMA QUINCE (1,15) por unidad de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV). Pasado ese lapso, deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION entre CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0,95) y UNO COMA CERO CINCO (1,05) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y entre CERO COMA NOVENTA (0,90) y UNO COMA DIEZ (1,10) por unidad de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 Kv)

2) La generación de potencia reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora.

3) La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente.

c) En condiciones posteriores a cualquier contingencia, los niveles de tensión de todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION no deberán ser superiores a UNO COMA VEINTE (1,20) ni inferiores a CERO COMA OCHENTA Y CINCO (0,85) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIO (500 Kv). Estos niveles de tensión no podrían tener una duración mayor que sesenta segundos contados a partir de la contingencia.

6.1.2. CRITERIOS PARA LA OPERACION DINAMICA

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Dinámica:

a) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, en condiciones normales y frente a contingencias simples deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda.

b) EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento incontrolado que, en por lo menos uno de los sistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio. Este límite es independiente de la elección de calidad de servicio que efectúen los Agentes demandantes.

En condiciones de costos económicos extremos, los agentes demandantes de la región afectada y que representen más del SETENTA POR CIENTO (70%) de la demanda atendida, podrán requerir la limitación del alza de los precios locales que se generarían de aplicar este criterio, asumiendo el riesgo de la interrupción total del servicio en dicha área.

c) Las contingencias simples que se deben considerar a los fines de la aplicación de lo dispuesto en los incisos a) y b) precedentes son las siguientes:

1) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION no radiales entendiéndose por tales aquellas que cuentan con un transporte alternativo:

1.a) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión y recierre de la fase fallada y apertura trifásica definitiva ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no produjeran la desconexión de interconexiones o desconexión no programada de cualquier otro equipamiento. La desconexión automática de generación máxima aceptada es de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1200 MW).

2) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION radiales entendiéndose por tales aquellas que no cuentan con un transporte alternativo:

2.a) Cortocircuito monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión de la fase fallada y posterior reconexión exitosa no pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación.

2.b) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión y recierre de la fase fallada y apertura trifásica definitiva ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles.

3) Fallas atípicas sobre equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION existente pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación necesaria siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles, ni se produjeran pérdidas de interconexiones ni de cualquier otro equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

Se entenderán por fallas atípicas a aquéllas inevitables en que la tasa de falla real supera los valores típicos de diseño, o aquéllas también inevitables que contando con un alto grado de probabilidad de ocurrencia son de una de severidad superior a la trifásica en simple contingencia, considerándose como tal los cortocircuitos trifásicos con pérdida de dos ternas en el sistema de transmisión EL CHOCON–EZEIZA de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), por efecto de tornados.

d) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en condiciones de riesgo de abastecimiento para alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipamiento fuera de servicio deberá respetar los criterios indicados en los incisos a) y b) de los párrafos anteriores, aunque se permitirá la aplicación de desconexión automática de carga o generación para cualquier contingencia. De no resultar ello suficiente, se deberá limitar la transmisión hasta que se den las condiciones para dar cumplimiento a los criterios previstos en los incisos a) y b) del presente artículo, no admitiéndose en ningún caso que ante contingencias simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Se entiende por contingencia doble aquella que comprende a dos equipamientos del sistema eléctrico simultáneamente, o a la formada por dos contingencias simples consecutivas.

6.1.3. TRANSFORMADORES

La potencia nominal de los transformadores de potencia de una estación transformadora deberá ser, como mínimo, la que resultare de aplicar los criterios de eficiencia de la gestión del Sistema Eléctrico.

6.2. CALIDAD DE LA TENSION, FRECUENCIA Y FACTOR DE POTENCIA DE SERVICIO

6.2.1.- La TRANSPORTISTA deberá cumplir las normas que a continuación se establecen:

a) Los equipamientos del SISTEMA DE TRANSPORTE deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de los límites de MAS/MENOS CERO COMA DOS HERTZ (+/-0,2 Hz) en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos MAS TRES/MENOS DOS HERTZ (+3/-2 Hz).

b) La TRANSPORTISTA deberá mantener la tensión en el nivel que especifique EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para las barras de su SISTEMA DE TRANSPORTE y las barras inmediatas adyacentes de menores tensiones. Para ello deberá mantener disponible el equipamiento requerido, incluyendo la reserva necesaria a tal fin.

c) Los equipamientos del SISTEMA DE TRANSPORTE deberán tener un adecuado funcionamiento ante las siguientes distorsiones en la forma de onda de la tensión:

1) El nivel máximo de distorsión de armónicas en el SISTEMA DE TRANSPORTE en condiciones normales de operación deberá ser inferior a los límites establecidos por la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE).

2) En condiciones normales la componente de secuencia inversa de la tensión de fase deberá permanecer por debajo del UNO POR CIENTO (1%) de la tensión nominal.

3) Las fluctuaciones de tensión en el nodo de conexión con una carga fluctuante no deberán ser superiores a:

3.a) MAS MENOS CINCO POR CIENTO (+/- 5%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas poco probables.

3.b) MAS MENOS UNO POR CIENTO (+/- 1%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas de alta probabilidad. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá autorizar, teniendo en cuenta la velocidad del cambio de demanda, fluctuaciones de hasta el TRES POR CIENTO (3%) de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo

3.c) El flicker deberá mantenerse dentro de lo límites reconocidos internacionalmente y su nivel deberá medirse con un medidor de flicker que responda a lo dispuesto en la norma International Electrotechnical Comission 868.

6.2.2.- Los USUARIOS del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y las otras TRANSPORTISTAS interconectadas quedan sujetos a las mismas obligaciones dispuestas en el punto precedente y la TRANSPORTISTA deberá supervisar su cumplimiento, debiendo informar de inmediato al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a cualquier incumplimiento de lo dispuesto.

6.2.3.- La TRANSPORTISTA deberá acordar con sus USUARIOS DIRECTOS y con las otras TRANSPORTISTAS interconectadas e informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los factores de potencia límites para las horas de valle, pico y restantes, los que se denominarán VALORES ACORDADOS, requeridos por la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

6.3. DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

La TRANSPORTISTA deberá presentar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION dentro del plazo de UN (1) año a partir de la toma de posesión de las instalaciones vinculadas a dicho Sistema.

Los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquellos de los puntos de conexión, hasta que la TRANSPORTISTA obtenga la aprobación de las normas correspondientes por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), deberán cumplir con los siguientes lineamientos generales:

a) Las normas utilizadas para la selección de la compra en AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA indicadas en el Apéndice A).

b) Los criterios de diseño y proyecto utilizados para el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE YACYRETA.

c) Los criterios de diseño y proyecto de la cuarta terna del sistema de transmisión de HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA.

Los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquéllos de los puntos de conexión, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos precedentes, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas y condiciones de diseño:

a) Los neutros de los transformadores de alta tensión deberán contar con puesta a tierra rígida.

b) Los sistemas de puesta a tierra de las estaciones deberán ajustarse a la norma del “Institute of Electrical and Electronic Engineers (USA) 80- 1986 Guide for Safety in Substation Grounding» y los requerimientos para sistemas de puesta a tierra de la norma “Deutsche Institute für Normung (DIN)”/ Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes (VDE) Nº 0141/7.76, para tensiones de régimen superiores a UN KILOVOLTIO (1 kV).

c) El equipamiento, concepción y disposición de Estaciones, Líneas Aéreas y Cables Subterráneos deberán cumplir lo siguiente:

1) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizarán de acuerdo con las normas de la “International Electrotechnical Comission (IEC)”, de la “Conférence Consultatif International des Télegraf e Télecommunications (CCITT)”, de la “International Standards Association (ISO)”, del Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM) o sus equivalentes nacionales, particularmente las normas DIN/VDE y “American Society of Testing Materials/ American National Standards Institute (ASTM/ANSI)”.

2) La TRANSPORTISTA deberá tener presente los resultados de los estudios de la red a realizar por ella misma y por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

3) El diseño, fabricación y ensayos de los equipos e instalaciones deberá realizarse teniendo en cuenta los requerimientos de calidad de la tensión de servicio exigidos a la TRANSPORTISTA.

4) Deberán permitir la operación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION de acuerdo a las Normas y Procedimientos de Seguridad que deberá la TRANSPORTISTA someter a la aprobación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

5) El equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en el punto de conexión, deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito nominal del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION o del USUARIO o de otra TRANSPORTISTA al cual esté conectado, el que resulte mayor.

6) El nivel de aislación del equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en los puntos de conexión debe estar coordinado con el del equipamiento del USUARIO o TRANSPORTISTA en dichos puntos.

7) El equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deberá operar dentro de sus límites térmicos.

8) Cuando el equipamiento de transmisión que actualmente cumple con los requerimientos del sistema se transfiera a otro lugar, o se utilice de un modo diferente al actual o se lo destine a otro fin o se lo modifique de otro modo, se aplicarán las normas vigentes al momento de la fabricación original del equipamiento, siempre que se ajusten a la nueva finalidad. Las instalaciones y equipamientos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes, en especial con las Cláusulas Ambientales indicadas en el Apéndice B.

Las instalaciones y aparatos de los GENERADORES, que afecten al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deben cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Cada conexión entre una Unidad Generadora y el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

b) La protección de las Unidades Generadoras y sus conexiones con el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deben cumplir con los requerimientos mínimos especificados a continuación:

1) El tiempo máximo para despeje de fallas, entendiéndose por tal el transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, que ocurran en los equipos del GENERADOR directamente conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y para las que ocurran en los equipos del SISTEMA DE TRANSPORTE directamente conectados a los del GENERADOR deberá ser determinado por la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión del GENERADOR.

2) El GENERADOR deberá disponer la protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE y, la TRANSPORTISTA deberá disponer de tal protección para fallas en el Sistema del GENERADOR. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.

3) Los interruptores del punto de conexión entre un GENERADOR y la TRANSPORTISTA deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en medición de las corrientes. Los requerimientos de la protección de falla interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser establecidos por la TRANSPORTISTA.

c) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión deberán estar coordinados en forma previa a la conexión entre el GENERADOR y la TRANSPORTISTA, de manera tal que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos.

Las instalaciones y aparatos de los USUARIOS y otras TRANSPORTISTAS, a excepción de los GENERADORES, que afecten al SISTEMA DE TRANSPORTE deben cumplir con los siguientes requerimientos:

a) El tiempo máximo para despeje de fallas, que ocurran en los equipos del Usuario u otra TRANSPORTISTA directamente conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE y para las que ocurran en los equipos del SISTEMA DE TRANSPORTE directamente conectados a los del primero deberá ser determinado por la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión.

b) El USUARIO u otra TRANSPORTISTA conectados deberán disponer de protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE y, la TRANSPORTISTA deberá disponer de tal protección para fallas en el Sistema de los primeros. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.

c) Cuando la TRANSPORTISTA no cuente con interruptor en el nivel de tensión de conexión del USUARIO u otra TRANSPORTISTA, estos últimos deberán suministrar a la TRANSPORTISTA los medios para aislar las fallas o anormalidades del SISTEMA DE TRANSPORTE. Ante fallas en el Sistema del USUARIO, su protección deberá disparar los interruptores de mayor tensión de la TRANSPORTISTA.

d) Cuando se requiera el recierre automático de los interruptores de la TRANSPORTISTA después de fallas en el Sistema del USUARIO u otra TRANSPORTISTA, los equipos de interrupción serán suministrados de acuerdo a lo que estipulen las partes entre sí.

e) El USUARIO u otra TRANSPORTISTA y la TRANSPORTISTA deberán coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión, debiéndose garantizar que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos.

6.4. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS GENERADORES VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

Las Unidades Generadoras conectadas directa o indirectamente al SISTEMA DE TRANSPORTE deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Disponer del equipamiento de control de la tensión y de amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico que éste pueda requerir para su estabilidad. Cuando se requiera la instalación de un nuevo equipamiento su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

b) Disponer con anterioridad a su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE de las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios del Área de Influencia, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

c) Cada Unidad Generadora deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.

d) Disponer, con anterioridad a la conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE, de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación requeridas por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión, su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios del área de Influencia, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

e) Se admite como máximo la desconexión intempestiva de una generación de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1200 MW) ante contingencia simple.

6.5. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE.

Los DISTRIBUIDORES y GRANDES USUARIOS conectados directa o indirectamente al Sistema de Transporte deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Los neutros de los transformadores, y de los bancos de los transformadores y de reactores, conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE deberán contar con puesta a tierra rígida. La TRANSPORTISTA deberá acordar cualquier desviación de esta especificación, en especial en el caso de reactores de neutro asociados a la desconexión y recierre unipolar de líneas aéreas.

b) Cumplir con las disposiciones de desconexión automática de la carga por baja frecuencia requerida por el sistema eléctrico, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

7. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL

Hasta tanto se reglamenten los criterios de diseño y calidad de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, se incorpora inicialmente los siguientes criterios:

* El nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL no deberá ser menor a CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0.95) por unidad de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV), salvo que la operación en estas condiciones provoque energía no suministrada (ENS). El nivel mínimo admisible de tensión será aquél compatible con las condiciones de seguridad del sistema de transporte o con la afectación eventual a las demandas abastecidas.

* El nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL no deberá ser mayor a UNO COMA CERO CINCO (1.05) por unidad de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) o al máximo compatible con la seguridad del equipamiento de transporte o usuarios conectados, salvo que la operación en estas condiciones permita reducir el requerimiento de generación forzada o el riesgo de tener energía no suministrada (ENS).

B

ANEXO VII - RES. SE 001/2003 - LINEAMIENTOS USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

Lineamientos básicos para el programa de uso racional de la energía Eléctrica

1. OBJETO

Este anexo tiene por objeto describir el lineamiento básico del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica impulsado por esta SECRETARIA DE ENERGIA. Dicho Programa será instrumentado a partir de diferentes etapas de implementación.

2. INTRODUCCION

Ante la actual situación económica y la consecuente restricción de acceso al mercado de capitales, sumado a la fuerte participación de insumos importados que el sector eléctrico requiere para su funcionamiento, es decisión de la SECRETARIA DE ENERGIA reforzar la política de Uso Racional de la Energía Eléctrica que tienda a diferir la realización de inversiones que permitan cubrir los incrementos de la demanda de energía eléctrica.

3. IMPLEMENTACION

A través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) esta SECRETARIA, llevará adelante la gestión del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

La implementación de este Programa en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) comenzará durante el invierno de 2003 y constará, de diversas medidas, algunas de las cuales se describen a continuación:

Se establecerá un mecanismo para alentar la disponibilidad de generación vinculada a la red del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y las redes de distribución con el objeto de disponer de una reserva de potencia no usufructuada hasta el momento.

Se alentará a los Entes Reguladores Provinciales y Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a continuar con el mecanismo de gestión del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica impulsado por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Se implementarán campañas publicitarias con el fin de concientizar a la población de todo el país de la importancia y la necesidad de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica.

4. REGULACION DETALLADA

Antes del 31 de marzo de 2003, la SECRETARIA DE ENERGIA emitirá una Resolución que definirá la operación del próximo invierno y de los años venideros.

ANEXO VIII – RES. SE 001/2003 – INFORMACIÓN PÚBLICA DEL OED

Información pública del organismo encargado del despacho

A partir de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá poner a disposición del público en general (preferentemente en Internet) información básica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que contribuya a la transparencia del funcionamiento del Mercado.

Por lo tanto, salvo aquella información que, desagregada, pueda requerir el adecuado resguardo de la confidencialidad de la información para los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o que por su detalle técnico sólo resultare de utilidad para ellos, toda la información elaborada por dicho organismo deberá ser publicada dando de este modo la garantía de transparencia e información al público en general.

La información mínima que deberá hacerse pública será:

1. Programaciones y Reprogramaciones Estacionales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

2. Informes diarios de situación del Sistema Eléctrico, incluyendo la información agregada de las fallas.

3. Informes Mensuales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

4. Informes Anuales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

5. Evolución de los Precios Horarios.

6. Despacho de Unidades de Generación agregadas.

7. Situación del Sistema de Transporte.

8. Esquemas Unifilares de la Red Eléctrica.

9. Simulación de la Operación en el Mediano y Largo Plazo.

10. Las bases de datos necesarias para la realización de Estudios Eléctricos del sistema argentino y flujos típicos de la red de transporte.

11. Modelos de optimización, programación y despacho actualmente vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM):

a. Modelo de optimización OSCAR.

b. Modelo de simulación MARGO.

c. Estos modelos serán entregados previa expresa solicitud. De corresponder, el solicitante, deberá abonar los costos de licencia de los modelos requeridos.

12. Base de datos para análisis de precios con modelos de despacho actualmente vigentes (OSCAR-MARGO)

13. Aspectos Normativos

a. Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

b. Normas y/o Resoluciones que sean emitidas por:

i. SECRETARIA DE ENERGIA, que afecten el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ii. ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) (principales) y que afecten el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c. Reglamentos de Interconexión con países limítrofes.

14. Listado de Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

15. Estadísticas históricas de valores agregados.

16. Un listado de información definida como de uso exclusivo de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) emitida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Se habilita al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a agregar los ítems que considere necesarios a la presente lista.

ANEXO IX – RES. SE 001/2003 - MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA

Mercado de reserva instantánea

5.5 ASIGNACION ANTE DEFICIT DE OFERTA DE SRI

Cuando la oferta de SRI sea insuficiente para cubrir el requerimiento, se estará en una condición de déficit de SRI. En estas situaciones, en caso de que existan Grandes Usuarios que por sus características de consumo pudieran ofertar una Reserva Instantánea de volumen y compromiso variable a lo largo de la hora (por ejemplo, grandes acerías) se podrá asignar este tipo de ofertas para procurar disminuir el déficit de SRI.

La remuneración y el control de cumplimiento de compromiso de este tipo de oferta se realizará considerando la oferta realizada, el consumo real registrado a lo largo de la hora y la demanda informada como ininterrumpible por el Gran Usuario.

Balance = MIN (Oferta SRI, Dem. Total – Dem. Ininterrumpible)

Integrando a lo largo de la hora este balance se obtendrá el volumen de energía a remunerar al precio del SRI. En caso de producirse un evento de subfrecuencia que requiera la actuación del SRI, se verificará el cumplimiento de su compromiso en función del balance en ese instante.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 83/03

Publicación Boletín Oficial N° 30093 del 19/02/2003

BUENOS AIRES, 27 DE ENERO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0008407/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA, por Nota P-22213-1 de fecha 15 de enero de 2003, la Reprogramación Trimestral Definitiva Febrero- Abril 2003 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral Definitiva Febrero-Abril 2003 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 30 de abril de 1992, sus modificatorias y la adecuación transitoria determinada por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Que, por otra parte, conforme la misma Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, durante el transcurso del mes de febrero de 2003 se licitarán las RESERVAS DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RODGC), Mercado “Spot” Anticipado y RESERVA DE CONFIABILIDAD (RC), lo que, por una parte, incidirá en la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización a partir del mes de marzo de 2003 y, por otra parte, permitirá conocer recién con posterioridad al 21 de febrero de 2003 el resultado a ser considerado para la componente de ajuste ex-ante en la definición regular del Precio Estacional.

Que atento lo expuesto se considera conveniente explicitar la aplicabilidad del tercer párrafo “in fine” del punto 2.11.5. del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de LOS PROCEDIMIENTOS hasta que esta SECRETARIA DE ENERGIA ajuste por Resolución los Precios Estacionales para el segundo trimestre del Período Estacional de Verano una vez recibida del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la información que por la presente se le instruye preparar y elevar.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y

85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y la Resolución Nº 53 del 15 de abril de 2002 del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aplícase lo dispuesto por el tercer párrafo “in fine” del punto 2.11.5. del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 30 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2°- Instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que el día 26 de febrero de 2003, conjuntamente con el informe correspondiente a la adjudicación de la RESERVA DE CONFIABILIDAD (RC) según la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, elabore y eleve a esta SECRETARIA DE ENERGIA un informe detallando el Estado de los Fondos de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando: (i) los recursos a utilizar en concepto de pago anticipado por las RESERVAS DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RDCGC) y RESERVA DE CONFIABILIDAD (RC) conforme lo establecido en dicha Resolución, (ii) la evolución prevista del Fondo de Estabilización en función de los Precios previstos resultantes de las adjudicaciones realizadas, tanto por las citadas Reservas como por el Mercado “Spot” Anticipado y de la aplicación de la referida resolución, y de los Precios Estacionales vigentes a la fecha, y (iii) la mejor estimación de ese Organismo respecto de los Fondos que pueden ser requeridos para prefinanciar compra de Combustibles Líquidos según Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 189 del 2 de diciembre de

2002 y Mantenimientos Mayores o Extraordinarios conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 146 del 23 de octubre de 2002.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 84/03

Publicación Boletín Oficial N° 30082 del 04/02/2003

BUENOS AIRES, 30 DE ENERO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0298943/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA, se han introducido modificaciones a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y medidas transitorias que afectan el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, a los efectos de lograr su adecuada implementación, resulta necesario precisar aspectos de detalle y complementar lo establecido en la citada resolución.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley, Nº 24.065, el Artículo 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar, para la implementación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA, los criterios de detalles y complementarios contenidos en el Anexo de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Artículo 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO RES. SE 084/2003

1. Despacho y Sanción de Precios

Para el caso de unidades operando con COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) superiores al primer escalón de falla, punto 5 Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA, se deberá considerar que el costo marginal sin límite es el definido como Costo Marginal Térmico (CMTERM) según el Anexo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

2. Costo de Rearranque Diario de la unidad de Ciclo Combinado (CC).

a) A los efectos de la declaración de Costos entre Parada y Arranque (CPyA) y de Rearranque Diario (CRD) en unidades de Ciclo Combinado, para el cálculo del costo tope equivalente al definido en el Anexo 14 para una unidad Turbovapor (TV) y tiempo entre parada y arranque, se aplicará corno factor “A” un valor igual a CERO COMA CUATRO (0,4). Asimismo, se adopta un valor de “I” constante igual a PESOS MIL CIENTO SETENTA POR KILOVATIO ($ 1.170/KW).

b) Los ciclos de rearranque y viceversa, originados en decisiones del despacho económico de unidades Ciclo Combinado (CC) inferiores a DIECIOCHO (18) horas, serán remunerados al costo indicado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA, y del punto anterior.

c) La declaración del Costo entre Parada y Arranque (CPyA) y el Costo de Rearranque Diario (CRD) deberá realizarse junto con las declaraciones y redeclaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP).

d) Las unidades de Ciclo Combinado (CC) que rearranquen en menos de DIECIOCHO (18) horas sin haber declarado Costo de Rearranque Diario (CRD) serán remuneradas de acuerdo al tope de la remuneración prevista para éstas.

e) A todos los efectos deberán ser considerados los tiempos de arranque y rearranque de las unidades de Ciclo Combinado (CC) declarados en la Base de Datos del Sistema.

3. Sobrecosto de Punta Estacional de la unidad de Ciclo Combinado (CC).

a) En lo concerniente a la operación de este tipo de máquinas como unidades de punta, el tratamiento a aplicar deberá ser similar al que hoy reciben las unidades denominadas como Turbo Vapor de Punta (TVP)

b) Asimismo, todas las unidades que cumplan el despacho del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), respetando en la operación los valores declarados en la Base de Datos del Sistema, deberán como mínimo recuperar su Costo Variable de Producción (CVP) utilizado para la definición del Costo de Pico (COPI) respectivo.

4. Reserva de Disponibilidad con Garantía de Combustible (RDCGC) y Confiabilidad.

a) Los tiempos a considerar para que cada generador entregue energía en la red deben corresponderse con los declarados en la Base de Datos del Sistema.

b) Toda unidad requerida por despacho que no pueda completar total o parcialmente el proceso de arranque, a los efectos de la RDCGC y Reserva de Confiabilidad, se considerará indisponible por el porcentaje incumplido, desde el momento que la misma fue requerida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). En el caso que completare el arranque con posterioridad al tiempo entre Parada y Arranque declarado en la Base de Datos del Sistema, se considerará indisponible por el porcentaje incumplido durante las horas en exceso respecto al mismo, hasta su efectivo arranque. Las unidades definidas como “Respaldo”, en estas Reservas, serán consideradas de igual forma.

c) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá implementar un procedimiento de control de disponibilidad de Gas para los servicios de reserva de Confiabilidad y RDCGC, basado en la disponibilidad de dicho combustible en las centrales térmicas del área.

A tal efecto cuando exista disponibilidad de gas en el área informada por el proveedor de la misma, se considerará indisponible a aquellos generadores que no produzcan con ese combustible aunque estén disponibles con combustible alternativo.

d) Aquellas unidades que tengan como único combustible Gas Natural y sean identificadas como “generadores base” en el predespacho de máximo requerimiento térmico, ubicadas en el área con restricciones de gas, podrán ofrecer RDCGC con gas firme.

e) Para RDCGC deberá entenderse que la oferta involucra a todas las unidades denominadas “generadores base” correspondientes a una misma central y asociadas a una misma cuota de gas declarada, debiendo informar la totalidad de los datos consignados en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

f) Si un generador ofertó RDCGC y resultó adjudicado, sólo podrá solicitar prefinanciación de combustible líquido, en los términos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 189 del 2 de diciembre de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA por la parte de generación que utilice el combustible no adjudicado en la Reserva.

g) En relación con el compromiso que asume un Generador para la RDCGC, valen los conceptos relativos a los generadores térmicos mencionados en el punto 3.6 COMPROMISO del Anexo III de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA.

5. Mercado Spot Anticipado

Para el cálculo de la Unidad de Referencia mencionada en el punto 2.4 del Anexo IV de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA, el precio de Referencia del Combustible correspondiente al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) denominado $Ref gas = Precio de Referencia del Gas Natural -ID Metrogas- corresponde a la zona de Capital Federal.

5.1. Unidad de Referencia del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP)

Se define como Unidad de Referencia para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) una máquina estándar ubicada en el Centro de Carga del Sistema con el siguiente costo:

$$Pr_{unidad} = \frac{\$Ref_{gas} * CEspMedio}{PCInf_{gas}} + C_{Ref}OyM$$

donde:

Pr unidad = Precio de la Unidad de Referencia en $/MWh

$Ref gas = Precio de Referencia del Gas Natural -ID Chubut Sur-

CEspMedio = Definido en 3487 kCal/kWatt-hora

PCInf gas = Poder Calorífico Inferior del Gas Natural, definido en 8400 kCal/m3

CRefOyM = Costo de Operación y Mantenimiento aceptado por SECRETARIA DE ENERGIA para unidades Turbo Gas (TG) con potencia menor a 35 MW.

6. Criterios de Diseño

En relación con la aplicación de los nuevos criterios de Diseño, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá emitir en el término de TREINTA (30) días corridos, a partir de la vigencia de la presente resolución, un Informe donde detalle las consecuencias en el Despacho Económico, de la aplicación de los mismos. Asimismo indicará el cumplimiento de qué Obras de Adecuación permitirá satisfacer los Criterios de Diseño en el Despacho, reduciendo las consecuencias que se identifiquen en el citado Informe.
Transitoriamente, y hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA se expida en referencia a dicho Informe, no serán de aplicación los nuevos Criterios de Diseño que afecten negativamente el Despacho Económico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), manteniéndose, en tal caso, los Criterios utilizados previamente.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 86/03

Publicación Boletín Oficial N°30084 del 06/02/2003

BUENOS AIRES, 30 DE ENERO DE 2003

VISTO el Expediente EXP-S01:0011009/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 se habilitó la realización de aquellas Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal destinadas a la Adecuación a los criterios de diseño y a Satisfacer Requerimientos Mínimos de Seguridad de Abastecimiento, bajo los términos y condiciones establecidas en el ANEXO V de la misma.

Que según lo establecido en el Anexo antes citado la identificación de las Ampliaciones de Adecuación estará a cargo del Transportista concesionario

del área, mientras que las Ampliaciones para Satisfacer Requerimientos Mínimos de Seguridad de Abastecimiento serán identificadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que recibidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las Ampliaciones de Adecuación propuestas por los Transportistas, éste tiene un plazo de QUINCE (15) días corridos para expedirse en cuanto a la pertinencia de cada una de ellas mediante un informe que deberá remitir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), detallando asimismo las Ampliaciones para Satisfacer Requerimientos Mínimos de Seguridad de Abastecimiento.

Que en dicho informe el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá indicar la prioridad en que se deberían realizar las Ampliaciones propuestas, debiendo tener en cuenta que aquellas en las cuales los beneficiarios de las mismas no resulten fundamentalmente prestadores del servicio público de distribución, serán las de última prioridad.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) contará con QUINCE (15) días corridos contados desde la fecha de recepción del informe para opinar sobre las Ampliaciones en análisis, para lo cual deberá considerar la existencia de equipos instalados o a instalar con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003 y que pudieran permitir operar el sistema en las condiciones requeridas por los criterios de diseño.

Que, finalmente, la SECRETARIA DE ENERGIA, en función de lo informado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), determinará cuáles entre todas las Ampliaciones serán impulsadas en función de las erogaciones que estime posible realizar.

Que entre los objetivos fundamentales de la Ley Nº 24.065 y de la política

sectorial conducida por esta SECRETARIA DE ENERGIA está el de generar y mantener las condiciones para promover la inversión privada como mecanismo básico de expansión del sistema eléctrico en los segmentos de generación, transporte y distribución.

Que, sin embargo, en los años transcurridos desde la transformación del sector eléctrico las inversiones en los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal no han evolucionado con dinámica acorde al desarrollo del resto del sector.

Que adicionalmente, en el marco de la actual Emergencia Económica, los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) han pospuesto la definición sobre inversiones en general y en particular en los citados Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica.

Que, por otra parte, debe tenerse presente que la realización de las Ampliaciones en cuestión resulta perentoria considerando sus propios plazos de maduración, atendiendo a la postergación de inversiones necesarias para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el mediano plazo y a las varias contingencias registradas en los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, que podrían manifestar una mayor frecuencia en la medida que no se impulsen las inversiones necesarias para prevenirlas.

Que, conforme las normas que regulan el accionar del ESTADO NACIONAL, éste debe utilizar procedimientos de contratación que garanticen la publicidad y transparencia de sus actos con la participación de organismos específicos.

Que teniendo en cuenta las particularidades expuestas corresponde establecer, para concretar estas Ampliaciones, un procedimiento particular que contemple su especificidad y sea a su vez compatible con los objetivos estipulados en la regulación vigente.

Que en función de lo expuesto, y a los fines de realizar la evaluación de las Ampliaciones a ser autorizadas y definir los procedimientos de contratación de acuerdo a los aspectos y características específicas de los proyectos, observando el debido resguardo de las obligaciones y responsabilidades de las Transportistas sobre instalaciones que estén operando y manteniendo y las que pudieren corresponder a los demás actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resulta necesario y oportuno constituir una Comisión en el ámbito de esta Secretaría, integrada por profesionales especializados en la materia provenientes de los organismos que conducen y regulan al sector eléctrico.

Que la citada Comisión deberá determinar los procedimientos de contratación pertinentes, los costos de las obras, y la remuneración que será reconocida a las Transportistas a los efectos de su participación en la gestión de ingeniería, ejecución y control de dichas obras, así como observar el cumplimiento de dichos procedimientos de contratación a los fines de garantizar su publicidad y transparencia.

Que el desempeño de tales funciones por quienes resulten integrantes de dicha Comisión no implicará erogación alguna para el ESTADO NACIONAL, atendiendo a que por la índole de su actividad específica, su integración deberá necesariamente realizarse con profesionales de esta Secretaría, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, el Artículo 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y el Artículo 2° del Decreto Nº 601 del 11 de abril de 2002.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Constitúyese en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA una Comisión denominada “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, en adelante la “COMISION”.

ARTICULO 2°- La COMISION será presidida por el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica.

ARTICULO 3°- La COMISION estará integrada por profesionales especializados en la materia, que se desempeñen en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, en el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, y en la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que determine el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica.

ARTICULO 4°- Las funciones de la COMISION serán asesorar a la SECRETARIA DE ENERGIA en la siguiente temática de su competencia:

a) Sobre la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, previo análisis del informe a remitir por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

b) En la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el apartado precedente.

c) Sobre los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones indicadas en el apartado a) de este artículo a efectos de preservar las responsabilidades de los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizar el seguimiento de los mismos

para garantizar la debida publicidad y transparencia del proceso y obtener el máximo provecho de los recursos disponibles.

ARTICULO 5°- Notifíquese de la presente resolución al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE (TRANSCOMAHUE); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION RONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.); a la EMPRESA DE

TRANSPORTE DE ENERGIA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.).

ARTICULO 6°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 94/03

Publicación Boletín Oficial N° 30099 del 27/02/2003

BUENOS AIRES, 21 DE FEBRERO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0025018/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que en el marco de la emergencia pública en materia social, económica y financiera declarada por la Ley Nº 25.561 se dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 148 del 25 de octubre de 2002, la que estableció para los Grandes Usuarios Mayores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que actuasen como prestadores del servicio público de distribución la aplicación transitoria de precios estabilizados trimestralmente para sus compras en dicho mercado.

Que la natural situación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) en condición de aislado del resto del sistema nacional se ve agravada por la indisponibilidad de empresas Generadoras del área, por las características topológicas de la red y la alta hidraulicidad de la Central Hidroeléctrica FUTALEUFU, circunstancias éstas que potencian la volatilidad de precios y el volumen de sobrecostos que pudieran corresponder.

Que el marco en el cual se encuadra el presente acto tiene origen particularmente en el alto aporte de la Central Hidroeléctrica FUTALEUFU y la saturación de la capacidad del transporte de vínculos en CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) lo que circunscribe la aplicabilidad de esta resolución a los prestadores del servicio de distribución directamente afectados por estas restricciones.

Que por tales razones y a fin de asimilar el presente caso al criterio aplicado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 148 del 25 de octubre de 2002, se debe permitir a los Agentes prestadores del servicio público de electricidad del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) la opción, dentro de plazos establecidos con carácter transitorio y excepcional, de acumular los sobrecostos originados en la saturación de vínculos del transporte en CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y distribuír los cargos resultantes en cuotas mensuales iguales a debitar con posterioridad.

Que en tanto el alivio financiero que reciban los beneficiarios de este acto no debe resultar en desmedro del Fondo de Estabilización, se consideró apropiado aplicar a cada pago según el cronograma que se establece en la parte resolutiva de este acto, la tasa promedio de las colocaciones financieras efectuadas en cada mes por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que se dio intervención a la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA a los efectos de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establecer con carácter transitorio, excepcional y optativo que los sobrecostos originados por restricciones de la capacidad de transporte de vínculos en CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) entre los meses de diciembre de 2002 y julio de 2003 inclusive, con cargo a los Agentes de dicho mercado que prestan el servicio público de electricidad, reciban el siguiente tratamiento respecto de sus débitos para con el sistema, según se describe en el cronograma siguiente:

a) El acumulado en diciembre de 2002 se abonará distribuido por partes iguales entre los meses del trimestre febrero-abril de 2003.

b) El acumulado entre los meses de enero, febrero y marzo de 2003 se abonará distribuido por partes iguales entre los meses del trimestre mayo-julio de 2003.

c) El acumulado entre los meses de abril, mayo y junio de 2003 se abonará distribuido por partes iguales entre los meses del trimestre agosto-octubre de 2003.

d) El acumulado en julio de 2003 se abonará en noviembre de 2003.

e) Los vencimientos de cada una de las obligaciones mensuales que se generen según el cronograma descripto anteriormente operarán en las mismas fechas en que deban cancelarse los débitos de cada uno de los meses de los Trimestres Estacionales, y el de noviembre de 2003 para el acumulado correspondiente a julio de 2003.

f) Por el financiamiento que implica la postergación del pago de los sobrecostos originados por restricciones en la capacidad de transporte de vínculos en CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), se aplicará la tasa promedio de las colocaciones financieras efectuadas en cada mes por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 2°- Los Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores que presten servicio público de distribución en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO podrán optar por acogerse a las facilidades establecidas en el artículo 1° del presente acto, para lo cual deberán comunicar fehacientemente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) su decisión de adscribirse a lo estipulado por esta norma dentro de los CINCO (5) días de notificados de la misma.

Artículo 3°- Notificar a la SOCIEDAD COOPERATIVA POPULAR LIMITADA DE COMODORO RIVADAVIA, a la COOPERATIVA DE PROVISION DE ENERGIA ELECTRICA Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS Y VIVIENDA LTDA. GAIMAN, a la COOPERATIVA LTDA. DE PROVISION DE SERVICIOS PUBLICOS Y VIVIENDA DE PUERTO MADRYN, a la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, CONSUMO Y VIVIENDA RAWSON LTDA., a la COOPERATIVA ELECTRICA DE CONSUMO Y VIVIENDA LTDA. DE TRELEW, a la Municipalidad de PICO TRUNCADO-Dirección de Servicios Públicos, a SERVICIOS PUBLICOS SOCIEDAD DEL ESTADO PROVINCIA DE SANTA CRUZ, a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PATAGONIA (TRANSPA S.A.), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Alberto E. Devoto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 106/03

Publicación Boletín Oficial N° 30103 del 05/03/2003

BUENOS AIRES, 28 DE FEBRERO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0298943/2002 y su agregado sin acumular Nº S01:0011009/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y Nº 86 del 30 de enero de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, esta Secretaría introdujo ajustes al REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y extendió, en lo pertinente, los criterios de dicho reglamento a los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL definiendo el reglamento específico.

Que al dictar dicha norma se entendió necesario establecer la implementación de un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de tales sistemas de transporte a las normas de diseño establecidas en los reglamentos ya reseñados, como también las destinadas a la mejora de la seguridad de abastecimiento con el objeto de paliar, en lo posible y transitoriamente, el riesgo de suministro a la demanda de zonas consideradas críticas durante la emergencia económica y social.

Que según lo establecido en el Anexo V de la resolución antes citada, la identificación de las Ampliaciones de Adecuación está a cargo de la Transportista concesionaria del área, mientras que las Ampliaciones para satisfacer los Requerimientos Mínimos de Seguridad de Abastecimiento son identificadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que la Transportista Concesionaria del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y las Transportistas Concesionarias de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL remitieron al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las Ampliaciones de Adecuación por ellos propuestas.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debía informar a esta SECRETARIA su opinión respecto de la pertinencia de dichas obras a la luz de los lineamientos expresados en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, en cuanto a su observancia de los criterios de diseño, priorizando en primer lugar aquellas obras que coadyuvan a mantener los niveles de tensión prescritos o que evitan, ante contingencia simple, la ocurrencia de energía no suministrada (respecto de la energía total abastecida en el punto de alimentación) superior al equivalente de TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda del área durante DIEZ (10) días corridos.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ha producido el informe requerido conforme lo establecido en el Apartado 5 -ANALISIS Y APROBACION DE LAS OBRAS PRESENTADAS del Anexo V- AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL integrante de la resolución precitada.

Que esta Secretaría remitió dicho informe al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), solicitándole a ese organismo que se expida respecto a la no existencia de otros equipos instalados o a instalar con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003, y que permitan operar el sistema en las condiciones de diseño.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) no manifestó observaciones sobre las obras propuestas e indicó que no existen en trámite solicitudes para instalar otros equipos con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003 y que permitan operar el sistema en las condiciones de diseño.

Que, no obstante, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) informó que DOS (2) de las obras, contempladas en el informe remitido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), habían sido ya consideradas en oportunidad de la revisión tarifaria de la Transportista Concesionaria, y ese Ente había previsto un monto razonable de inversión a esos efectos.

Que el procedimiento de identificación y gestión de las Ampliaciones habilitado por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 tiene carácter transitorio y por única vez, sin perjuicio que este objetivo pueda ser alcanzado en distintas etapas.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003 constituyó una Comisión denominada “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003” (en adelante la COMISION), cuya misión y funciones son las de asesorar a esta Secretaría sobre:

(i) la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, teniendo en cuenta en el análisis el informe remitido por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE);

(ii) (ii) la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el apartado precedente; y

(iii) los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones autorizadas a efectos de preservar las responsabilidades de los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizar el seguimiento de los mismos para garantizar la debida publicidad y transparencia del proceso y obtener el máximo provecho de los recursos disponibles.

Que la COMISION, previo análisis de los antecedentes mencionados, sugirió a esta Secretaría las ampliaciones a ser impulsadas en base a su observancia de los criterios definidos en el Reglamento de Diseño, a las erogaciones respectivas que implican su realización, y a los recursos disponibles para solventarlas en esta primera etapa.

Que la elección de las abras a impulsar recayó substancialmente en aquellas ampliaciones definidas como de primera prioridad en el informe elaborado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que, atendiendo a lo establecido por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, en cuanto a que el mecanismo transitorio de habilitación no implica en modo alguno liberación ni traslado de las obligaciones asumidas por los respectivos Concesionarios, la COMISION sugirió la exclusión del listado de Ampliaciones a impulsar, de aquellas obras que hayan contado con asignación presupuestaria en oportunidad de la revisión tarifaria de la Concesionaria Transportista.

Que con relación al procedimiento de contratación más adecuado para la concreción de las Ampliaciones a impulsar, en virtud de la perentoriedad requerida para su habilitación operativa, de las características técnicas que presentan, de su realización en el ámbito de estaciones transformadoras existentes, y del debido resguardo de las obligaciones y responsabilidades de la transportista sobre instalaciones que está operando y manteniendo, la COMISION propuso mantener el criterio expresado en el apartado 6 del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, aplicando una metodología similar a la prevista en el Acápite 2.1.- RESPONSABILIDADES EN LA DEFINICION, ADQUISICION, MONTAJE, PUESTA EN SERVICIO Y OPERACION Y MANTENIMIENTO- del Anexo 34 - Subanexo I:

AMPLIACIONES ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE - de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nø 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus demás modificatorias y ampliatorias, por lo que el proyecto, la adquisición de equipamiento, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por el Transportista titular de la Concesión en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el propietario de las instalaciones en las cuales deben ser realizados.

Que no obstante la asignación de la función de contratistas a las empresas concesionarias Transportistas, a los fines de determinar el precio por las provisiones necesarias para las ampliaciones previstas, y en virtud de preservar un mecanismo competitivo en este segmento substancial del costo total de las mismas, la COMISION sugirió la realización, por parte de la Transportista pero ad referendum de esta Secretaría, de una Licitación Pública por los equipos mayores, comprendidos los transformadores de potencia y de medida, reactores, interruptores, seccionadores, descargadores de sobretensión, bancos de capacitores, celdas y tableros, protecciones y equipos de control, y cualquier otro equipamiento que se identifique como tal en el contrato que se celebre conforme el artículo 3° de esta resolución.

Que la COMISION sugirió que la mencionada licitación se efectúe bajo su supervisión, y se enmarque en la normativa del Decreto Nº 1600 del 28 de agosto de 2002 y la Ley Nº 25.551 (“COMPRE TRABAJO ARGENTINO”), de cumplimiento obligatorio al encontrarse las Concesionarias del Transporte de Energía Eléctrica incluidas en sus alcances.

Que la COMISION evaluó estimativas de costos a los fines de hacer las previsiones presupuestarias correspondientes.

Que sin perjuicio de estas estimativas, la COMISION solicitó a los Agentes Transportistas un presupuesto detallado por los servicios de ingeniería, montaje y puesta en marcha de los equipamientos mencionados, discriminado por costos de provisión de materiales y equipos menores, maquinaria y herramental, mano de obra directa de instalación, ingeniería, subcontratos, gastos indirectos, etc., especificando tiempos estimados y valor horario de mano de obra donde sea aplicable, y tasa de beneficio considerada, a los

efectos de precisar la remuneración que ser reconocida a las Transportistas a los efectos de su participación en la ingeniería, ejecución y control de dichas obras.

Que atento a la notoria dificultad de acceso al financiamiento que marca la actual etapa de la crisis y la astringencia financiera ante la subsistencia del marco macroeconómico que dio origen a la declaración de la emergencia económica y financiera, se entiende necesario establecer un mecanismo de financiamiento que reemplace en la coyuntura los establecidos en la regulación vigente para este tipo de obras, posibilitando el otorgamiento de pagos anticipados con el objeto de reducir los costos de ejecución y habilitación de las instalaciones involucradas en esta operatoria.

Que en función de lo reseñado precedentemente se considera oportuno y conveniente utilizar a tal fin y en la medida que existan, los recursos no comprometidos y disponibles en la Cuenta y Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, denominados Cuentas SALEX, del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por no estar afectados actualmente a otros destinos o usos regulatorios predefinidos.

Que una vez autorizada la realización de las obras correspondientes a esta categorización, es menester que los Concesionarios de Transporte a los que se les asigne la responsabilidad de llevar delante la gestión de adquisición de los materiales y componentes necesarios, como así también de la ejecución y puesta en servicio de las obras, garanticen el fiel cumplimiento de sus obligaciones, incluyendo la calidad y confiabilidad de las obras y de los equipos, hasta la culminación del plazo de amortización del costo de las instalaciones cuya construcción se les encomienda.

Que complementariamente, es necesario también que garanticen la devolución de las sumas recibidas, ante eventuales incumplimientos en sus obligaciones contractuales.

Que si bien se define la asignación de recursos económicos provenientes de las Cuentas SALEX para reemplazar la falta coyuntural de financiamiento, ello no debe entenderse como una asignación sin costo para los usuarios de los sistemas de transporte, ya que se deberán recomponer las sumas erogadas con posterioridad a la utilización de las mismas hasta su completa restitución.

Que dicha devolución deberá considerar el costo de oportunidad que significa el disponer anticipadamente del caudal financiero requerido para contar, en el menor plazo posible, con las obras a construir por aplicación del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Que es conveniente definir el plazo y la tasa de interés aplicables, los que deber n ser acordes a la situación macroeconómica de la REPUBLICA ARGENTINA para que, sobre las sumas prestadas, no se asuman riesgos mayores a los verificables en el mercado de capitales, como así también que su devolución por parte de los agentes designados como beneficiarios de tales obras no se transforme en una carga insostenible que haga peligrar la cadena de pagos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el otorgamiento de los recursos financieros conforme el procedimiento establecido en la presente resolución no modifica en modo alguno las responsabilidades asumidas por los Agentes, ya sea en lo que respecta a su actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como a las obligaciones que hayan contraído ante terceros.

Que es necesario prever el responsable de la inspección de las obras a ser autorizadas, a los fines de asegurar el correcto cumplimiento del contrato a suscribir con las Transportistas para la ejecución de las mismas.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA esta facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 12° del Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establecer que las Ampliaciones a ser impulsadas, de acuerdo al procedimiento de identificación y gestión de Ampliaciones habilitado por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y en una primera etapa de ejecución, son las detalladas en el ANEXO de la presente resolución, de la que forma parte integrante. Los montos señalados en el mencionado ANEXO, asignados a cada una de las obras, deben ser entendidos como estimativas de referencia a los fines de la correspondiente previsión presupuestaria y como máximos totales a los efectos de los requerimientos de

fondos anticipados a la fecha de habilitación comercial de las obras o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquellas, los que serán suministrados por el FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 conforme lo dispuesto en la presente resolución. Los montos señalados en el referido ANEXO no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Artículo 2°- Establecer que el proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por la empresa Concesionaria de Transporte en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el titular de las instalaciones en las cuales deberán realizarse las Ampliaciones listadas en el ANEXO de la presente resolución.

Artículo 3°- Instruir a la COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 a que elabore el modelo de contrato que establezca las responsabilidades y obligaciones de las Transportistas titulares de la Concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, respecto de todas las acciones técnicas, administrativas, o de cualquier naturaleza que deban realizar estos Agentes en su carácter de Contratistas, conducentes a la puesta en funcionamiento definitivo de las mismas, incluyendo la constitución de las necesarias garantías de fiel cumplimiento y las penalizaciones previstas en caso de incumplimiento en tiempo y forma.

En dicho modelo de contrato se deber contemplar la ejecución del contrato o contratos de fideicomiso cuyas características se definen más adelante y que éste será liberado una vez culminado el plazo de amortización del costo de las obras, conforme lo establecido en la presente norma y con el objeto de contemplar en el mismo los posibles débitos a ser realizados a los Agentes Transportistas Contratistas por incumplimiento a las obligaciones asumidas o la indisponibilidad de las Ampliaciones contratadas conforme los artículos 1° y 4° de la presente resolución.

Artículo 4°- Establecer que la efectiva concreción, en esta primera etapa, de las Ampliaciones listadas en el ANEXO de la presente resolución, estará condicionada a la conformidad de la COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003, respecto de:

a) Los costos de ingeniería y montaje, que surja del estudio pormenorizado de los costos presentados por las Transportistas en cuyo ámbito de concesión se emplace la Ampliación correspondiente.

b) La firma del contrato correspondiente, confeccionado en los términos del modelo definido según el anterior artículo 3°, por parte del Agente Transportista como Contratista de las ampliaciones que le sean asignadas conforme lo establecido en el artículo 1° de esta resolución.

c) El acuerdo de la SECRETARIA DE ENERGIA de los resultados de la Licitación efectuada de acuerdo a lo establecido en el artículo siguiente.

Aquellas obras que no cuenten con la conformidad de la COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 conforme lo indicado precedentemente, no serán autorizadas para ser ejecutadas en esta etapa, y pasarán a ser incluidas, para su análisis, en una futura etapa de realización.

Artículo 5°- Instruir a las Empresas Transportistas, titulares de la concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, a realizar una Licitación Pública por los equipos mayores, ad referéndum de esta Secretaría y bajo el seguimiento de la COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 constituida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003, que comprenda los transformadores de potencia y de medida, reactores, interruptores, seccionadores, descargadores de sobretensión, bancos de capacitores, celdas y tableros, protecciones y equipos de control, y cualquier otro equipamiento que se identifique como tal en el contrato que se celebre conforme el artículo 3° de esta resolución.

La Licitación deberá realizarse observando lo establecido por el Decreto Nº 1600 del 28 de agosto de 2002 y la Ley Nº 25.551 (COMPRE TRABAJO ARGENTINO), de cumplimiento obligatorio por encontrarse las Concesionarias Transportistas incluidas en su alcance.

Artículo 6°- Instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que identifique a los agentes beneficiarios de las ampliaciones de transporte de efectiva concreción según el artículo 4° precedente y definidas como de SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO en el ANEXO de la presente resolución, de acuerdo a lo dispuesto en el Apartado 6 del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01 del 2 de enero de 2003 y según la metodología establecida en LOS PROCEDIMIENTOS.

Artículo 7°- Instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a implementar la operatoria establecida seguidamente en la presente norma, destinada a solventar el FINANCIAMIENTO de las OBRAS autorizadas por la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo reglado en el artículo 1° y siguientes de la presente resolución.

Artículo 8°- Establecer que las sumas que se requieran erogar con anticipación a la habilitación comercial y/o para completar el pago, una vez producido tal hecho, del costo de las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica aprobadas por la SECRETARIA DE ENERGIA según lo dispuesto en los artículos 1° y 4° de la presente norma, serán cedidas en préstamo por las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte de los Corredores a los que se vincularán las mismas, siempre que tales Subcuentas cuenten con recursos disponibles no asignados y/o comprometidos en otros usos o destinos regulatorios previamente establecidos por esta Secretaría o por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en cumplimiento de sus responsabilidades.

De no disponerse de las sumas necesarias para hacer frente a los montos requeridos en la Subcuenta correspondiente, se deben utilizar los fondos disponibles en la Cuenta de Excedentes por Restricciones de Transporte o, en su defecto, se deberán deducir del resto de las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, proporcionalmente a su estado superavitario no afectados a otros fines.

Una vez establecida la efectiva concreción de las obras de Ampliación según los artículos 1° y 4° de la presente norma, los montos previstos asignar a cada una de aquellas serán derivados a un Fondo Fiduciario, denominado FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003, cuyo objeto exclusivo ser la financiación de las Ampliaciones motivo de la presente resolución, el que actuar como medio vinculante entre la Cuenta y Subcuentas de Excedentes y tos Agentes Transportistas designados como Contratistas, o las empresas a las que les sean adjudicadas por parte de los Agentes Transportistas las provisiones de equipos como resultado de la Licitación señalada en el artículo 5° de la presente resolución.

A tal efecto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá administrar las transferencias que correspondan entre tales cuentas y el Fondo Fiduciario, de forma tal que, cumplidos los requisitos básicos establecidos, estén disponibles al momento en que cada Agente Transportista requiera la entrega de anticipos y/o pagos con destino a la ejecución de las obras autorizadas.

Artículo 9°- Los Agentes Transportistas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que hayan sido designados como Contratistas para la construcción de las obras aprobadas por esta Secretaría conforme lo dispuesto en los artículos 1° y 4° de esta resolución, deben garantizar el fiel cumplimiento del cometido asignado, como así también la calidad y confiabilidad de los equipos y el montaje de las ampliaciones que dan origen a la presente resolución.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá implementar, bajo los términos y condiciones fijados en la presente resolución, la celebración de contratos de fideicomiso conforme a los términos de la Ley Nº 24.441.

El patrimonio del Fideicomiso estar constituido por:

a) Los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM);

b) Las garantías otorgadas por los subcontratistas de equipamiento u obras de acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con el respectivo Agente Transportista, y;

c) Los activos consistentes en equipamiento de valor relevante o equipos mayores adquiridos con recursos del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003, conforme lo dispuesto en el artículo 10° de la presente resolución.

Este patrimonio del Fideicomiso garantizar el fiel cumplimiento por parte del Agente Transportista de las obligaciones a su cargo, la calidad y confiabilidad de las obras y de los equipos, y la devolución de las sumas provenientes del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) establecer los términos y condiciones a los que se sujetar la operatoria establecida en la presente resolución, tanto en lo concerniente al funcionamiento del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003, como a la implementación de los contratos de Fideicomiso que deban celebrarse, y de las Garantías requeridas en cada caso, todo lo cual deber ser comunicado a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a esta Secretaría en un plazo de VEINTE (20) días corridos contados a partir de la publicación en el Boletín Oficial de la presente resolución.

Artículo 10.- En todos los casos que sea necesaria la adquisición de equipamiento de valor relevante para estas obras, y/o la ejecución de obras de adecuación de las instalaciones preexistentes para dar cabida a dicho equipamiento; el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá requerir el otorgamiento de todas aquellas garantías adicionales que fuera menester con destino al FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 establecido en la presente resolución, incluyendo, sin que ello signifique limitación, las otorgadas por los subcontratistas de

equipamiento u obras de acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con la respectiva empresa Transportista.

Tal medida se podrá concretar, entre otras opciones posibles, a partir de la nominación del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003. como beneficiario de la ejecución de la Garantía correspondiente, o por medio de una Cesión irrevocable de las mismas características a favor de dicho Fondo, de resultar el Agente Transportista figurando como beneficiario.

El efectivo otorgamiento de tales Garantías ser condición esencial previa para todo anticipo de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados a la Habilitación Comercial de la ampliación, debiendo contarse asimismo con las debidas Certificaciones de Emisión de Orden de Compra, Avance de Obra, Facturas Pro-Forma, o cualquier otra documentación comercial que se requiera para el otorgamiento del anticipo o pago solicitado con erogación desde el FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003.

Todo equipamiento de valor relevante o Equipo Mayor adquirido con fondos provenientes del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003, ser transferido de modo irrevocable por el Agente Transportista adquirente, al Fideicomiso constituido mediante el contrato correspondiente, a los efectos mencionados en el Artículo 9° de la presente resolución.

Debido a que el Transportista ser el encargado de ejecutar las obras de adecuación o ampliación de las instalaciones preexistentes para la conexión de nuevo equipamiento, y si la cesión de créditos realizada durante un período de UN (1) año de ingresos regulados no cubriera los montos involucrados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar que éste presente las Garantías adicionales suficientes, en beneficio del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003.

Estas Garantías de cumplimiento, presentadas tanto por el Agente Transportista como por sus proveedores de equipos, de ser ello aplicable, podrán ser liberadas en exacta proporción al cumplimiento de las obligaciones asumidas en los contratos correspondientes, siendo posible la liberación total de los ingresos y/o créditos asignados en el Mercado Spot del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM), sólo a la culminación del período de amortización de la obra establecido en el artículo 13° de la presente resolución y una vez reintegradas las sumas recibidas del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003, conforme los términos de la presente resolución.

Artículo 11°.- Las Garantías aludidas en los artículos precedentes podrán ser ejecutadas o denunciadas, según corresponda, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) toda vez que, según la información suministrada por el Agente Transportista, del Órgano de Inspección a designar, del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y/o la SECRETARIA DE ENERGIA, se constatara el incumplimiento de las obligaciones asumidas ya sea de los Agentes Transportistas, en su carácter de Contratistas de las obras, como también de sus subcontratistas de equipamiento u obras.

Artículo 12.- La administración de las Cesiones de Crédito y de los avales adicionales que garanticen la adecuada operatoria del financiamiento de las obras por parte del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 y de toda garantía adicional otorgada a su favor conforme el párrafo quinto del artículo 10 de la presente resolución, ser responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como responsable de la administración de los Fondos y Cuentas del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM).

Artículo 13°.- Establecer que los montos erogados por la Cuenta y/o Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte conforme lo establecido en el artículo precedente, deberán ser restituidos a partir de la Habilitación Comercial de cada una de las ampliaciones aprobadas por los Agentes beneficiarios de las mismas, definidos según lo establecido en el apartado 6. METODOLOGIA DE AMPLIACION del Anexo V - AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, en un período de amortización de CUARENTA Y OCHO (48) meses, con más una tasa de interés equivalente al rendimiento medio anual obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las colocaciones financieras de los recursos correspondientes a la Cuenta y las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte con vencimiento durante cada año de amortización y cuyo valor anualizado no podrá superar a la tasa anual vencida establecida por el BANCO DE LA NACION ARGENTINA para sus operaciones de descuento de documentos a TREINTA (30) días de plazo.

Artículo 14°.- Establecer que todo equipamiento de transformación adquirido en cumplimiento de los requisitos mínimos de seguridad de abastecimiento conforme lo establecido en el Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, ante una situación de emergencia, en cualquier punto de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, que llevara a una situación de restricción de

demanda del tipo que se pretende evitar, y ante la inexistencia de equipamiento de reemplazo disponible de la Transportista responsable, deber ser cedido a préstamo por los Agentes Transportistas ante el requerimiento expreso del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y la declaración de la situación de emergencia de abastecimiento realizada por dicho Ente.

Tal cesión en préstamo se efectuar por un plazo máximo de SESENTA (60) días, prorrogable por única vez como máximo por igual lapso, a solicitud expresa del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Todos los costos asociados al préstamo y transferencia temporal de dicho equipamiento, como ser flete, seguros, instalación, desmontaje, y demás trabajos necesarios para su adecuado montaje, operación y mantenimiento, y sin que esta enumeración sea limitativa, deberán ser a cargo de la Empresa Transportista para cuyas instalaciones se solicitó tal equipamiento de reemplazo temporal.

Artículo 15°.- Instruir a la COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 a definir e implementar la metodología de inspección de las ampliaciones y a seleccionar el Órgano de Inspección que controle el cumplimiento del contrato por parte de las Empresas Transportistas, incluyendo sus subcontratistas de equipamiento y obras. La COMISION deberá remitir los informes de Inspección a esta Secretaría, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los gastos que se requieran para esta tarea de inspección estarán a cargo del FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003 y serán considerados dentro del Cálculo de los Cargos a abonar por los Agentes demandantes conforme lo establecido en el Apartado 6°. METODOLOGIA DE AMPLIACION del Anexo V - AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Artículo 16°.- Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE (TRANSCOMAHUE), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.) y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRABA S.A.).

Artículo 17°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 130/03

Publicación Boletín Oficial N° 30118 del 26/03/2003

BUENOS AIRES, 24 DE MARZO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0298943/2002 y su agregado sin acumular Nº S01:0011009/2003, ambos del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, Nº 86 del 30 de enero de 2003 y Nº 106 del 28 de febrero de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, esta SECRETARIA DE ENERGIA estableció las ampliaciones a ser impulsadas, los montos a asignar en carácter de “máximos totales” a los efectos de los requerimientos de fondos adelantados y/o anticipados a la fecha de habilitación comercial de las obras o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquellas, el procedimiento de autorización y contratación para la concreción de las Ampliaciones, el mecanismo y fuentes de financiamiento de las sumas que se requieran erogar con anticipación a la habilitación comercial y/o para completar el pago de las mismas, y el esquema de garantías requeridas como condición esencial previa para todo anticipo de fondos, o pagos a cuenta o anticipados a la habilitación comercial de la ampliación, en un todo de acuerdo al procedimiento de identificación y gestión de las ampliaciones habilitado por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Que con relación al procedimiento de contratación de las ampliaciones, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 estableció en su Artículo 2° que el proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por el Transportista titular de la Concesión en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el propietario de las instalaciones en los cuales deben ser realizadas.

Que los Agentes Transportistas remitieron notas a la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003” (en adelante la COMISION), solicitando aclaraciones respecto al alcance de las garantías previstas en los Artículos 9° y 10 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, particularmente en lo referente a los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que de las notas recibidas por la COMISION se deduce una lectura errónea por parte de los Agentes Transportistas, toda vez que interpretan que la antedicha Resolución establece que los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) van a garantizar el cumplimiento de pago, por parte de los terceros beneficiarios de las Ampliaciones o Agentes Demandantes, de los cargos establecidos en el punto 6. METODOLOGIA DE AMPLIACION del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Que no obstante la asignación de dicha función a los Agentes Transportistas Concesionarios, y a los fines de acotar las responsabilidades que les caben en función de ello, es necesario precisar el alcance y monto de las garantías que deberán presentar por el fiel cumplimiento de las obligaciones previstas asumir en la realización de las Ampliaciones.

Que atento a la dificultad de acceso al financiamiento ante la subsistencia del marco macroeconómico derivado de la emergencia económica y financiera, se estimó necesario establecer un mecanismo de financiamiento alternativo que sustituya durante la presente coyuntura los establecidos en la regulación vigente para este tipo de obras, el que permitiría el otorgamiento de pagos anticipados, reduciendo los costos de ejecución y habilitación de las instalaciones involucradas en esta operatoria.

Que, en función de lo indicado anteriormente, es conveniente adecuar esta operatoria dada la incidencia que ella tiene sobre el alcance de las responsabilidades de los Agentes Transportistas designados como “contratistas” de las ampliaciones en trámite como también de las garantías puestas en juego.

Que por otra parte, dado el mecanismo de contratación previsto, existen alcances de provisiones o accesorios de las mismas que no pueden ser definidos en la etapa de anteproyecto, requiriendo estudios de detalle durante la etapa de ejecución de la Ampliación, por lo que esta SECRETARIA DE ENERGIA entiende adecuado y conveniente flexibilizar las asignaciones de los “montos máximos” a cada obra, consignados en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, permitiendo la transferencia entre obras y la eventual erogación de adicionales fundadamente justificados, siempre que se respete el “monto global máximo” asignado a cada Agente Transportista, entendido como la

sumatoria de los montos asignados a cada Agente Transportista por las obras señaladas en el mencionado Anexo dentro de su ámbito de concesión.

Que con el objeto de realizar las aclaraciones correspondientes, y contemplar normativamente lo reseñado, resulta necesario adecuar el texto de algunas de las condiciones establecidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995, el Artículo 12 del Decreto Nº 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y el Artículo 2° del Decreto Nº 601 del 11 de abril de 2002.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustituir el Artículo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 con el siguiente texto: “ARTICULO 9°.- Los Agentes Transportistas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que hayan sido designados como “Contratistas” para la construcción de las obras aprobadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto en los Artículos 1° y 4° de esta resolución, deberán garantizar el fiel cumplimiento del cometido asignado conforme lo establecido en los artículos 2° y 3° de la presente resolución.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá implementar, bajo los términos y condiciones fijados en la presente resolución, la celebración de Contratos de Fideicomiso conforme en los términos de la Ley Nº 24.441.

El patrimonio del Fideicomiso estará constituido por:

a) los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de garantizar las tareas a ejecutar exclusivamente por el propio Agente Transportista;

b) las garantías otorgadas por los subcontratistas de equipamiento u obras de acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con el respectivo Agente Transportista, y;

c) los activos consistentes en Equipos Mayores adquiridos con recursos del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, conforme lo dispuesto en el Artículo 10 de la presente resolución.

Este patrimonio del fideicomiso garantizará el fiel cumplimiento por parte del Agente Transportista de las obligaciones a su cargo, de acuerdo al alcance definido en el inciso a) precedente, el fiel cumplimiento de los subcontratistas proveedores de equipos u obras, y/o la devolución de las sumas provenientes del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003” en caso de incumplimiento de los mismos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) establecerá los términos y condiciones a los que se sujetará la operatoria establecida en la presente resolución, tanto en lo concerniente al funcionamiento del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, como a la implementación de los Contratos de Fideicomiso que deban celebrarse, y de las Garantías requeridas en cada caso, todo lo cual deberá ser comunicado a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a la SECRETARIA DE ENERGIA, en un plazo de TREINTA (30) días corridos contados a partir de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial”.

Artículo 2°- Sustituir el Artículo 10 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 con el siguiente texto: “ARTICULO 10.- En el caso de ser necesaria la adquisición de Equipos Mayores para estas obras, y/o la ejecución de obras de adecuación de las instalaciones preexistentes para dar cabida a dicho equipamiento; el Agente Transportista deberá exigir a los subcontratistas de equipamiento u obras, el otorgamiento de todas aquellas garantías, a su favor y a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en su carácter de administrador del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, que fueran menester conforme lo dispuesto en el artículo 3° de la presente resolución.

Tales Garantías deberán ser cedidas de modo irrevocable por el Agente Transportista al Fideicomiso como beneficiario, como condición esencial previa a todo anticipo de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados

a la habilitación comercial de la ampliación, a ser efectuados con recursos del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”.

Ningún pago será efectuado con recursos del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, sin contar con las debidas certificaciones de emisión de Orden de Compra, Avance de Obra, Facturas Pro-Forma, o cualquier otra documentación comercial similar que se requiera conforme lo dispuesto en el artículo 3°, de la presente resolución.

Todos los Equipos Mayores adquiridos con fondos provenientes del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003, serán transferidos de modo irrevocable por el Agente Transportista adquirente, al Fideicomiso constituido mediante el contrato correspondiente, a los efectos mencionados en el artículo 9° De la presente resolución.

Debido a que el Agente Transportista será el encargado de ejecutar las obras de adecuación o ampliación de las instalaciones preexistentes para la conexión de nuevo equipamiento, y al momento de que las garantías otorgadas por los proveedores de Equipos Mayores adquiridos con fondos provenientes del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003” hayan sido liberadas, el Agente Transportista deberá reemplazarlas por las garantías o seguros a ser definidos en el contrato a suscribir, y a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en beneficio del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”.

La liberación de toda garantía otorgada en el marco de la operatoria establecida en esta resolución, sólo podrá realizarse en exacta proporción al cumplimiento de las obligaciones asumidas en los Contratos correspondientes, o una vez reintegradas al “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003, en caso de incumplimientos por parte del Agente Transportista o sus subcontratistas de equipamiento u obras, las sumas recibidas de dicho fondo conforme los términos de la presente resolución”.

Artículo 3°- El monto resultante de la sumatoria de los “máximos totales” asignados a cada obra, señalados en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, por las obras autorizadas conforme los Artículos 1° y 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, deberá entenderse, dentro del ámbito de concesión de cada Agente Transportista, como “monto global máximo” o asignación máxima total en ese ámbito de concesión, a los efectos de los requerimientos de fondos anticipados a la fecha de habilitación comercial de las obras respectivas, o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquellas, y que serán suministrados por el “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”.

En el caso de existir una diferencia positiva entre el “monto máximo” asignado a una obra y el precio definitivo para la misma en el Convenio a suscribir conforme al artículo 4° de la Resolución antes mencionada, ésta podrá ser transferida a otra obra dentro del mismo ámbito de concesión cuyo precio definitivo resulte superior al “monto máximo” asignado, así como para la eventual erogación de adicionales fundadamente justificados y a conformidad de la COMISION, que se requiera incurrir durante la ejecución de la obra, siempre que la suma total de las erogaciones efectivas provenientes del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003” no supere la suma compuesta por: (i) el “monto global máximo” asignado a cada ámbito de concesión; (ii) la suma equivalente al Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente al “monto global máximo”; y (iii) el rendimiento financiero a que se hace referencia en el artículo 4° de la presente Resolución.

Artículo 4°- Con referencia a lo establecido en el tercer párrafo del Artículo 8° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 y una vez derivados los montos previstos al “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá procurar mantener el valor de las sumas así derivadas durante el tiempo en que no deban ser entregadas como anticipos y/o pagos a cuenta según los cronogramas establecidos para la ejecución de las obras, utilizando a tal efecto una metodología semejante a la que normalmente aplica para con los Fondos administrados de la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, denominada comúnmente “Cuenta SALEX”, con el mismo objeto.
En consecuencia, el rendimiento financiero obtenido de tal procedimiento podrá ser asignado: (i) al soporte del costo de las ampliaciones involucradas; o, (ii) de no ser utilizados en su totalidad para el cometido anterior, a la reducción de las cuotas que deban hacer frente los agentes beneficiarios de aquellas conforme el Artículo 13 de la mencionada Resolución.

Artículo 5°- En virtud de la relevante participación de equipos, materiales, y materias primas de origen importado involucrados en la contratación de las Ampliaciones objeto de la presente resolución, y sin perjuicio de lo establecido en el artículo 3° de la presente resolución, en caso de ocurrir eventos que impliquen alteraciones en la situación macroeconómica imperante que afecte substancialmente el tipo de

cambio, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá asignar fondos adicionales, en caso de no ser suficientes los establecidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 en su Articulo 1°, con la modificación introducida por el artículo 3° de la presente resolución.

Artículo 6°- No obstante la delegación asignada al Agente Transportista para la adquisición del equipamiento a licitar de acuerdo a la instrucción impartida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 en su Artículo 5°, la responsabilidad por el efectivo pago a los proveedores adjudicatarios resultantes de la mencionada licitación, será exclusivamente del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en su carácter de administrador del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, salvo que se verifiquen incumplimientos de las obligaciones del Agente Transportista, o del propio proveedor adjudicatario.

Artículo 7°- Notifíquese de la presente resolución al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA - TRANSENER S.A., a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA - TRANSNOA S.A.; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA - TRANSNEA S.A.; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA - DISTROCUYO S.A.; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA - TRANSPA S.A.; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA - TRANSBA S.A.

Artículo 8°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 161/03

Publicación Boletín Oficial N° 30146 del 09/05/2003

BUENOS AIRES, 25 DE ABRIL DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0061543/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Estacional Definitiva de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Programación Estacional Definitiva de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 30 de abril de 1992, sus modificatorias, y la adecuación transitoria determinada por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Que atento lo expuesto se considera conveniente explicitar la aplicabilidad del último párrafo “in fíne” del punto 2.10. del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de LOS PROCEDIMIENTOS hasta que esta SECRETARIA DE ENERGIA ajuste por Resolución los Precios Estacionales para el Período Estacional de Invierno 2003.

Que resulta conveniente realizar un seguimiento quincena del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982, y la Resolución Nº 53 del 15 de abril de 2002 del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aplícase lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 30 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que quincenalmente remita a partir de la segunda quincena de mayo de 2003 y DOS (2) días hábiles antes del inicio de cada quincena a esta SECRETARIA DE ENERGIA, un Informe detallando el Estado y la Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro. Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 181/03

Publicación Boletín Oficial N° 30150 del 15/05/2003

BUENOS AIRES, 8 DE MAYO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0052546/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL MERCOSUR S.A. solicitó le sea confirmada su interpretación acerca del monto requerido regulatoriamente en su carácter de Comercializador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el sentido que les sean aplicables las normas dictadas a partir de la Ley Nº 25.561 y los criterios de pesificación allí contenidos.

Que en este marco COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL MERCOSUR S.A. consideró que el requerimiento de un Patrimonio Neto de DOLARES ESTADOUNIDENSES CATORCE MILLONES (U$S 14.000.000) a informar cada año a partir de su ingreso al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como Participante, le sea exigible por el mismo concepto la suma de PESOS CATORCE MILLONES ($ 14.000.000).

Que no obstante atendiendo a la solicitud se elaboraron informes de las áreas técnica, legal y contable-financiera los que analizan la cuestión desde sus respectivos puntos de vista.

Que en tal sentido el área contable-financiera informó detalladamente sobre la cuestión analizando las resoluciones técnicas del CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONOMICAS DE LA CAPITAL FEDERAL además de otros instrumentos legales, a través de los cuales consideró las dificultades para establecer parámetros de comparación estables y razonables a los fines de la determinación del Patrimonio Neto de las empresas.

Que el informe citado en el anterior Considerando entiende razonable la exigibilidad a los Comercializadores de demostrar un Patrimonio Neto de

PESOS DIECINUEVE MILLONES SEISCIENTOS MIL ($ 19.600.000).

Que se dio intervención a la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA a los efectos de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Modificar el texto del Numeral 2 del Anexo VI, incluido en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Y PUERTOS Nº 21 del 15 de enero de 1997, a través del cual se incorporó el Anexo 31 “Ingreso de Participantes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)” parte integrante de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios del Mercado Eléctrico Mayorista”, sancionados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y complementarias, de manera que el monto exigible para el Patrimonio Neto sea de PESOS DIECINUEVE MILLONES SEISCIENTOS MIL ($ 19.600.000).

Artículo 2°- Notificar a COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL MERCOSUR S.A., a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la ASOCIACION DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA.

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 183/03

Publicación Boletín Oficial N° 30151 del 16/05/2003

BUENOS AIRES, 8 DE MAYO DE 2003.

VISTO el Expediente Nº S01:0049269/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que TURBINE POWER Co. S.A. solicitó les fueran reconocidos los costos asociados a parada y arranque de su máquina argumentando que estaría siendo convocada con carácter forzado por restricciones del Transporte por Distribución Troncal o de Distribución, con frecuencia casi diaria durante el período estival, con pocas horas de despacho y generalmente al mínimo técnico.

Que TURBINE POWER Co. S.A. fundamentó su pedido en que la máquina generadora, turbina de gas a ciclo abierto, se ve sometida con este tipo de operación a un mayor desgaste sin recibir ninguna contraprestación económica a cambio.

Que esto es así en tanto la regulación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no considera costos asociados a parada y arranque para turbinas de gas en ciclo abierto.

Que el sustento de este criterio descansa en el hecho que las turbinas de gas en ciclo abierto con que típicamente contaba el sistema, son unidades que tanto por su diseño, potencia y ubicación han sido previstas para operar diariamente en horas de pico, y que por tal razón se consideraron internalizados los costos emergentes.

Que el desarrollo del parque generador ha permitido incorporar unidades generadoras con turbinas de gas de porte significativo que están en condiciones técnicas de operar en ciclo combinado o en ciclo abierto con alto nivel de eficiencia térmica.

Que similarmente al resto de las máquinas térmicas, tanto nucleares como ciclos de vapor convencionales, los procesos de arranque y parada de turbinas de gas, así como también las horas de funcionamiento, provocan el envejecimiento y desgaste de sus componentes lo que a su vez impone costos de mantenimiento de mayor significación en la medida que las unidades de elevada potencia son previstas principalmente como generación de base.

Que lo expuesto anteriormente y atendiendo a que los ciclos combinados tienen también componentes susceptibles de ser afectados por las operaciones cíclicas tanto en las turbinas de gas como en el circuito de vapor, tiene reconocimiento parcial a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 84 del 30 de enero de 2003, al establecer que los costos asociados a la parada y arranque de ciclos combinados, cuando el rearranque se produzca dentro de las DIECIOCHO (18) horas de la parada, sean remunerados asimilando el monto tope con el correspondiente a una turbina de vapor de potencia equivalente.

Que la normativa vigente calcula los costos de parada y arranque de máquinas turbovapor y nucleares mediante la recuperación del capital en la fracción afectada por la operatoria cíclica, con una determinada tasa de interés, vida útil de la máquina y horas equivalentes de funcionamiento por cada operación de arranque y parada.

Que los Agentes, cualquiera sea el tipo de equipamiento que posean, tienen la opción de incorporar sus costos dentro de los variables de mantenimiento u otros variables no combustibles en ocasión de declarar los Costos Variables de Producción a efectos de su concurrencia al proceso del despacho económico, razón por la cual se considera conveniente continuar con el criterio vigente, es decir no remunerar los costos de parada y arranque de turbinas de gas a ciclo abierto cuando su operación sea resultante del despacho económico.

Que la operación como Generación Forzada motivada en restricciones del Transporte por Distribución Troncal o por Distribución supera la decisión del Generador y el riesgo económico que éste asume en el despacho, merituando tal circunstancia que dicho Generador sea remunerado por el arranque y parada cada vez que su equipo sea convocado forzado por restricciones de vínculos.

Que este concepto reitera el criterio ya establecido en la normativa vigente, la que en el Punto 2.6 del Capítulo 2 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y complementarias, determina integrar y asignar a cada restricción de un sistema de Transporte por Distribución Troncal o Distribución que requiera Generación Forzada los costos de arranque y parada asociados.

Que se consideró conveniente incorporar al Anexo 14 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y complementarias, los costos de arranque y parada correspondientes a turbinas de gas a ciclo abierto, manteniendo un criterio similar al aplicado en la normativa vigente, es decir el de recuperación del capital, aplicando la misma tasa de interés, estableciendo valores de la inversión y fracción afectada del equipo específico para este tipo de máquinas.

Que se dio intervención a la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA a los efectos de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Modificar el Anexo 14 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y complementarias, incorporando como apartado c) el siguiente texto:

c) Para Grupos Turbogas en ciclo abierto aplicable solamente para operación en Generación Forzada motivada por restricciones asociadas al sistema de Transporte por Distribución Troncal o de Distribución o al control de tensión y suministro de potencia reactiva:

con n=20 años, i=0,08, resulta FRC=0,10185

I=750 $/kW para instalar una central de 20 MW, considerándose que por cada incremento de 10 MW en la potencia instalada la inversión unitaria disminuye en 10 $/kW.

A=0,280 x k siendo:

k=P/125000 para potencias menores o iguales a 125 MW

k=1 para potencias superiores a 125 MW

C=20 para cada ciclo de arranque y parada cualquiera sea el tiempo entre ambos estados”.

Artículo 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 194/03

Publicación Boletín Oficial N° (no publicada B.O.)

BUENOS AIRES, 15 MAY 2003

VISTO el Expediente Nº SO1:0065286/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que el articulo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N" 106 del 28 de febrero de 2003, modificado mediante el artículo 1 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N" 130 del 24 de marzo de 2003, instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a establecer los términos y condiciones a los que se sujetará la operatoria establecida en dicha Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106, tanto en lo concerniente al funcionamiento del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", como a la implementación de los. Contratos de Fideicomiso que deban celebrarse, y de las garantías requeridas en cada caso.

Que mediante su Nota Nº B20182-1 del 16 de abril de 2003 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha remitido el. texto del "REGLAMENTO PARA LA FINANCIACION DE LAS OBRAS RESOLUCIÓN SE Nº 1/20O3", aprobado por su Directorio, en el cual se establecen los términos, y condiciones a los que sujetará la operatoria establecida en las Resoluciones citadas en el considerando precedente, tanto en: lo concerniente al funcionamiento del «FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", como a la implementación de los Contratos de Fideicomiso que deban celebrarse y las Garantías requeridas en cada caso.

Que resulta conveniente el dictado de un acto expreso de aprobación de dicho Reglamento por parte de esta Secretaría.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos de MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 12 del Decreto N* 2.743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA,

RESUELVE:

ARTICULO I.- Apruébase el REGLAMENTO PARA LA FINANCIACION DE LAS OBRAS RESOLUCION SE Nº 1/2003, que como Anexo forma parte integrante del presente acto.

ARTICULO 2°'.- Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE (TRANSCOMAHUE), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.) y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.).

ARTICULO 3.- Regístrese, comuníquese y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 197/03

Publicación Boletín Oficial N° (no publicada en B.O.)

BUENOS AIRES, 15 MAY 2003

VISTO el Expediente Nº SO1:029894312002 y su agregado sin acumular N' SO1:001100912003, ambos del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 determinó instruir a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003" a que elabore el modelo de Contrato que establezca las responsabilidades y obligaciones de, las Transportistas titulares de la Concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, respecto de todas las acciones técnicas, administrativas, o de cualquier naturaleza que deban realizar estos Agentes en su carácter de "Contratistas" conducentes a la puesta en funcionamiento definitivo de las mismas, incluyendo la constitución de las necesarias garantías de fiel cumplimiento y las penalizaciones previstas en caso de incumplimiento en tiempo y forma.

Que en el artículo mencionado en el considerando precedente se indica que en dicho modelo de contrato se deberá contemplar la ejecución del contrato o contratos de fideicomiso cuyas características se definen más adelante y que éste será liberado una vez culminado el plazo de amortización del costo de las obras, conforme lo establecido en la presente norma y con el objeto de contemplar en el mismo los posibles débitos a ser realizados a los Agentes Transportistas "Contratistas" por incumplimiento a las obligaciones asumidas o la indisponibilidad de las Ampliaciones contratadas.

Que la citada Comisión ha elevado un modelo de contrato, resultando conveniente el dictado de un acto expreso de aprobación de dicho modelo por parte de esta Secretaria.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado de¡ presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y, 85 de la Ley NO 24.065, el Articulo 37 de la Ley N* 15.336, los Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 12 del Decreto N* 2.743 del 29 dediciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA,

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Apruébase el Modelo de Contrato, que como Anexo forma parte integrante del presente acto, destinado a establecer las responsabilidades y obligaciones de las Transportistas titulares de la Concesión en la región eléctrica donde deberán concretarse las Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, autorizadas en los términos del Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA No 106 del 28 de febrero de 2003.

ARTICULO 2°.- Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER -S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL, NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE (TRANSCOMAHUE), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.) y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.).

ARTICULO 3°.- Regístrese, comuníquese y archívese.

ANEXO I - MODELO DE CONTRATO

CONTRATO

Entre la SECRETARIA DE ENERGÍA, representada en este acto por el Lic. Enrique Alberto DEVOTO, con domicilio en Paseo Colón 171, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en adelante la "Secretaría", por una parte; y por la otra, la [razón social de la empresa Transportista], con domicilio en_____, representada por _____, en su carácter de _____, en adelante la "Transportista", y la Secretaría y la Transportista, ambas en conjunto y en lo sucesivo, las "Partes";

CONSIDERANDO:

(i) Que la Resolución SE Nº 1/2003 implementó un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de los sistemas de transporte a normas de diseño también establecidas en dicha Resolución;

(ii) Que la Resolución SE Nº 86/2003 constituyó la "COMISIÓN OBRAS RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 01/2003", en adelante la "Comisión", cuya misión y funciones son las de asesorar a la Secretaría sobre: (a) la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SE Nº 1/2003; (b) la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el considerando precedente; y (c) los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones;

(iii) Que el artículo 2° de la Resolución SE Nº 106/2003 estableció que el proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por la empresa Concesionaria de Transporte en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el titular de las instalaciones en las cuales deben realizarse dichas ampliaciones, según el ANEXO adjunto a dicha resolución;

(iv) Que la propia Resolución SE Nº 106/2003, en su artículo 3°, instruyó a la Comisión a elaborar el modelo de contrato que establezca las responsabilidades y obligaciones de las Transportistas titulares de la Concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, respecto de todas las acciones técnicas, administrativas, o de cualquier naturaleza que deban realizar estos Agentes en su carácter de "Contratistas", conducentes a la puesta en funcionamiento definitivo de las mismas, incluyendo la constitución de las necesarias garantías de fiel cumplimiento y las penalizaciones previstas en caso de incumplimiento en tiempo y forma;

(v) Que es intención de las Partes suscribir un Contrato en el cual se establezcan con precisión el alcance de las responsabilidades y obligaciones de la Transportista por las tareas de ingeniería, ejecución y control de las Ampliaciones de la Capacidad de Transporte destinadas a la Adecuación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica a ser ejecutadas por la Transportista conforme la Resolución SE Nº 106/2003;

(vi) Que en cumplimiento de la manda dispuesta por el art. 3° de la Resolución SE Nº 106/2003, la Comisión ha preparado un modelo de contrato, el cual ha sido revisado por la Transportista, y sobre el cual las Partes se han puesto de acuerdo en sus cláusulas y condiciones;

EN CONSECUENCIA,

Las Partes convienen en celebrar el presente Contrato (en adelante, el "Contrato"), sujeto a las siguientes cláusulas y condiciones:

ARTÍCULO PRIMERO. DEFINICIONES.

1.1. A todos los efectos de este Contrato, los términos que a continuación se indican tendrán el siguiente significado:

Adjudicatario de Equipos Mayores: es el Oferente a quien la Transportista le ha adjudicado la provisión de Equipos Mayores, previa conformidad de la Secretaría de Energía, como resultado de la Licitación, una vez que haya recibido y aceptado la Orden de Compra emitida por la Transportista.

Ampliaciones u Obras: Son las Obras listadas en el ANEXO I de la Resolución SE Nº 106/2003, para el ámbito de concesión de la Transportista, y que hayan reunido las condiciones establecidas por el artículo 4° de la Resolución SE Nº 106/2003.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.-

Comisión: Es la "COMISIÓN OBRAS RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA Nº 01/2003" creada por Resolución SE Nº 86/2003.

Compra de Equipos Mayores: Es la adquisición, por parte de la Transportista, de los Equipos Mayores conforme la instrucción impartida por la Resolución SE Nº 106/2003, con las limitaciones y alcances del artículo 6° del presente Contrato.

Concesionaria o Transportista: [razón social de la Transportista].

Construcción: Es el conjunto de todos los trabajos, prestaciones, servicios, etc., desde la firma de este Contrato hasta la Habilitación Comercial de la Obra, que resulten necesarios para poder plasmar este último objetivo. Quedan comprendidos, sin carácter limitativo, el proyecto de ingeniería básica y de detalle, la adquisición de equipamientos y materiales, la especificación técnica y la Compra de los Equipos Mayores, los transportes de todo tipo, la construcción de obras civiles, los montajes, los ensayos, la puesta en servicio, la energización de instalaciones, etc., y todo aquello que resulte necesario para tal fin.

Contratista: Es el carácter que asume la Transportista, a partir de la firma del presente Contrato, con relación a su responsabilidad en la realización de las Obras, representada por el conjunto de trabajos, prestaciones, provisiones y servicios que deben ser ejecutados por la Transportista para realizar la ingeniería, ejecución y control de la Ampliación durante toda la duración de este Contrato.

Contrato: Es el presente Contrato entre la Secretaría de Energía y la Transportista, incluyendo sus Anexos.

Director de Obra: Persona designada por la Transportista encargada de representarla frente a la Secretaría y/o la Comisión y/o el Órgano de Inspección.

ENRE: Es el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, creado por la Ley Nº 24.065.

Equipos Mayores: Son los transformadores de potencia y de medida, reactores, interruptores, seccionadores, descargadores de sobretensión, bancos de capacitores, celdas y tableros, protecciones y equipos de control, y cualquier otro equipamiento necesario para la realización de las Obras y que haya sido licitado y adjudicado.

Fondo Fiduciario: Es el “Fondo Fiduciario Obras Resolución Secretaría de Energía Nº 01/2003”, creado por el artículo 8° de la Resolución SE Nº 106/2003, y administrado por CAMMESA conforme el Reglamento, cuyo objeto exclusivo será la financiación de las Ampliaciones u Obras.

Habilitación Comercial: Habilitación de la Obra para su operación comercial otorgada por la Comisión, a solicitud de la Transportista, una vez concluidos los ensayos y constatada la finalización de la Construcción y su operatividad.

Licitación: Es la Licitación Pública realizada por la Transportista conforme la Resolución SE Nº 106/2003 en su Artículo 5°, “ad referendum” de la Secretaría, bajo el seguimiento de la Comisión.

Los Procedimientos: Son los “Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” establecidos por la Resolución SE Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

OED: Organismo Encargado del Despacho a cargo de CAMMESA.

Oferta: Toda la documentación técnica y económica presentada por el Adjudicatario de Equipos Mayores en la Licitación, y sus anexos.

Operación y Mantenimiento: Incluye la operación y mantenimiento de la Ampliación a ser realizada por la propia Transportista según las condiciones técnicas de calidad de servicio y económicas a establecer por el ENRE conforme las disposiciones del Contrato de Concesión de la Transportista.

Órgano de Inspección: Es el órgano de inspección, entidad o funcionario definido, implementado y seleccionado por la Comisión para controlar el cumplimiento del Contrato hasta su completa ejecución por parte de la Transportista y sus Subcontratistas, para las etapas de Proyecto, Provisión, Construcción, Ensayos y Habilitación Comercial de la Obra y que actuará en su nombre a todos los fines del Contrato como su representante, conforme el art. 15 de la Resolución SE Nº 106/2003.

Parte o Partes: La Secretaría y la Transportista, mencionados en conjunto o individualmente.

Pliego: Es el Pliego de Bases y Condiciones Generales y Particulares de la Licitación correspondiente a los Equipos Mayores, más sus anexos y circulares, aclaratorias y modificatorias, que como Anexo V se adjunta al presente Contrato.

Proyecto de Detalle: Es el conjunto de planos, especificaciones técnicas, memorias de cálculo y todo otro documento elaborado por la Transportista para la construcción de la totalidad de las obras y para poder verificar la calidad y aptitud técnica de las mismas. Toda referencia a “Ingeniería Básica” corresponde a la

primera etapa del Proyecto de Detalle, etapa en la cual el Contratista ratifica o complementa la definición de las características principales e hipótesis de cálculo aplicables a la Obra.

Reglamento: Es el Reglamento para la Financiación de Obras Resolución SE Nº 1/2003 aprobado por la Secretaría de Energía mediante Resolución SE Nº __/2003.

Representante Técnico: Persona designada por el Adjudicatario de Equipos Mayores, encargado de representar al Adjudicatario frente a la Comisión y a la Transportista.

Secretaría: es la actual Secretaría de Energía, sus antecesoras y eventuales sucesoras.

Subcontratistas: Aquellas empresas que hubieran contratado con la Transportista provisión de equipamientos, obras o servicios relativos a las Ampliaciones distintos de los Equipos Mayores.

Usuarios: Son los usuarios del Sistema Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, los generadores, distribuidores y grandes usuarios reconocidos como agentes del MEM.

Las presentes definiciones se entenderán igualmente válidas para sus correspondientes plurales o singulares según corresponda.

ARTÍCULO SEGUNDO. OBJETO.

El presente Contrato tiene por objeto establecer las responsabilidades y obligaciones de la Transportista en la ejecución del proyecto de ingeniería básica y de detalle, la adquisición de equipamientos y materiales, la especificación técnica y la Compra de los Equipos Mayores, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, de las Ampliaciones a ser impulsadas conforme el procedimiento de identificación y gestión habilitado por la Resolución Nº 1/2003.

ARTÍCULO TERCERO. ORDEN DE PRELACIÓN.

Forman parte del CONTRATO y regirán su interpretación y alcance, a falta de disposición expresa, los siguientes documentos en el orden de prelación que se indica:

3.1. Las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 y sus Decretos Reglamentarios.

3.2. El Contrato de Concesión de la Transportista, conforme los Decretos Nº 2743/1993 y Nº 1483/1993.

3.3. Las Resoluciones SE Nº 1/2003, 86/2003 y 106/2003, con las modificaciones de la Resolución SE Nº 130/2003, y El Reglamento.

3.4. Las Normas y Especificaciones Técnicas vigentes de la Transportista.

ARTÍCULO CUARTO. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LA TRANSPORTISTA.

4.1. Obligaciones de la Transportista.

Son obligaciones de la Transportista:

a. Llevar a cabo el proyecto de ingeniería básica y detalle, la especificación técnica y la adquisición de materiales y equipamientos, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes (inclusive los equipos menores asociados), y todos aquellos actos que fueren necesarios para proceder a la Habilitación Comercial de las Ampliaciones (Obras de Seguridad de Abastecimiento y Obras de Adecuación) que hayan contado con la aprobación de la Comisión, dentro de las detalladas en el Anexo de la Resolución SE Nº 106/2003.

b. Realizar la Especificación técnica y la Compra de los Equipos Mayores con el alcance definido en el Artículo 6° del presente Contrato.

c. Dar cumplimiento a los plazos de ejecución de las Obras que se indican en el Anexo II que es parte integrante del presente Contrato, los cuales entrarán en vigencia una vez celebrado el Contrato de Fideicomiso mencionado en el artículo 10 inciso 2 del presente. La Transportista pondrá a consideración de la Comisión eventuales modificaciones a los plazos, quedando a juicio de esta última su aprobación o rechazo fundado en base a la pertinencia de las razones de tales modificaciones. En caso de incumplimiento de alguno de los plazos previstos en el cronograma por causas imputables a la Transportista, la misma será pasible de las penalidades establecidas en el Artículo 15 inciso 2 de este Contrato.

d. Efectuar la Dirección de Obra cumpliendo con lo establecido en los planos y especificaciones generales y técnicas aprobadas por la Comisión, tanto en lo referente a la calidad de la mano de obra como a las técnicas de Construcción.

e. Presentar, dentro de los treinta (30) días corridos a computar desde la firma del Contrato de Fideicomiso, para su aprobación por la Comisión un cronograma de trabajo detalla-do, al que deberá ajustarse en la ejecución de las Obras. Dicho Cronograma incluirá los montos previstos certificar en cada fecha clave, detallando los correspondientes a cada uno de los Equipos Mayores y, por separado, los trabajos y provisiones directamente a cargo de la Transportista.

f. Presentar, dentro de los diez (10) primeros días de cada mes, un Informe Mensual de Avance detallado, cuyo formato, contenido y metodología de elaboración se definirá de mutuo acuerdo por las Partes dentro de los quince (15) primeros días de la fecha de la firma del Contrato de Fideicomiso, y que podrá incluir a requerimiento de la Comisión la siguiente información para cada obra:

Actualización del camino crítico en el programa global.

Los programas CPM parciales. Para cada actividad se indicarán las fechas de comienzo más tempranas y más tardías y las fechas de terminación correspondientes. Se individualizarán las tareas críticas. Los programas parciales incluyen la planificación de cada una de las tareas que lo integran (descripción de la metodología a emplear, los recursos a emplear y la duración resultante) y los cronogramas por camino crítico.

Los cronogramas detallados de fabricación de los proveedores.

El avance real del proyecto en cada una de sus fases (ingeniería, fabricación, provisión de Equipos Mayores y otros equipos y materiales, obras civiles, montajes, ensayos en fábrica, ensayo en obra, etc.).

Análisis de los desvíos.

Medidas correctivas de los desvíos.

Standards reales versus presupuestos.

Manpower chart (curvas de número medio mensual de personas asignadas en función del mes de que se trate, agrupadas por las principales especialidades).

Detalle del personal en sede y en obra, durante el mes a que se refiere el informe y el mes siguiente.

Detalle de los equipos de montaje.

Situación de obradores o instalaciones provisorias.

Situación de órdenes de compra y subcontratos: ya emitidos y a emitir, fecha de emisión, fecha de terminación, cronograma de fabricación y ensayos, etc.

Informes de QA/QC.

Listado de novedades.

Programa de ensayo en obra detallado.

En el caso de que la corrección total del desvío resulte prácticamente imposible, se adjuntará un informe con el análisis de alternativas y sus correspondientes desvíos residuales. La Comisión se reservará el derecho de exigir el análisis de otras alternativas que considere que puedan resolver la situación de crisis planteada.

g. Elaborar y emitir toda la documentación necesaria para la ejecución de la Obra hasta el otorgamiento de la Habilitación Comercial y emitir los planos preliminares y definitivos “conforme a obra”.

h. Realizar todas las gestiones, costos, gastos, tributos, honorarios, inscripciones, notificaciones, publicaciones y trámites administrativos, judiciales o de cualquier otra naturaleza, como asimismo de todo otro permiso, sea cual fuere su naturaleza, necesario o conveniente para la realización de la Obra, en debido tiempo y forma, estará a cargo de la Transportista, siempre y cuando dichas gestiones, costos, gastos, tributos, honorarios, inscripciones, notificaciones, publicaciones y trámites administrativos, judiciales o de cualquier otra naturaleza, no fueran causados por algún incumplimiento, negligencia, culpa o dolo de la Secretaría, ENRE, CAMMESA o cualquier otro órgano del Estado bajo su dependencia.

i. Ejecutar con personal de la Transportista o de terceros, todos los trabajos, prestaciones, provisiones y servicios necesarios para la Construcción de la Obra.

j. Designar un Director de Obra a fin de que actúe en su nombre y representación con la autoridad suficiente a todos los efectos técnicos y administrativos de la Obra, y que tendrá a su cargo las relaciones con el Órgano de Inspección, siendo de aplicación lo previsto en el Artículo 5 inciso 4. del presente Contrato.

4.2. Derechos de la Transportista.

Son derechos de la Transportista:

a. Requerir de la Secretaría de Energía el cumplimiento de las obligaciones a su cargo.

b. Cobrar las remuneraciones establecidas en el presente Contrato.

ARTÍCULO QUINTO. RELACIONES CON EL ORGANO DE INSPECCION.

5.1. Es facultad de la Comisión o la organización que la Secretaría de Energía designe en el futuro, a través del Órgano de Inspección, verificar el cumplimiento del Cronograma, del Plan de Trabajo, y el ajuste de la calidad de ejecución de las Obras, de acuerdo a las exigencias del presente Contrato.

A tal efecto la Comisión, a través del Órgano de Inspección, tendrá acceso a todas las instalaciones de la Transportista y/o de los Adjudicatarios de los Equipos Mayores en las cuales se esté llevando a cabo la Obra, y asimismo, podrá solicitar y revisar la documentación técnica que estime necesaria para su cometido, siendo obligación de la Transportista y/o de los Subcontratistas y/o de los Adjudicatarios de los Equipos Mayores proporcionarle toda la información que a ese efecto se solicite.

5.2. Son facultades del Órgano de Inspección, con el alcance que la Comisión determine oportunamente, durante el período de Construcción de las Obras, entre otras, las siguientes:

Verificar la totalidad de las tareas de campo y afines que la Transportista deba realizar como trabajos previos a la construcción propiamente dicha.

Verificar el desarrollo de la ingeniería de detalle de todas las especialidades y frentes en que se divida la Obras, incluyendo la ingeniería y la etapa final de elaboración de documentación conforme a obra.

Verificar -en su carácter de mandante conforme Resolución Nº 1/2003- el proceso de Compra de los Equipos Mayores completo, desde un punto de vista técnico y programático, conforme el Artículo 6° del presente Contrato, y el proceso de adquisición de todos los otros equipos y materiales para la Obra, desde las especificaciones técnicas que se preparen hasta los ensayos de recepción en fábrica, controlando todas las etapas intermedias.

Inspeccionar la construcción, montajes, ensayos y puesta en servicio de las instalaciones en sus emplazamientos, verificando el cumplimiento del plan de trabajo y la calidad de ejecución de la obra.

Verificar, aprobar u observar los informes mensuales de avance de la Obra que debe entregar mensualmente la Transportista.

Efectuar las mediciones de avance de los trabajos y/o verificación de hitos de pago a los efectos de proceder a la certificación de los trabajos de la Transportista y/o de los Adjudicatarios de los Equipos Mayores.

Exigir al Transportista el inmediato reemplazo de cualquier integrante del personal de la Transportista y/o de sus Subcontratistas y/o de los Adjudicatarios de los Equipos Mayores, afectado a la obra, que a su solo juicio no se desempeñara adecuadamente.

La Comisión podrá delegar en quien juzgue conveniente las actividades de control enumeradas en este artículo a sólo título enunciativo y que por lo tanto no constituyen un listado limitante.

La Comisión podrá efectuar todas las observaciones que estime necesarias y pertinentes cuando a su criterio la Transportista y/o el Subcontratista no esté cumpliendo la filosofía de diseño, las especificaciones técnicas, y en general las reglas del arte aplicables en cada caso. La Transportista deberá atender las observaciones que reciba en el marco indicado, efectuando los ajustes y correcciones necesarios, salvo lo previsto en el Artículo 5° inciso 7 del presente Contrato.

Lo indicado precedentemente no relevará al Transportista de su responsabilidad exclusiva sobre todas y cada una de las facetas y partes de las Obras, garantizando las mismas hasta su Habilitación Comercial, salvo en lo relativo al cumplimiento de los Adjudicatarios de los Equipos Mayores de acuerdo a lo previsto en el Artículo 6° del presente Contrato.

En caso de incumplimientos, que la Comisión, o el Órgano de Inspección como su representante autorizado, consideren graves, a su solo juicio, cumplido que sea el procedimiento previsto en el Artículo 5° inciso 7 del

presente Contrato, los trabajos deberán ser paralizados sin que ello pueda dar lugar al Transportista a reclamos de cualquier índole y/o justificar atrasos en los plazos de la Obra.

5.3. Toda comunicación entre la Comisión, a través del Órgano de Inspección, y la Transportista relativa a la Obra se formalizará por escrito y deberá ser firmada por el Director de Obra y por el representante del Órgano de Inspección.

Las Partes acuerdan que representantes del Órgano de Inspección no podrá establecer modificaciones en la Obra, ni ejecución de trabajos adicionales a los previstos en las Resoluciones SE Nº 1/2003, 86/2003 y 106/2003, con las modificaciones de la Resolución SE Nº 130/2003, sin el consentimiento expreso de la Comisión. En caso que la Comisión establezca modificaciones en la Obra o la ejecución de trabajos adicionales, será de aplicación lo dispuesto en el Artículo 9° inciso 7 último párrafo del presente Contrato.

Cualquier sugerencia o intercambio de opiniones o ideas hecho en forma verbal, sólo podrá considerarse como opinión personal de quien la haya emitido y, en consecuencia, no podrá la Comisión, ni la Transportista, aducir como argumento o alegato para cualquier reclamación o como disculpa por el incumplimiento de cualquier obligación. Asimismo, cualquier informe escrito por funcionarios no autorizados de la Comisión, o de la Transportista, carecerá de validez como argumentación para las reclamaciones entre las partes.

Toda comunicación relativa a la Obra que la Transportista libre a la Comisión deberá formalizarse por escrito. Dentro de los 30 días corridos de la fecha de firma del Contrato de Fideicomiso, la Comisión y la Transportista acordarán los procedimientos administrativos para las comunicaciones recíprocas escritas y otras cuestiones afines.

5.4. La Transportista deberá dar cumplimiento a las instrucciones e indicaciones que imparta el Órgano de Inspección, salvo que el cumplimiento de las mismas ponga en serio riesgo sus instalaciones o la seguridad de su personal, o de las instalaciones o el personal de los Subcontratistas.

5.5. Durante la ejecución de la Obra, la Comisión podrá exigir a la Transportista la sustitución del Director de Obra si a su sólo juicio careciera de la experiencia o capacidad necesarias, si obstaculizara de cualquier modo y en forma sistemática las actividades del Órgano de Inspección en el desempeño de sus funciones, si no acatase las órdenes o instrucciones del mismo o, en general, si la Comisión considerase que sus actividades son contrarias o contraproducentes para la ejecución de la Obra de Contrato con la reglamentación o los documentos contractuales.

Si la Comisión exigiera la sustitución del Director de Obra, el reemplazo deberá efectuarse dentro de los veinte (20) días siguientes a la fecha en que por escrito lo hubiese requerido.

La Transportista deberá entregar en forma fehaciente a la Comisión el documento firmado por un Apoderado de la misma, por el cual se designa este director con facultades amplias y suficientes para representarlo sin limitación alguna durante la ejecución de la Obras.

Dicho poder se considerará válido mientras la Comisión no haya sido notificada en forma fehaciente de su revocatoria, hecha bajo las mismas formalidades con las que se otorgó el Poder, y con designación simultánea de un nuevo representante.

La falta de cumplimiento de este numeral podrá ser motivo suficiente para que la Comisión ordene la suspensión temporaria de los trabajos.

5.6. La Comisión, el Órgano de Inspección y la Transportista y/o el Adjudicatario de los Equipos Mayores podrán realizar reuniones periódicas tanto en la ciudad de Buenos Aires como en los emplazamientos de las Obras con el objeto de examinar en el terreno la marcha de las tareas y los eventuales puntos de desacuerdo que pudieran plantearse. La periodicidad de estas reuniones la determinará oportunamente la Comisión. En cualquier caso, se establece que las reuniones se harán como mínimo una vez por mes.

Sin perjuicio de lo expuesto precedentemente la Comisión o la Transportista podrán convocar a reuniones no programadas en aquellos supuestos en que uno o más hechos pudieran poner en peligro el cumplimiento de los cronogramas de obra, la calidad de las prestaciones y/o trabajos, o se trate de cualquier otro tema que por su importancia justifique la realización de esa reunión.

Cualquier documentación sobre la que la Comisión o el Órgano de Inspección como su representante autorizado entiendan que deban expedirse se considerarán revisadas automáticamente de vencer el plazo de quince (15) días corridos desde la fecha en que se le haya sido entregada por la Transportista, sin que la Comisión o el Órgano de Inspección se haya expedido en forma expresa.

En supuestos excepcionales que por su complejidad lo ameriten, la Comisión o el Órgano de Inspección podrá comunicar al Transportista la extensión del plazo para la calificación de la documentación. Tal extensión deberá ser razonable, compatible con los cronogramas de la Obra y comunicada al Transportista

dentro de los cinco (5) días de recibida la documentación. Esta extensión en ningún caso será superior a quince (15) días corridos.

5.7. Todas las órdenes de la Comisión o el Órgano de Inspección deberán ser acatadas y ejecutadas por la Transportista inmediatamente, o dentro del plazo establecido en la orden.

En caso que la Transportista considere que una orden de la Comisión o el Órgano de Inspección no encuadra en la Resolución SE Nº 1/2003 y sus complementarias, el Reglamento, el presente Contrato, o excede las facultades de la Comisión o el Órgano de Inspección, deberá manifestarlo por escrito a la Comisión en el acto de notificación de la orden, o dentro de los cinco (5) días siguientes, sin perjuicio de cumplir la orden en el tiempo y forma indicados por la Comisión. En tal caso, dentro de los diez (10) días posteriores a la fecha en que hubiere expresado su disconformidad, la Transportista deberá presentar a la Comisión un informe escrito en el que exprese claramente los argumentos en que base dicha disconformidad. Este informe será evaluado por la Comisión, dentro de los diez (10) días siguientes a su presentación, a fin de que la Comisión ratifique o rectifique la orden. En caso que la Transportista no esté conforme con lo resuelto por la Comisión, deberá acatarla, sin perjuicio de que pueda proseguir su reclamo de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 18° del presente Contrato.

ARTICULO SEXTO. COMPRA DE LOS EQUIPOS MAYORES.

6.1. La Transportista será responsable de llevar a cabo la Compra de los Equipos Mayores conforme la instrucción impartida por la Resolución SE Nº 106/2003, con las modificaciones de la Resolución SE Nº 130/2003, las instrucciones impartidas por la Comisión y de acuerdo al resultado obtenido en la Licitación llevada a cabo bajo el control de la misma.

6.2. Dichas Compras serán llevada a cabo por la Transportista conforme las Condiciones Generales y Particulares de Licitación supervisadas por la Comisión, siendo además aplicables aquellas normas previstas en la Resolución Nº 1/2003 y sus modificatorias y complementarias, y en el presente Contrato.

6.3. La Transportista tendrá las siguientes obligaciones con relación a los Equipos Mayores:

Desarrollar todos los documentos de ingeniería necesarios para una completa y exhaustiva especificación técnica general y de detalle del Equipo que asegure, de ser construido de acuerdo a los mismos, su total funcionalidad y adecuación con la ingeniería básica y el cometido de la Obra a la cual el Equipo será destinado, de forma tal de garantizar la Habilitación Comercial de la misma.

Realizar el seguimiento de la fabricación del Equipo Mayor en todas sus fases, verificando que en todo momento se cumplen las especificaciones, la calidad de materiales y mano de obra, los controles de calidad en la fabricación, y el avance del proceso de acuerdo al cronograma, y toda otra condición establecida en la Orden de Compra, indicando las medidas correctivas en caso de constatar desvíos respecto de las mismas.

Informar inmediatamente a la Comisión y/o el Órgano de Inspección, cualquier desvío respecto de la calidad y/o avance de fabricación, así como cualquier otro aspecto que pueda influir en el éxito de la provisión, que sea constatado.

Exigir y verificar la calidad de las Garantías solicitadas a los Adjudicatarios de Equipos Mayores en un todo de acuerdo a las exigencias establecidas por el Organismo Encargado del Despacho (OED), exigir al proveedor los cambios que sean solicitados por el OED, aceptarlas a la entera y expresa conformidad de este último, y cederlas irrevocablemente como patrimonio del Fideicomiso a constituirse de acuerdo al artículo 9° de la Resolución SE Nº 106/2003.

Asistir a los ensayos y realizar la recepción provisoria ante solicitud de los Adjudicatarios de Equipos Mayores, absteniéndose de realizar cualquier acción dilatoria no basada en incumplimientos de los mismos debidamente justificados

Obedecer las instrucciones que le imparta la Comisión a los efectos de dar estricto y fiel cumplimiento a las normas dispuestas para la contratación del Adjudicatario de Equipos Mayores, y del presente Contrato.

Cumplimentadas y verificadas satisfactoriamente todas las obligaciones que le competen, y sin perjuicio de la remuneración prevista en al Artículo 6° inciso 4, la Transportista no tendrá responsabilidad alguna frente a la Secretaría, la Comisión, o el OED, con relación a eventuales incumplimientos imputables al Adjudicatario de los Equipos Mayores.

La Secretaría de Energía, a través de la Comisión y/o el Órgano de Inspección, instruirá a la Transportista para que, en el marco de la Licitación llevada a cabo y la Orden de Compra emitida, obligue al Adjudicatario de los Equipos Mayores al cumplimiento de las obligaciones a su cargo establecidas en las Resoluciones SE Nº 1/2003, 106/2003 (modificada por la Resolución SE Nº 130/2003), en el presente Contrato y en la documentación licitatoria .

En caso que la mora en la ejecución de las Obras se produzca como consecuencia del incumplimiento del Pliego por parte del Adjudicatario de los Equipos Mayores, la Transportista no será pasible de aplicación de las penalidades previstas en el Artículo 15° del presente Contrato.

Asimismo, la Transportista renuncia expresamente a efectuar reclamos a la Comisión de reconocimiento de mayores costos, costos improductivos, lucro cesante, etc. como consecuencia de eventuales moras en la entrega de los Equipos Mayores que dilaten el cronograma de las Obras.

6.4. Como contraprestación del desarrollo de la compras de los Equipos Mayores, conforme las disposiciones de las Resoluciones SE Nº 1/2003, 106/2003 (modificada por la Resolución SE Nº 130/2003), en el presente Contrato y en el Pliego, la Transportista percibirá el SEIS POR CIENTO (6 %) del precio de todos los Equipos Mayores.

Dicho importe será pagado a la Transportista del siguiente modo: un CINCUENTA POR CIENTO (50%) será pagado al momento de la emisión de compra de la OC a favor del Adjudicatario de los Equipos Mayores y el restante CINCUENTA POR CIENTO (50%) una vez que la Transportista reciba el Equipo Mayor correspondiente en el emplazamiento de Obra.

Tales importes deberán ser fijados de igual modo que aquellos correspondientes a los Equipos Mayores que se adquieran, debiéndose actualizarse los pagos de la misma manera que la prevista para éstos.

6.5. Facturación e Impuestos. El Adjudicatario de los Equipos Mayores le facturará a la Transportista y esta le facturará, previa conformidad de la Comisión, al OED, o a quien el OED le indique en oportunidad del perfeccionamiento del Contrato de Fideicomiso previsto en el Artículo 10° del presente contrato, en un todo de acuerdo a los lineamientos previstos en las Resoluciones SE Nº 1/2003, 106/2003, con su modificatoria Nº 130/2003, y el Reglamento. Con relación a los impuestos, en todo lo que sea aplicable, se seguirá lo establecido en el Artículo 9°, inciso 1, del presente Contrato.

6.6. Penalidades. La aplicación de eventuales penalidades a los Adjudicatarios de Equipos Mayores redundará en un menor precio a pagar por parte del Fondo Fiduciario. En consecuencia, la Transportista deberá informar al OED las penalidades aplicadas al Adjudicatario de Equipos Mayores como consecuencia de incumplimientos imputables a este último, y acreditar en su facturación el monto de las mismas, a los efectos de deducirlo del pago correspondiente al Adjudicatario.

6.7. La Transportista deberá informar inmediatamente al OED, previa conformidad de la Comisión, en caso de que se verifiquen las condiciones, previstas en el Reglamento y/o en el Pliego y/o en el Contrato de Fideicomiso, que ameriten la rescisión del Contrato al Adjudicatario de Equipos Mayores, y la correspondiente ejecución de sus Garantías por los anticipos recibidos y el fiel cumplimiento de su Orden de Compra.

6.8. Mora: Siendo el OED el único responsable por el efectivo pago a los Adjudicatarios de los Equipos Mayores, la Transportista queda eximida de toda responsabilidad por una eventual mora en los pagos por parte del Fondo Fiduciario al Adjudicatario de Equipos Mayores, no imputable a incumplimientos del Adjudicatario o de la propia Transportista. La Transportista tendrá derecho a solicitar ante la Secretaría de Energía el resarcimiento integral por reclamos o acciones realizados contra la Transportista por los Adjudicatarios de los Equipos Mayores como consecuencia de dicha mora en los pagos.

ARTICULO SÉPTIMO. SUBCONTRATISTAS.

7.1. La Transportista, a los efectos de la ejecución del presente Contrato, podrá utilizar a Subcontratistas para la provisión de equipamientos, obras o servicios relativos a las Ampliaciones, siendo plenamente responsable frente a la Comisión por el desempeño de los mismos en la ejecución del presente Contrato.

7.2. La utilización por parte de la Transportista de Subcontratistas en los trabajos sustantivos y los antecedentes de éstos deberá ser comunicada a la Comisión para su consideración. La utilización de los Subcontratistas deberá contar con la aprobación de la Comisión dentro de los diez (10) días corridos de recibida la comunicación por parte de la Transportista. Transcurrido el plazo indicado sin que la Comisión se hubiere expedido en forma fehaciente se entenderá que el Subcontratista ha quedado aprobado. En caso de rechazo, la Comisión fundamentará las razones de tal decisión.

ARTÍCULO OCTAVO. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

8.1. Límites de la Operación y el Mantenimiento: Una vez producida la Habilitación Comercial de las Obras, la Transportista tendrá a su cargo la operación de las instalaciones que conforman la Ampliación. La Transportista tendrá a su cargo el mantenimiento programado y forzado de las instalaciones que conforman la Ampliación.

8.2. Condiciones de la Operación y el Mantenimiento: La Operación será efectuada de acuerdo a las normas y procedimientos vigentes para la Transportista correspondientes al resto de las instalaciones de su propiedad y que conforman el SADI. La Transportista coordinará los programas de mantenimiento programado de las instalaciones que conforman la Ampliación. El plan de mantenimiento a aplicar en los equipos de la Ampliación será el mismo que la Transportista utilice para el resto del equipamiento de su propiedad.

8.3. Condiciones técnicas y económicas de la Operación y Mantenimiento. La remuneración a percibir por la Transportista por la Operación y Mantenimiento de las Ampliaciones, así como el Régimen de Calidad de Servicio y sanciones aplicables a la Operación y Mantenimiento de las mismas, será oportunamente fijada por el ENRE.

ARTÍCULO NOVENO. PRECIO. FORMA DE PAGO.

9.1. El precio total por las Obras es el que se indica en el Anexo I adjunto al presente Contrato y será pagado con fondos provenientes del Fondo Fiduciario. Dicho precio no incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA). La moneda de pago es el peso, y los precios se expresan en la moneda indicada en cada Obra en particular, individualizada en el mismo Anexo I.

Las Partes entienden que los servicios objeto de la presente prestados por la Transportista, incluida la facturación por la Compra de los Equipos Mayores, no se encuentran gravados por Ingresos Brutos. Sin perjuicio de ello, para el caso en que la Transportista se viere obligada, por resolución administrativa o sentencia judicial, a abonar tal gravamen en razón de los servicios ejecutados por la propia Transportista, el Fondo Fiduciario deberá rembolsar a la Transportista toda suma que ésta se viera obligada a pagar. La Transportista estará, sin embargo, obligada a interponer los recursos administrativos o judiciales, hasta agotar todas las instancias, tendientes a revertir el pago exigido en concepto de Ingresos Brutos. En caso que el Fondo Fiduciario no tenga recursos suficientes para hacer frente a este gravamen, o en caso que ya hubieren sido completados los pagos para la totalidad de las Obras, la Secretaría de Energía deberá mantener indemne a la Transportista respecto de los importes que la misma deba afrontar por esta causa.

En el precio antes mencionado, y con las salvedades del IVA y de los impuestos por Ingresos Brutos, las Partes entienden que en el precio se consideran comprendidos todos los tributos, impuestos, tasas, contribuciones, derechos y gravámenes y servicios nacionales, provinciales o municipales que resultan de aplicación y vigentes a la fecha de la firma del presente Contrato.

Sin perjuicio de ello, si con posterioridad a la firma del Contrato se produjera un incremento o disminución de la carga fiscal de la Transportista, originada como consecuencia de la sanción o modificación de impuestos, tasas o gravámenes nacionales, provinciales y/o municipales relativos a las Obras objeto del presente Contrato, la Transportista podrá solicitar su reconocimiento y la Comisión evaluará su traslado en el precio de acuerdo a la naturaleza del gravamen y a su incidencia en el mismo. De análoga manera, en caso de disminución de la carga fiscal, la Comisión podrá evaluar la reducción del precio, de acuerdo a su incidencia.

9.2. El precio total por las Obras, y consecuentemente los pagos que corresponda realizar con recursos del Fondo Fiduciario, serán actualizados de acuerdo al criterio descrito en el Anexo IV del presente Contrato, y de acuerdo a la estructura de costos de cada Obra en particular.

9.3. El Fondo Fiduciario será administrado por CAMMESA y se encuentra compuesto por los montos previstos a asignar a cada una de las Obras conforme el Anexo I al presente Contrato, y actuará como medio vinculante entre la Cuenta y Subcuentas de Excedentes y los Transportistas y/o los Subcontratistas y/o los Adjudicatarios de Equipos Mayores.

9.4. Certificación: Para cada una de las obras y para cada uno de los ítem, la certificación y consecuente facturación se realizará sobre la base del cumplimiento de hitos, para los cuales se emitirá una factura de acuerdo a los montos de los ítem incluidos en el Anexo I del presente Contrato. Dichos hitos y los importes a pagar se determinarán de acuerdo a los siguientes criterios generales:

Obras Civiles: Al inicio de la ejecución de las obras civiles, según cronograma acordado, se abonará el 20 % del total del rubro. El 80% restante será abonado en la medida que se verifique la finalización de los trabajos del ítem correspondiente.

Montaje Electromecánico: Al inicio de la ejecución de la tareas de Fabricación y Entrega de Materiales Menores, según cronograma, se abonará el 20 % del total del rubro. El 80% restante será abonado en la medida que se verifique la finalización de los trabajos del ítem correspondiente

Puesta en servicio: 100 % a la verificación de la Habilitación Comercial.

Seguros: contra presentación de las pólizas correspondientes, se abonará el 100 % del total.

Ingeniería: se abonará en tantas cuotas iguales y consecutivas como meses se indique en el respectivo cronograma.

De los precios de los ítem certificados, correspondientes a los cinco rubros anteriormente citados, los cuales suman el cien por ciento (100 %) del presupuesto total de los servicios a suministrar por la Transportista, se deducirá de cada pago el VEINTE POR CIENTO (20 %), que se retendrá hasta la Habilitación Comercial de la Obra. Esta deducción será facturada y abonada transcurridos treinta días una vez verificada ésta.

El Órgano de Inspección efectuará dentro de los diez (10) primeros días de cada mes, la verificación de los ítem terminados en el mes anterior, debiendo intervenir el Director de Obra del Transportista. La Comisión entregará el acta de certificación dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la verificación antedicha. Si éste expresare disconformidad con el acta de certificación se labrará un acta haciendo constar el fundamento de la misma y que se tendrá presente en la reclamación para el momento en que se practique la próxima verificación. Sin perjuicio de ello, la Transportista podrá presentarse a la Comisión dentro de los cinco (5) días de labrada el acta haciendo los reclamos a que se crea con derecho y solicitando se revea la verificación impugnada. La Comisión deberá resolver dentro de los diez (10) días si hace o no lugar al reclamo o si decide postergar su consideración para la oportunidad en que se haga la próxima verificación de ítem terminados.

9.5. El OED, o a quien se asigne esta función en el Contrato de Fideicomiso a suscribir, abonará a la Transportista la factura correspondiente a la certificación de sus trabajos conforme al procedimiento establecido en el Artículo 9° inciso 4 del presente contrato, y/o al Adjudicatario de Equipos Mayores las sumas que el Transportista facture, con la Conformidad de la Comisión, dentro de los SIETE (7) días de la presentación de dichas facturas al OED.

Todos los pagos deberán ser efectuados conforme las disposiciones del Reglamento, conforme el cronograma de certificaciones a ser coordinado entre la Transportista y/o el Adjudicatario de Equipos Mayores, según corresponda, y la Comisión, en función del cronograma y a los plazos de ejecución de las Obras y/o de la Orden de Compra a favor del Adjudicatario de Equipos Mayores emitida por la Transportista, y bajo los criterios generales de certificación establecidos en el Artículo 9° inciso 5 del presente Contrato.

9.6. Teniendo en cuenta la modalidad de la Compra prevista en el Artículo 6° del presente Contrato, en el Reglamento, y las disposiciones del Pliego de la Licitación, el OED deberá pagar a la Transportista, en su carácter de agente de retención, las retenciones impositivas correspondientes a los Adjudicatarios de los Equipos Mayores.

9.7. Conocimiento de Obra y Adicionales: La Transportista declara conocer plenamente el alcance de las Obras, y renuncia expresamente a todo reclamo por desconocimiento del terreno, de las condiciones climáticas, de los ecosistemas involucrados, del proyecto, del tipo de servicio a prestar y de toda otra condición física, jurídica y/o de cualquier otra naturaleza que pudiese incidir en la ejecución de las Obras o el cumplimiento de las obligaciones asumidas.

Asimismo la Transportista asume como obligación propia la plena ejecución de la Obra conforme las pautas técnicas establecidas en el Anexo I, quedando entendido que aunque en dichas pautas se hubiesen omitido detalles necesarios para la Habilitación Comercial de la Obra y la posterior prestación del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica, la Transportista procederá a construir todas las instalaciones que las reglas de la técnica exijan para la prestación de los servicios de operación y mantenimiento de acuerdo con las exigencias de calidad del servicio definidas o a definir y en las reglamentaciones vigentes.

La Transportista solo podrá solicitar eventuales adicionales motivados exclusivamente en aspectos de ingeniería previstos pero no definidos al momento de la cotización, y que solo pueden ser especificados a partir de estudios de armónicas ejecutados a posteriori. La Comisión se reserva el derecho de aprobar o no, a su exclusivo juicio, la solicitud de adicionales entendiendo que no se deben a omisiones voluntarias o involuntarias al momento de la cotización.

Asimismo la Comisión podrá solicitar a la Transportista trabajos adicionales o modificaciones a la Obra, para los cuales las partes determinarán previamente la remuneración a percibir por la Transportista a los efectos.

ARTÍCULO DECIMO. GARANTÍAS.

10.1. La Transportista será responsable frente a la Secretaría y/o la Comisión y/o frente a cualquier otro organismo del Estado a la que la Secretaría le delegue funciones, y frente al OED, por la Habilitación Comercial de las Obras, con las excepciones relativas a la Compra de los Equipos Mayores, en los términos establecidos en el Artículo 6° del presente Contrato y en el Reglamento.

10.2. A tal efecto la Transportista suscribirá el Contrato de Fideicomiso de Garantía, en los términos y condiciones previstos en la Ley Nº 24.441, cuyo beneficiario será el OED en su calidad de Administrador del Fondo Fiduciario. Todos los costos derivados de la instrumentación del Contrato de Fideicomiso, incluyendo pero no limitándose a la comisión del Banco y los impuestos a integrar, serán reintegrados a la Transportista por parte del Fondo Fiduciario.

En Garantía del fiel cumplimiento de sus obligaciones conforme el presente Contrato, y del reintegro de los fondos pagados por el Fondo Fiduciario ante una declaración motivada en un incumplimiento de la Transportista, hasta un monto máximo total equivalente a _____, actualizado de la misma manera que el precio por los servicios de la Transportista correspondientes a la de la Obra de mayor valor incluida en el Anexo I, la Transportista cederá fiduciariamente el cincuenta por ciento (50 %) del monto de la liquidación mensual de la totalidad de los créditos actuales y futuros que le corresponde por su actividad regulada en el Mercado Mayorista Eléctrico (MEM).

10.3. La Transportista se compromete a incorporar al Fideicomiso previsto en el Contrato de Fideicomiso: (i) las garantías otorgadas por los Adjudicatarios de los Equipos Mayores, conforme los requerimientos del OED, en garantía de la obligación de los mismos de devolver los recursos del Fondo Fiduciario que le fueran entregados ante un incumplimiento de las obligaciones a su cargo, en todos los casos en los términos de la Resolución SE Nº 1/2003, y las Resoluciones SE Nº 106/2003 y 130/2003, y el Pliego de la Licitación; (ii) los activos físicos consistentes en los Equipos Mayores adquiridos para las Obras con recursos del Fondo Fiduciario una vez otorgada la recepción provisoria en el emplazamiento, y (iii) las garantías o los seguros de reemplazo establecidas en el Artículo 10° de la Resolución SE Nº 106/2003, con las modificaciones de la Resolución SE Nº 130/2003.

10.4. La Transportista será responsable por los Equipos Mayores una vez verificada la Recepción Provisoria en el emplazamiento, por el montaje de dichos Equipos Mayores (a cargo de la propia Transportista), y por el hecho de que los mismos sean aptos para el objeto para el cual fueren adquiridos e instalados, teniendo en cuenta que es la misma Transportista quien está obligada a la Compra de los Equipos Mayores y el diseño de las Ampliaciones respectivas.

10.5. Las garantías aludidas en los párrafos precedentes podrán ser ejecutadas o denunciadas, según corresponda, toda vez que se constatare por parte de la Comisión y/o el Órgano de Inspección el incumplimiento de las obligaciones asumidas por la Transportista y/o por los Adjudicatarios de los Equipos Mayores, según corresponda, conforme las disposiciones de las Resoluciones SE Nº 1/2003, Nº 106/2003, Nº 130/2003, del Reglamento y del presente Contrato.

10.6. La liberación de las garantías constituidas por la Transportista y/o el Adjudicatario de los Equipos Mayores sólo podrá realizarse en exacta proporción al cumplimiento de las obligaciones asumidas por cada uno de ellos, o una vez reintegradas al Fondo Fiduciario, en caso de incumplimientos por parte la Transportista y/o por el Adjudicatario de los Equipos Mayores, las sumas recibidas de dicho fondo conforme lo previsto en el presente Contrato y en el Reglamento.

ARTICULO UNDECIMO. DAÑOS Y PERJUICIOS.

La Transportista será la única responsable de cualquier daño o perjuicio directo causado a terceros y/o al Órgano de Inspección y/o a sus empleados, sea en su persona, bienes o derechos, con motivo o en ocasión de la ejecución del Contrato. A mero título enunciativo, esta responsabilidad incluye los daños causados como consecuencia de la Obra, sus instalaciones, maquinarias, equipos, herramientas, y demás elementos, incluyendo transporte, por actos de la Transportista, sus empleados, los subcontratistas y los empleados de éstos, o por cualquier otra persona o cosa de la que se sirva o tenga a su cuidado, sea durante la construcción, la operación o el mantenimiento objeto del Contrato.

La Transportista deberá mantener indemne e indemnizar a la Secretaría o cualquier otro organismo del Estado interviniente al que ésta le delegue funciones, y al OED por los daños y perjuicios sufridos por éstos en razón de algún incumplimiento de la Transportista a sus obligaciones bajo este Contrato.

ARTICULO DECIMO SEGUNDO. CLAUSULA AMBIENTAL

Las obligaciones señaladas precedentemente alcanzan, en la ejecución de las obras, la obligación de la Transportista y/o sus Subcontratistas de adoptar todas las medidas y la utilización de todos los medios necesarios o convenientes para el debido cuidado y preservación del medio ambiente, de acuerdo a los lineamientos y normas establecidos por la Secretaría, el ENRE y/o toda otra autoridad competente en la materia.

Sin perjuicio de la obligación prevista en el párrafo anterior, en atención a la modalidad adoptada por la Resolución SE Nº 1/2003 y demás normas complementarias para la ejecución de las Ampliaciones, y vistas las disposiciones del Pliego, la Secretaría entiende por cumplimentados los requisitos previstos en el Anexo 16 de Los Procedimientos en materia ambiental.

ARTICULO DECIMO TERCERO. CUMPLIMIENTO DEL ORDENAMIENTO JURÍDICO.

Es obligación de la Transportista la adopción de todas las medidas y la utilización de todos los medios necesarios para el debido cumplimiento, durante la vigencia del Contrato, del ordenamiento jurídico nacional, provincial y/o municipal, vigente actualmente y aquel que rija en el futuro. Esta obligación incluye la realización de todas las gestiones, trámites, pedidos de habilitación y/o autorización ante los entes u órganos que correspondan para posibilitar o facilitar la ejecución del Contrato y la de afrontar a su exclusivo cargo los costos, aranceles, impuestos, derechos o sumas debidas por cualquier concepto a fin de cumplir fielmente el ordenamiento jurídico.

La Transportista será responsable asimismo por el fiel cumplimiento del ordenamiento jurídico por parte de sus empleados, subcontratistas, empleados de los subcontratistas y demás personas de las que se valga para la ejecución del Contrato.

ARTÍCULO DECIMO CUARTO. SEGUROS.

14.1. Responsabilidades por Accidentes de Trabajo: Las Partes serán responsables y se harán cargo del seguro de accidente de trabajo para su personal, y en el caso de la Transportista también del de sus empresas contratistas, conforme lo establece la Ley 24.028 incluyendo la acción prevista en el artículo 16 de dicha Ley y tomará a su cargo las coberturas de asistencia médica y jornales, en caso que no sean cubiertas por dicha póliza.

Las Partes se comprometen a mantener la vigencia de las pólizas durante la vigencia del Contrato y a mantener indemne a la otra parte por los citados riesgos.

Los seguros laborales serán tomados en compañías de primera línea.

El personal de las Subcontratistas y del Adjudicatario de Equipos Mayores deberá contar con seguros por accidentes de trabajo en una ART conforme lo establece la Ley 24.557, los cuales estarán a cargo de dichas empresas.

14.2. Seguros sobre Equipos y Bienes: La Transportista asegurará los equipos e instalaciones que conforman la Ampliación con pólizas contratadas en Aseguradoras y bajo cláusulas a satisfacción de la Comisión y/o el OED, una vez que los mismos fueran recibidos por la Transportista de parte del Adjudicatario de Equipos Mayores.

Durante la Construcción de la Obra, la Transportista deberá contratar un seguro del tipo “Todo Riesgo de Obra”, cuyas cláusulas de cobertura serán acordadas con la Comisión.

ARTÍCULO DECIMO QUINTO. INCUMPLIMIENTOS. MULTAS.

15.1. En caso de incumplimiento de la Transportista a cualquiera de sus obligaciones, que se extendiera durante un plazo mayor a diez (10) días desde la fecha en que la Secretaría hubiera denunciado dicho incumplimiento a la Transportista, la Secretaría podrá optar por exigir dicho el cumplimiento de tales obligaciones o rescindir el Contrato, en ambos casos con la aplicación de las multas correspondientes.

15.2. Las multas o penalidades a ser aplicadas a la Transportista, únicamente por los atrasos imputables por su culpa en que hubiere incurrido en el cumplimiento de sus respectivas obligaciones, serán las establecidas en el Anexo III del presente Contrato.

15.3. Las moras en los pagos de facturas conforme lo previsto en el Artículo 9° inciso 5 del presente Contrato devengarán un interés equivalente a la tasa anual vencida del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para el descuento de documentos a Treinta (30) días de plazo. La mora en el pago de las facturas será automática sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna.

ARTICULO DECIMO SEXTO. RESCISION.

16.1. La Secretaría de Energía tendrá derecho a resolver el presente Contrato en los siguientes casos:

a. Cuando la Transportista, sin causas debidamente justificadas y debidamente comprobadas, ejecute las Obras con un ritmo de trabajo que implique la imposibilidad de concluir la totalidad de los trabajos a su cargo dentro del cronograma plazo establecido.
b. Por violación manifiesta por parte de la Transportista a una cualquiera de las obligaciones estipuladas en el presente Contrato.

c. Si la Transportista no cumpliera con las disposiciones legales y reglamentarias y vigentes o futuras a las que estuviera obligado directa o indirectamente.

d. En caso de que la Transportista solicite el concurso preventivo o que le sea decretada la quiebra a la Transportista, y a exclusivo juicio de la Secretaría de Energía, la Transportista no tuviera la capacidad operativa para la ejecución de las Obras.

e. En caso de cesión total o parcial del presente Contrato.

En los casos previstos en los puntos a), b), c) y d), previamente a resolver el Contrato, la Secretaría intimará a la Transportista para que, dentro de un plazo de quince (15) días cumpla la obligación pendiente, quedando el Contrato resuelto de pleno derecho si una vez transcurrido ese plazo la Transportista no ha comenzado a remediar la misma. En el caso previsto en el punto e), la Resolución se producirá automáticamente con la sola producción del hecho.

Declarada la rescisión por la Secretaría de Energía, ésta tendrá derecho a sustituir a la Transportista en su carácter de Contratista y tomar inmediata posesión de las Obras. La Comisión y el Director de Obra de la Transportista procederán a labrar un acta con el inventario de los ítem terminados en la Obra. En caso de no concurrir el Director de Obra de la Transportista convocado mediante comunicación fehaciente, la Comisión procederá a efectuar el acta de oficio. La Transportista no tendrá derecho a reclamar indemnización, lucro cesante, ordenes de compra pendientes, o pago alguno que no sea exclusivamente el correspondiente a los ítem terminados y no certificados, en caso de rescisión del Contrato, del cual se deducirán las multas correspondientes, sin perjuicio de la ejecución de las garantías previstas en el Artículo 10 inciso 2 y en el Reglamento .

16.2. La Transportista tendrá derecho a resolver el Contrato cuando la Secretaría incumpla con las obligaciones a su cargo, establecidas en el Artículo 4° inciso 2, del presente Contrato durante un plazo superior a noventa (90) días, sin perjuicio de los intereses previstos en el Artículo 15 inciso 3. del presente Contrato.

Previamente a resolver el Contrato, la Transportista intimará fehacientemente a la Secretaría para que, dentro de un plazo de quince (15) días cumpla la obligación pendiente quedando el Contrato resuelto de pleno derecho si una vez transcurrido ese plazo, la Secretaría de Energía no ha comenzado a remediar la misma.

Una vez comunicada la rescisión por la Transportista, éste intimará fehacientemente a la Secretaría de Energía a proceder a la recepción definitiva de los trabajos ejecutados dentro de los treinta (30) días corridos posteriores a la rescisión del Contrato, a cuyo efecto se procederá a la Rendición de Cuentas definitiva de los anticipos realizados por el Fondo, se determinará el estado de la construcción, se establecerá la nómina de materiales y equipos a entregar a la Transportista y el estado de los mismos, y se liquidarán a favor de ella los créditos pendientes por gastos realizados con motivo de la construcción y los gastos que requiera el desarme y retiro de los equipos, herramientas, útiles, instalaciones y demás enseres de su propiedad.

Con los pagos mencionados quedarán totalmente canceladas las cuentas entre las Partes, sin derecho a reclamo alguno.

ARTICULO DECIMO SÉPTIMO. CASO FORTUITO Y FUERZA MAYOR

Caso fortuito y fuerza mayor son los supuestos previstos en los Artículos 513 y 514 del Código Civil de la República Argentina. Las huelgas serán consideradas como eventos de Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, si se tratara de un paro general declarado a nivel nacional.

El Caso Fortuito o Fuerza Mayor suspenderá la vigencia del Contrato mientras exista esa situación. La parte que se vea afectada por Caso Fortuito o Fuerza Mayor notificará a la otra dentro de los tres (3) días de producida esa circunstancia, sobre el acaecimiento de la misma, su duración estimada, y proveerá pruebas suficientes sobre la existencia de ese evento. Concluido el Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la parte afectada notificará de inmediato dicha extinción a la otra parte, y a partir de esa conclusión se reanudarán de pleno derecho todos los derechos y obligaciones de los partes establecidos en el Contrato. La parte afectada deberá reiniciar de inmediato todos los aspectos relativos al cumplimiento de sus obligaciones, y, dentro de los quince (15) días de la conclusión del Caso Fortuito o Fuerza Mayor, presentará a la otra parte una

propuesta tendiente a mitigar o, si fuera posible, anular, los efectos del Caso Fortuito o Fuerza Mayor en la prestación a su cargo.

ARTÍCULO DÉCIMO OCTAVO. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS. JURISDICCIÓN.

Las Partes convienen que toda cuestión, disputa o divergencia que pudiere suscitarse durante la ejecución de este Contrato será sometida a la Jurisdicción de los Tribunales competentes con asiento en la ciudad de Buenos Aires, renunciando a cualquier otro fuero o Jurisdicción que pudiera corresponderles.

ARTÍCULO DECIMO NOVENO. DOMICILIOS.

Las Partes constituyen domicilios en los indicados en el encabezamiento, donde serán válidas todas las notificaciones judiciales o extrajudiciales que allí se cursen.

ARTÍCULO VIGESIMO. VIGENCIA.

Las obligaciones de las Partes derivadas del presente Contrato entrarán en vigencia a partir de la firma del Contrato de Fideicomiso.

En Buenos Aires, a los ____ días del mes de _____ de 2003, las Partes suscriben dos (2) ejemplares de un mismo tenor y a idéntico efecto.

SECRETARÍA DE ENERGÍA TRANSPORTISTA

Firma: Firma:

Aclaración: Aclaración:

Cargo: Cargo:

ANEXO II - PLAZO DE EJECUCIÓN DE OBRAS

La Transportista deberá ejecutar la totalidad de las prestaciones a su cargo (trabajos, ensayos, verificaciones, etc.) necesarias para que la Habilitación Comercial de las Obras se produzca dentro de los siguientes plazos, contados a partir de la fecha de vigencia del Contrato:

	Obra	**Plazos**
1	Transformador trifásico de 150 MVA de reserva para la Estación Transformadora Alicurá	
2	Transformador trifásico de 150 MVA de reserva para la Estación Transformadora Romang.	
3	Instalación de un segundo transformador en Henderson, de 300 MVA 500/220/13,2 KV.	
4	Instalación de 150 MVAR de Capacitores en R. Oeste	
5	Línea Rosario - Santo Tomé. Reemplazo de la bobina de Onda Portadora para elevar su límite de transmisión a los valores nominales de la línea o de estabilidad.	
6	Ampliación de Servicios Auxiliares en Cerrito de la Costa.	
7	Incorporación de 1 interruptor de 500 KV en Planicie Banderita.	
8	Modificación de conexión del Reactor de barra de	

	Resistencia.	
9	Instalación de un reactor de barras de 150 MVAR en la E.T. Olavaria.	
10	Instalación de 100 MVAR de Capacitores en Bahía Blanca.	

ANEXO III - SANCIONES

Corresponderá la aplicación de sanciones cuando la Transportista no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato y sus anexos correspondientes y de toda otra normativa vigente de aplicación a las actividades que desarrolle.

A. REGIMEN DE SANCIONES DURANTE LA ETAPA DE EJECUCION DE LA OBRA

No podrá aplicarse más de una sanción de deméritos por un mismo incumplimiento, dentro del plazo que la Comisión fije para su resolución.

1. CUENTA DE DEMERITOS

A los efectos de poder medir el grado de incumplimiento de la Transportista, se establecerá una cuenta de deméritos por cada obra, en donde se asentará el puntaje que reflejará las faltas cometidas por la Transportista.

A partir del inicio del Contrato, la Comisión pondrá en vigencia dicha cuenta de deméritos y la aplicará a la etapa de la ejecución de la obras.

Los puntos se acumularán en esta etapa desde la vigencia del Contrato hasta la Habilitación Comercial de la Obras.

Si la sumatoria de deméritos en cada obra asignada a la Transportista llegase a alcanzar los 15000 (QUINCE MIL) puntos, este hecho será considerado como violación grave de los términos del Contrato y autorizará a la Comisión a su solo juicio, a la rescisión del mismo y a la ejecución de la Garantía correspondiente por el valor de dicha obra.

2. MULTAS

Como consecuencia de la acumulación de puntos en la cuenta de deméritos se aplicarán multas por las faltas o incumplimientos que dieron origen a esa acumulación.

Se establece que los montos de las multas se determinarán según la siguiente relación:

$$M = A * C / 15.000$$

donde:

M=Monto de la multa

A=Puntaje correspondiente a las faltas cometidas

C=Monto de la prestación de la Transportista asignada a la Obra correspondiente.

El monto máximo de las multas acumuladas en todas las obras no podrá superar el 10 % del monto del contrato correspondiente a cada obra por las prestaciones asignadas a la Transportista.

3. PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACION DE SANCIONES

Advertido el hecho sancionable, la Comisión a la mayor brevedad pondrá al Contratista en conocimiento del mismo y lo emplazará, de manera fehaciente, para que en el término de diez (10) días hábiles presente los antecedentes que estime corresponden en su descargo.

Una vez presentado el descargo u observación que la Transportista crea conveniente, la Comisión deberá expedirse definitivamente dentro de los quince (15) días hábiles subsiguientes a la presentación de esos descargos u observaciones. En caso de Resolución condenatoria, la Comisión aplicará la sanción, según Los Procedimientos descriptos.

Si la Transportista no respondiera en el plazo previsto para efectuar el descargo, la Comisión aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas quedarán firmes.

El cumplimiento tardío de las obligaciones impuestas al Contratista sin que hasta dicho momento se haya iniciado un Procedimiento para la aplicación de la multa respectiva , no implica renuncia de la Comisión a su

aplicación , importando el presente la reserva expresa de esta facultad de la Comisión, y en su caso de la percepción del monto que correspondiere aplicar en aquél concepto.

4. APLICACION DE LAS SANCIONES

Las multas se descontarán del último pago correspondiente a la Habilitación Comercial de la Obra.

La percepción de la multa por la Comisión será a cuenta del monto real de la indemnización que corresponda. La Comisión se reserva el derecho de reclamar a la Transportista los daños y perjuicios causados por su obrar que resulten consecuencia tanto de los incumplimientos tipificados en el presente , como también de aquellos respecto de los cuales no se prevé sanción alguna en este anexo.

Las sanciones a aplicar son:

4.1 POR INCUMPLIMIENTO DE LOS PLAZOS DE ENTREGA DE INFORMES

Si la Transportista no diera cumplimiento a los plazos establecidos para la entrega de informes con fecha expresa requeridos mediante Orden de Servicio, se hará pasible de un incremento en la cuenta de deméritos, de un (1) punto por cada día de mora, por cada documento.

4.2 POR INCUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS

En el caso de que la Transportista no diere cumplimiento a las "Fechas Clave" establecidas los cronogramas del Anexo I se hará pasible en la cuenta de deméritos de 3 (tres) puntos por cada día de mora y por tarea durante el período que dure el atraso.

Entre las fechas clave se incluyen

1) Colocación de Ordenes de Compra para Equipos Mayores: La fecha a indicar en cada caso es aquella que da comienzo fehacientemente al plazo de entrega de los materiales y equipos de cada Orden de Compra.

a) Capacitores

b) Reactores.

c) Transformadores

d) Interruptores.

e) Seccionadores.

f) Protecciones eléctricas.

g) Cables multifilares y fuerza.

h) Sistema de Comunicaciones.

i) Otros Equipos

2) Finalización de la provisión de equipos y materiales correspondientes al suministro de la Transportista.

3) Hormigonado de Fundaciones.

a) Inicio.

b) Terminación del 100%.

4) Finalización del Montaje de Pórticos de 500 kV.

5) Finalización del Montaje de Equipos de Playa.

6) Finalización del tendido y conexionado de cables de baja tensión.

7) Inicio y finalización de Ensayos Finales, previos a la Habilitación Comercial

8) Revisión final concluida.

9) Habilitación Comercial .

4.3 POR INCUMPLIMIENTO DEL PLAZO ESTABLECIDO PARA LA HABILITACION COMERCIAL

En el caso de que la Transportista no habilitara la Obra correspondiente en la fecha establecida en el Contrato, se incrementará la cuenta de deméritos en la forma siguiente:

VEINTE (20) PUNTOS por día, durante los primeros veinte (20) días.

TREINTA (30) PUNTOS por día, durante los siguientes quince (15) días.

SESENTA Y CINCO (65) PUNTOS por día, durante los siguientes diez (10) días.

DOSCIENTOS CINCUENTA (250) PUNTOS por día, por los días siguientes a partir de la finalización del período anterior.

4.4 POR MORA EN EL CUMPLIMIENTO DE LAS ORDENES DE SERVICIO

La dilación sin causa justificada por parte de la Transportista en el cumplimiento de las Ordenes de Servicio, se penalizará con un incremento en la cuenta de deméritos de veinte (20) puntos por cada día de mora y por cada Orden de Servicio incumplida.

Esta penalización es aplicable para el caso de Ordenes de Servicio que emitan tanto la Comisión o sus representantes autorizados.

La Comisión, o sus representantes autorizados, serán siempre quienes pongan en conocimiento de la Transportista el hecho punible y, quienes se expidan definitivamente sobre la aplicación de la pena.

4.5 POR AUSENCIA DE LOS REPRESENTANTES DE LA TRANSPORTISTA

La ausencia injustificada de los Representantes de la Transportista lo hará pasible de un incremento en la cuenta de deméritos de diez (10) puntos por cada día de ausencia.

Se incluye en este concepto la inasistencia a reuniones citadas por la Comisión, o sus representantes, o acordadas entre las partes .

4.6 POR NO ACUSAR RECIBO DE ORDENES DE SERVICIO

La mora injustificada en acusar recibo de las Ordenes de Servicio, hará pasible al Contratista de un demérito de diez (10) puntos por cada día de retraso y por cada Orden de Servicio no recepcionada.

4.7 POR INCUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE PRESERVACION AMBIENTAL

Advertido la Comisión sobre los incumplimientos de lo establecido en las normas de la Secretaría de Energía y la Legislación nacional y provincial vigente, estos serán notificados al Contratista y requerida su reparación mediante Ordenes de Servicio.

La dilación por parte de la Transportista en el cumplimiento de dichas Órdenes de Servicio específicas, se penalizará con un incremento en la cuenta de deméritos de veinte (20) puntos por cada día de mora y por cada Orden de Servicio incumplida.

4.8 POR NO DISPONER EN LOS LUGARES DE EMPLAZAMIENTO DE LA OBRA, DE UN JUEGO COMPLETO DE LA DOCUMENTACION TECNICA.

Si la Transportista no tuviera el archivo con la documentación técnica necesaria para la realización de los trabajos, en forma completa y ordenada, de modo que pueda ser consultada, dará lugar a un incremento de la cuenta de deméritos de un (1) punto por día y por lugar de emplazamiento que se incurra en falta.

A efectos de considerar si la documentación está completa, se tendrá en cuenta la documentación necesaria para las tareas que en ese momento se estén realizando en el emplazamiento o la correspondiente a aquellas que ya fueron realizadas.

4.9. POR MORA EN EL CUMPLIMIENTO DE LAS TAREAS PENDIENTES.

Dentro de los 90 (noventa) días de la Habilitación Comercial de la Obra, la Transportista deberá terminar, a satisfacción de la Comisión, las tareas pendientes menores que no impidan la citada Habilitación.

La no conclusión de tales trabajos se penalizará con la escala indicada en el numeral 4.3 del presente ANEXO, reducida al 10%,

4.10. CONDONACION DE MULTAS

En el caso que la Transportista habilite las instalaciones al uso comercial en el plazo contractual establecido al efecto y posteriormente complete las tareas pendientes menores, en los plazos establecidos y con la calidad exigida se le condonarán las multas que haya acumulado por los conceptos de los numerales 4.1, 4.2, 4.4, 4.5. y 4.6. Las multas que se hubieran originado por infracciones previstas en el numeral 4.7 respecto a las normas de preservación ambiental, no serán condonables. Tampoco serán condonables las multas que tengan su origen en el numeral 4.8.

ANEXO IV - CRITERIOS PARA LA ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS DE OBRAS

Para cada una de las obras indicadas en el Anexo I, se incluye en dicho Anexo una “Composición del Precio del Proyecto”, en el cual se indican los porcentajes correspondientes a cada uno de los siguientes factores:

PMC: Materiales Civiles, correspondientes a las Obras Civiles

PME: Materiales Electromecánicos, materiales y equipos menores adquiridos y abonados en forma directa por la Transportista.

PMO: Mano de obra. Incluye el de obras civiles, montaje electromecánico, ingeniería y supervisión.

PEQ: Uso de equipos, herramientas e instrumentos para el montaje electromecánico y para la puesta en servicio.

POT: Otros gastos. Comprende gastos de alojamiento y alimentación del personal y varios.

Los saldos no certificados correspondientes a cada uno de los ítems de cada una de las obras se abonarán de acuerdo a la siguiente expresión general:

$$Spi = 0.9 * SP0 * \left(PMC * ICCMi / ICCM0 + PME * IMEi / IME0 + IPMO * IMOi / IMO0 + PEQ * IEQi / IEQ0 + POT * IPCi / IPC0\right) + 0.1 * SP0$$

Donde:

SP: Es el saldo a certificar de cada ítem.

ICCM: Índice de Costo de la Construcción - Materiales (INDEC)

IME: Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Productos Importados - Productos Manufacturados - 31 Máquinas y aparatos Eléctricos (INDEC).

IMO: Índice Mano de Obra Asalariada (INDEC - Anexo Información para evaluar la representatividad de los indicadores publicados, en el marco del Decreto 1295/2002).

IEQ: Promedio aritmético simple de los Índices de precios de algunos servicios, excluido andamios (INDEC - Anexo Información para evaluar la representatividad de los indicadores publicados, en el marco del Decreto 1295/2002).

IPC: Índice de Precios al Consumidor al Consumidor - Nivel General (INDEC)

Donde el subíndice 0 corresponde a los precios e índices del mes de febrero de 2003 y el subíndice i identifica los precios e índices correspondientes a dos meses anteriores al de realización del acta de verificación en obra.

Los ajustes del precio de cada ítem serán aplicados únicamente cuando la variación supere el dos (2) por ciento.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 221/03

Publicación Boletín Oficial N° 30157 del 26/05/2003

BUENOS AIRES, 21 DE MAYO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0062225/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que el más eficaz y económico aprovechamiento de las estructuras y recursos de los órganos públicos con competencia en el Sector Eléctrico aconsejan concentrar en el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (en adelante, ENRE) las atribuciones y responsabilidades respecto a la determinación de la tarifa de la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (en adelante, PAFTT) incluyendo los aspectos de calidad de servicio y expansión en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065.

Que según los términos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998, modificada por medio de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 239 del 3 de julio de 2002, se adoptaron medidas con relación a la determinación de la tarifa aplicable para remunerar la PAFTT.

Que tal decisión, adoptada por esta SECRETARIA DE ENERGIA en ejercicio de atribuciones que le confieren las leyes antes citadas, obedeció básicamente a razones de oportunidad y conveniencia en las que se merituaron las características propias de la prestación en cuestión.

Que, en la actualidad, el ENRE cuenta con una organización que permite cubrir con la mayor economía de recursos la totalidad de las tareas que implica la regulación de la PAFTT.

Que en tal sentido resulta entonces conveniente y oportuno que el mencionado Ente asuma las atribuciones y responsabilidades en la determinación de la tarifa de la PAFTT incluyendo los aspectos de calidad de servicio y expansión en el marco de las leyes Nº 15.336 y Nº 24.065.

Que, a su vez, conforme los términos del Artículo 76 de la Ley Nº 24.065 y su reglamentación, siempre queda expedita contra las Resoluciones del ENRE la vía recursiva ante esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6° y 8° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Derógase la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998.

ARTICULO 2°- La tarifa de peaje para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE incluyendo los aspectos de calidad de servicio y expansión deberá ser determinada por el ENTE NACIONAL. REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 3°- Lo dispuesto en el artículo 2° de la presente resolución es sin perjuicio de lo establecido en los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, por lo que esta SECRETARIA DE ENERGIA continuará ejerciendo las facultades y atribuciones que surgen de la aplicación de los mismos.

ARTICULO 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 18/03

Publicación Boletín Oficial N° 30192 del 16/07/03

Citas Legales: Res. SE 334/2002; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Dec. 27/2003; Dec. 186/95

BUENOS AIRES, 11 DE JULIO DE 2003

VISTO el Expediente EXP-S01:0091475 /2003 del Registro del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 334 del 25 de julio de 2002 se incorporó al Anexo 34 - Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, el “Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS)”.

Que el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) es el conjunto de automatismos que actuando sobre las cargas de los Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Agentes Demandantes en general, incluyendo las demandas de exportación a través de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, o sobre los elementos de compensación de potencia reactiva del sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, ante una perturbación de gran magnitud asociada a eventos atípicos de baja probabilidad de ocurrencia, toma acciones para restablecer el control del sistema eléctrico y mantener la estabilidad, con el fin de minimizar la necesidad de actuación de los esquemas de Formación de Islas Eléctricas y disminuir el riesgo de colapso parcial o total en el SADI.

Que en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos para producir la operación automática de los reactores operables que se usan para compensar el reactivo de la red en Alta Tensión cuando la frecuencia descienda hasta un nivel de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms, o se mantenga en un nivel inferior a CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos y la tensión supere un desvío que el Concesionario deberá acordar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con el objeto de coordinar la actuación de estos elementos con las protecciones de los equipos y otros automatismos existentes en la red de transporte. La operación de reactores mediante estos automatismos tiene por finalidad la normalización de las tensiones de la red y el restablecer los márgenes de reserva adecuados en la potencia reactiva de los generadores y de los equipos de compensación de la red de transporte.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha informado a esta SECRETARIA DE ENERGIA que la implementación de los automatismos citados en el considerando anterior que actúan en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, exige un análisis profundo de las funciones especificadas, así como revisiones de proyecto y pruebas exhaustivas de los equipos para preservar la seguridad del sistema y de las instalaciones lo que justifica la ampliación del plazo considerado originalmente para la implementación de este esquema de seguridad.

Que la citada ampliación del plazo de puesta en servicio y operación del instrumental dedicado a este esquema ubicado en instalaciones de los Transportistas no quitará funcionalidad a los que se instalen en otros Agentes y por lo tanto no será un factor de retraso que afecta no sólo la propia funcionalidad del equipo sino también la puesta en marcha del esquema en su conjunto.

Que estudios posteriores realizados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) demostraron la no necesidad de la instalación del automatismo en el reactor de barra de la ET RINCON.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de las facultades otorgadas por la Ley Nº 24.065, el Decreto Nº 186 de fecha 27 de julio de 1995 y la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, entonces dependiente del ex-

MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, que aprueba los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, sus normas modificatorias y complementarias.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustitúyese el texto del Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 334 del 25 de julio de 2002 por el texto que se incluye a continuación:

“ARTICULO 8º.- Establécese que las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) en las instalaciones de los Agentes Demandantes con una potencia requerida igual o superior a NUEVE (9) MW, o las que deban ser realizadas en instalaciones de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, deberán estar en condiciones de ser habilitadas dentro de un plazo máximo de CIENTO CINCUENTA (150) días corridos contados a partir de la fecha en que el Agente sea notificado fehacientemente del requerimiento respectivo por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), incluyéndose en dicho plazo, el lapso que se destine a la evaluación y aprobación de la propuesta técnica por parte de esta última. Los tiempos insumidos para la aprobación de los presupuestos que se remitan a la SECRETARIA DE ENERGIA no modificarán el citado plazo de CIENTO CINCUENTA (150) días.

Las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) en las instalaciones de Transportistas de Energía en Alta Tensión, deberán estar en condiciones de ser habilitadas dentro de un plazo máximo de DOSCIENTOS CINCUENTA (250) días corridos contados a partir de la fecha en que el Agente sea notificado fehacientemente del requerimiento respectivo por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), incluyéndose en dicho plazo, el lapso que se destine a la evaluación y aprobación de la propuesta técnica por parte de esta última. Los tiempos insumidos para la aprobación de los presupuestos que se remitan a la SECRETARIA DE ENERGIA no modificarán el citado plazo de DOSCIENTOS CINCUENTA (250) días.

En todos los casos, una vez informada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la aprobación del diseño conceptual presentado por el Agente, o hayan transcurrido VEINTE (20) días corridos desde dicha presentación sin recibir observaciones, el Agente debe entender que está habilitado para ejecutar los trabajos de implementación del esquema requerido dentro de los plazos establecidos más arriba, independientemente del trámite de aprobación del presupuesto correspondiente.

De mediar observaciones a la presentación realizada por el Agente, éste deberá hacer una nueva presentación con las modificaciones y aclaraciones que correspondan. Para esta nueva presentación la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) dispondrá de OCHO (8) días corridos para aprobar las soluciones propuestas o emitir nuevas observaciones, cumplido ese plazo el Agente queda habilitado para ejecutar el proyecto.

Cuando sea procedente, según lo definido en el presente acto, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) elevará el presupuesto presentado a la SECRETARIA DE ENERGIA y ésta decidirá sobre su aprobación, sin perjuicio de su facultad de requerir ajustes o información complementaria en el plazo máximo de TREINTA (30)días corridos pudiendo, de considerarlo conveniente, solicitar la ejecución de una licitación para la contratación de la realización de la ampliación en cuestión.

En este último caso, el Agente deberá proceder al concurso respectivo, dando la publicidad necesaria al mismo e invitando a un mínimo de TRES (3) posibles oferentes, debiendo ser ello verificado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la que considerará como monto aprobado por la ejecución de la ampliación el que resulte como más conveniente de la compulsa señalada, o el que haya presupuestado originalmente el Agente de resultar éste inferior al anterior.

De no pronunciarse en el plazo máximo establecido, se entenderá que la SECRETARIA DE ENERGIA acepta la razonabilidad del presupuesto presentado, pudiendo no obstante, requerir mayor información o ajustes a la propuesta”.

Artículo 2º- Sustitúyese el texto del Artículo 13 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 334 del 25 de julio de 2002 por el texto que se incluye a continuación:

ARTICULO 13.- Establécese que a la fecha de entrada en vigencia del presente acto, la lista de los reactores sobre los que deberá actuar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) es la siguiente:

Estac. Transformadora	Reactores (MVAR)
Rosario Oeste	3X25 (terciario)
Santo Tomé	2 x 25 (terciario)
Resistencia	80 (barra)
Romang	80 (barra)
Almafuerte	4 x 25 (terciario)
Gran Mendoza	4 x 25 (terciario)
Recreo	2 x 25 (terciario)
Recreo	85 (barra)
Malvinas	25 (terciario)
Bracho	2 x 25 (terciario)

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 20/03

Publicación Boletín Oficial N° 30192 del 16/07/03

BUENOS AIRES, 11 DE JULIO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0062225/2003 del Registro del ex MINISTERIO DE ECONOMIA, y CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 se estableció la tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de Calidad de Servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

Que la citada Resolución también estableció que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) debía definir para cada una de las áreas técnicamente comparables del país y para cada uno de los niveles de tensión, valores indicativos máximos y mínimos de las condiciones técnicas y económicas tarifas incluyendo calidad y expansión de la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme a cumplir por un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta los principios y criterios de eficiencia de la Ley Nº 24.065 y su reglamentación.

Que hasta el momento no se ha publicado el acto del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) que dé cumplimiento a lo mencionado en el considerando precedente.

Que hasta que se produzca dicha publicación la SECRETARIA DE ENERGIA. a solicitud de cualquier parte interesada, fijará la tarifa de peaje aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de Calidad de Servicio y de Expansión, que cumpla un Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica según lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 y sus modificatorias.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 221 del 21 de mayo de 2003 derogó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 y estableció que la tarifa de peaje para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) incluyendo los aspectos de Calidad de Servicio y Expansión deberá ser determinada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que se considera conveniente y oportuno volver a lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 hasta tanto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) cumpla con lo establecido en el Artículo 5º de la misma.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 6º del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Derógase la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 221 del 21 de mayo de 2003.

Artículo 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 21/03

Publicación Boletín Oficial N° 30192 del 16/07/03

BUENOS AIRES, 11 DE JULIO DE 2003

VISTO el Expediente Nº 751-000367/2002 del Registro del ex MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 y como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), generada por la emergencia declarada por la Ley Nº 25.561, se suspendieron transitoriamente, hasta la readecuación del Mercado, algunas señales económicas estrictamente de largo plazo, establecidas para la adopción de decisiones de ubicación y/o inversión en el sistema eléctrico.

Que es conveniente revisar dichos criterios de suspensión transitoria de las citadas señales económicas, para atender la situación de aquellas demandas internas asociadas a regiones exportadoras de energía eléctrica.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 6º del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Modifícase el ARTICULO 14 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 por el texto que figura a continuación:

“ARTICULO 14.- Los Factores de Nodo (FN), calculados conforme lo establece el Anexo 3 de ‘Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)’ establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, serán de aplicación para la valorización de la energía entregada por parte de los Agentes Productores y/o Comercializadores en el Mercado ‘Spot’ del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y al Cálculo de la Remuneración Variable de la energía eléctrica transportada. En tanto que, como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) generada por la emergencia que motivara el dictado de la Ley Nº 25.561, transitoriamente hasta su readaptación, se establece que los Factores de Nodo (FN) a aplicar a los precios con que producen sus compras los Agentes demandantes en el Mercado ‘Spot’ del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

FN = mínimo (FN, 1,00) ”

Artículo 2º- Lo establecido en el presente acto tendrá vigencia a partir de la primera modificación de los precios estacionales que apruebe esta

SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 3º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

Artículo 4º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 82/03

Publicación Boletín Oficial N° 30208 del 07/08/03

BUENOS AIRES, 25 DE JULIO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0128768/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENRGIA Nº 21 del 11 de julio de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral Definitiva de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral Definitiva de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y la adecuación transitoria determinada por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Que atento la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda resulta necesario modular el impacto del marcado incremento estacional que técnicamente sería necesario implementar de inmediato, distribuyéndolo a futuro.

Que resulta conveniente realizar un seguimiento quincenal del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que la SECRETARIA DE ENERGIA oportunamente realizará, si fuera menester, las adecuaciones que juzgue necesaria implementar a los efectos de determinar criterios coyunturalmente diferentes a los actualmente normados, de priorización de los pagos de las distintas acreencias que debe afrontarse en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como así también en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) todo ello teniendo en cuenta el estado del Fondo de Estabilización.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y la Resolución Nº 53 del 15 de abril de 2002 del ex MINISTERIO DE ECONOMIA. Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aplícase lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.11.5 del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2°- Instrúyase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que quincenalmente remita a partir de la segunda quincena de agosto de 2003 y DOS (2) días hábiles antes del inicio de cada quincena a esta SECRETARIA DE ENERGIA, un Informe detallando el Estado y la Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 126/03

Publicación Boletín Oficial N° 30204 del 01/08/03

BUENOS AIRES, 31 DE JULIO DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0178122/2002 del Registro del ex MINISTERIO DE ECONOMIA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 y como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), generada por la emergencia declarada por la Ley Nº 25.561, que afecta significativamente las señales económicas destinadas a la optimización del Despacho de Generación forzada para mantener el Abastecimiento de los usuarios finales, se estableció un régimen excepcional transitorio, entre el 1° de agosto y el 31 de octubre de 2002.

Que, analizada la capacidad de pago de los Agentes involucrados se considera oportuno y conveniente establecer un régimen para enfrentar el problema.

Que es conveniente que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realice un estricto seguimiento de la generación forzada mencionada destinada exclusivamente a evitar limitaciones al normal abastecimiento de la demanda que obligarían a cortes de suministro a los usuarios finales.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 6° del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establécese transitoriamente, a partir del 1° de agosto de 2003 y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no disponga lo contrario, que los sobrecostos originados en la Generación forzada destinada exclusivamente a evitar limitaciones al normal abastecimiento de la demanda que obligarían cortes de suministro a los usuarios finales atendidos por Agentes que cumplen la función de Prestadores del Servicio público de Distribución de electricidad, debido a restricciones en los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal o en los de Distribución, serán debitados de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” establecida en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

Artículo 2°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar un estricto seguimiento de la generación forzada mencionada, para evitar posibles abusos en los requerimientos de la misma. En función de esto último, mensualmente, dicho organismo deberá informar a esta SECRETARIA DE ENERGIA la generación forzada despachada, discriminada por tipo y asignación de los sobrecostos correspondientes, indicando si existieron apartamientos significativos a los requerimientos históricos y/o desvíos a la configuración normal y habitual de los sistemas eléctricos involucrados. La SECRETARIA DE ENERGIA decidirá, en virtud de lo informado, si corresponde una reasignación de los cargos por generación forzada a los causantes de ésta.

Artículo 3°- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

Artículo 4°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 240/03

Publicación Boletín Oficial N° 30215 del 19/08/03

BUENOS AIRES, 14 DE AGOSTO DE 2003

VISTO, el Expediente Nº S01:0149319/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada en el Marco Regulatorio Eléctrico como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en reglamentos que aseguren su normal funcionamiento.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el cual monitorea la adaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) ha detectado una situación anormal en el Abastecimiento de Gas Natural a Centrales Eléctricas, el cual está provocando desadaptación del funcionamiento del Mercado y de los precios que del mismo resultan.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA conserva plenamente la facultad de establecer topes basándose en criterios objetivos tales como inconsistencias detectadas en el mercado del gas que afectan el normal desempeño del mercado eléctrico.

Que, conforme el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante acto de alcance general, introducir herramientas adicionales para el cálculo del Precio “Spot”.

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 6° del Decreto Nº 27 de fecha 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que, a partir del día siguiente a la fecha de la presente Resolución y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no defina que las razones que motivan la presente han fenecido derogando la presente, la fijación de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), se realizará conforme la siguiente metodología:

1.- CVP MAXIMO RECONOCIDO PARA LA SANCION DE PRECIOS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sancionará los Precios “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el Anexo 5 - CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO de “Los Procedimientos” utilizando para ello los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) para la utilización de GAS NATURAL declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados para cada Unidad Generadora conforme lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, debiendo excluir de la fijación de dichos precios a toda Central Hidroeléctrica y/o Importación “Spot” que se hubieren despachado, salvo que con su inclusión en el cálculo del Precio de Mercado el mismo resulte inferior.

Las diferencias (con signo positivo) entre el Valor Reconocido de los Costos Variables de Producción para cada máquina térmica y el Precio de Nodo de la máquina en operación, serán incluidas en la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” del Fondo de Estabilización.

Las Centrales Hidroeléctricas despachadas tendrán como remuneración de su energía entregada al Mercado “Spot” el Precio de Nodo respectivo, no correspondiendo acumular en la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho”, las diferencias existentes entre su Valor de Agua y el referido Precio de Nodo.

2.- OPERACION CON RESTRICCIONES A LA DEMANDA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo antes de aplicar restricciones en la demanda. En el caso de resultar necesario aplicar restricciones a la demanda, el precio “Spot” máximo será de CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (120 $/MWh).

Las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido y las diferencias entre el Precio de Nodo respectivo y el costo reconocido serán recaudadas a través de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho”.

Para el caso de las Centrales Hidroeléctricas despachadas se aplicará la remuneración establecida en el punto anterior.

Artículo 2°- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente Resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 406/03

Publicación Boletín Oficial N° 30230 del 09/09/03

BUENOS AIRES, 8 DE SEPTIEMBRE DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0143056/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que conforme lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 82 del 25 de julio de 2003, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha decidido la aplicación del apartado 2.11.5 (in fine) del Capítulo 2 - Precios Estacionales de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que de acuerdo a lo informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), el Fondo de Estabilización se encuentra en déficit, razón por la cual no se podrán cubrir las diferencias entre lo recaudado de acuerdo a los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes y los montos que efectivamente habrá que abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en consecuencia, en el marco de la actual emergencia económica y pública por la que atraviesa el país, se meritúa conveniente establecer un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), buscando privilegiar el pago de los costos aceptados, con el objeto de preservar el Abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 6° del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establécese, atento al agotamiento de los recursos disponibles en el Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las diferencias resultantes entre el Precio Estacional sancionado y los Precios del Mercado Horario “Spot” operados, transitoriamente, la metodología que se describe en la presente resolución, con el objeto de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término.

Artículo 2°- Autorízase, acorde a lo establecido en el antepenúltimo párrafo del punto “5.7 Sistema de Estabilización de Precios” del Capítulo “5. FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y sus modificatorias y complementarias, autorizar el uso de los recursos del Fondo Unificado disponibles en COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), no afectados por las Leyes Nº 24.954 y Nº 25.671 respectivamente, así como los que por el mismo concepto correspondería integrar como resultado de las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento a partir del mes de septiembre de 2003, para aplicar al pago de las Transacciones Económicas mensuales, mientras existan faltantes para hacer frente al pago de las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Tales recursos serán reintegrados oportunamente, por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), al Fondo Unificado cuando la situación de déficit del Fondo de Estabilización desaparezca.

Artículo 3°- Abónense las acreencias de los Agentes dentro del mes del vencimiento y ajustadas a la disponibilidad de los fondos cobrados con vencimiento en dicho mes, quedando pendiente de pago a favor de los agentes acreedores una deuda del Fondo de Estabilización, la que será saldada en oportunidad de que el mismo disponga de los recursos necesarios para tal fin conforme la metodología que, a tal efecto, dispondrá esta SECRETARIA DE ENERGIA emitiendo en su oportunidad los documentos comerciales correspondientes.

En la medida que los recursos disponibles para abonar totalmente las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) resulten insuficientes por razones ajenas a mora en el pago de los A N.| gentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), aún luego de aplicar lo previsto en el artículo precedente, serán consolidados, a fin de cada mes, los saldos impagos, devengando una tasa de interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en sus colocaciones financieras hasta la cancelación de los saldos impagos correspondientes.

A estos efectos se consolidan las deudas existentes por cobros y pagos correspondientes a la Transacción Económica del mes de junio de 2003, con vencimiento en el mes de agosto de 2003, no debiendo imputarse al mismo los pagos adelantados correspondientes a la Transacción Económica del mes de julio de 2003, con vencimiento en el mes de septiembre de 2003, quedando también dicha deuda consolidada para tal mes.

Artículo 4°- Establécese que, conforme lo establecido en los artículos precedentes, de no existir recursos suficientes, el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) será el siguiente:

a) Las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al Fondo Unificado conforme lo establecido en el artículo 1° de la presente resolución.

b) Los ingresos mensuales asignables a los Fondos y Cuentas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) Los saldos resultantes para completar el pago de las acreencias de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos d), e) y f) de este artículo.

d) Los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

e) Los montos correspondientes a:

I. La energía producida y entregada en el Mercado “Spot” horario valorizada a su costo operativo en función de los Costos Variables de Producción (CVP) declarados y aprobados para los productores con generación térmica más la totalidad de los Cargos de Transporte correspondientes.

II. La energía producida y entregada en el Mercado “Spot” horario por las Centrales Hidroeléctricas, valorizada al Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH) establecido en el punto “3.1 Central Hidroeléctrica vinculada al Mercado” del “Anexo 26. CALCULO DEL PRECIO LOCAL” de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS)” aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y sus modificatorias y complementarias, más la totalidad de los Cargos de Transporte correspondientes.

III. La remuneración correspondiente a los Transportistas de Energía Eléctrica.

IV. Los PAFTT no Distribuidores que tienen acreencias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por las operaciones de los Grandes Usuarios del Mercado.

f) Los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía Nº 01 de fecha 2 de Enero de 2003, con excepción de los créditos por el Mercado “Spot” Anticipado (MSA) correspondientes a los Generadores dependientes del Estado Nacional a los que se les aplicará lo establecido en inciso e) anterior.

La asignación de los recursos disponibles para hacer frente al pago del total o parte de cada uno de los montos involucrados en cada inciso precedente, se efectuará en proporción directa a la acreencia establecida en dichos incisos para los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 5°- La mera recepción de los pagos mencionados en el artículo precedente, implica el compromiso de los acreedores de abonar a sus proveedores de combustibles, insumos y mano de obra necesarios para

la operación y mantenimiento, con el objeto de mantener el abastecimiento con la calidad de desempeño habitual en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Aquellas empresas que no cubran sus costos mínimos de operación y mantenimiento, deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un Informe fundando sus reales costos, los cuales podrán ser auditados por dicho Organismo en caso de existir dudas o discrepancias. Una vez aceptados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los mismos deberán ser elevados a la SECRETARIA DE ENERGIA para su eventual aprobación.

Los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán informar de inmediato al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cualquier indisponibilidad de su equipamiento y los motivos que lo justifican, no pudiendo aducir para ello falta de recursos para cubrir sus costos de operación y mantenimiento.

Artículo 6°- Establécese que, en caso de detectar cualquier anormalidad operativa en el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá notificar en forma inmediata a la SECRETARIA DE ENERGIA de la situación observada.

Si de la situación detectada surgen problemas de disponibilidad o resultantes de una inadecuada operación de cualquier Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no justificados a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), éste deberá restringir los pagos al mismo, hasta tanto se corrobore que existen las condiciones mínimas que garanticen la adecuada operación de tal Agente.

Artículo 7°- Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), de resultar necesario por razones administrativas derivadas de la aplicación de la presente resolución, a postergar la emisión de los Documentos Comerciales correspondientes a las Transacciones Económicas alcanzadas por ésta, sin por ello quedar afectada la fecha de vencimiento de dichos documentos acorde con lo establecido en “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS)” aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y sus modificatorias y complementarias.

Artículo 8°- Establécese que la presente resolución, de carácter transitorio, será de aplicación a partir de la Transacción Económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento en el mes de septiembre de 2003, con el alcance particular indicado para la Transacción Económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento en el mes de agosto de 2003, y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no disponga lo contrario.

Artículo 9°- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

NOTA S.E. N° 234, 6 de Marzo 2008

Archivo.pdf

NOTA S.E. Nº 404, 7 de Mayo 2004

SECRETARÍA DE ENERGÍA

REF Resolución S.E.N°406/2003

BUENOS AIRES, 7 de Mayo 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted continuando con la anterior Nota S E. Nº 007, del 8 de enero de 2004, relacionada con el uso de las transferencias realizadas al FONDO DE ESTABILIZACION para saldar los créditos pendientes de pago por aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 406 del 8 de septiembre de 2003.

Al respecto se le informa que, conforme lo establecido en el Decreto N° 365 del 26 de marzo de 2004, los fondos transferidos al FONDO DE ESTABILIZACION en carácter de préstamo del FONDO UNIFICADO, deberán destinarse al cubrimiento de los créditos pendientes de pago de los agentes del MEM y MEMSP por sus acreencias en el Mercado Spot., en los términos instruidos oportunamente en la. Nota SE N° 007/2004 y hasta los correspondientes a las Transacciones Económicas del mes de diciembre de 2003.

Saludo a usted atentamente.

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DIE LA COMPAÑIA ADMINISTRADORA

DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)

Ing, Luis BEURET

S D

NOTA S.E. Nº 381, 28 de Abril 2004

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES; 28 ABR. 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted continuando con lo instruido a esa Compañía por el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, Ing. Bautista MARCHESCHI, a través de la Nota S.S.E.E. N° 200 de fecha 1° de abril de 2004, con relación a las nuevas sumas de dinero que se transfieran a las cuentas de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) desde el FONDO UNIFICADO en virtud de lo dispuesto en el Decreto No 512 del 23 de abril de 2004.

Sobre el particular, se le informa que la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá específicamente respecto al destino que deberá darse a los fondos que sean transferidos a las cuentas de esa Compañía con destino al FONDO DE ESTABILIZACION, en carácter de préstamo del FONDO UNIFICADO instaurado por el Artículo 37° de la Ley No 24.065 y que fuere realizada por la SECRETARIA DE ENERGIA o cualquier otra dependencia del ESTADO NACIONAL derivados de tal Decreto.

Por consiguiente, hasta tanto no reciba la comunicación pertinente, las sumas transferidas a las cuentas de esa Compañía con destino al FONDO DE ESTABILIZACION por los Decretos Números 365/2004 y 512/2004 no se deberán aplicar al pago de ninguna acreencia del Mercado "Spot".

Saludo a usted atentamente.

Ing. Daniel CAMERON

Secretario de Energía

NOTA S.E. N° 007, 8 de Enero 2004

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES, 8 de Enero 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted continuando con la anterior Nota S,E. N° 002 del 5 de enero de 2004, relacionada con la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA No 406 del 8 de septiembre de 2003 y a la implementación de la metodología a utilizar para saldar los créditos pendientes de pago de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3° de la mencionada norma.

Al respecto se le informa que, hasta tanto no se instruya en contrario, las sumas de dinero que sean transferidas a las cuentas de esa Compañía con destino al FONDO DE ESTABILIZACION, en carácter de préstamo del FONDO UNIFICADO, por disposición de esta SECRETARIA DE ENERGIA u otra dependencia del Estado Nacional, deberán ser destinadas exclusivamente al cubrimiento de los créditos pendientes de pago de los agentes del MEM y MEMSP por sus acreencias en el Mercado Spot, los cuales fueren originados a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al pasado mes de agosto de 2003.

Respecto al pago de los intereses devengados y capitalizados conforme lo establecido en el 2° párrafo del Artículo 3° mencionado, se instruye, a que los mismos sean abonados cada vez en que se alcance la cancelación total de las sumas mensuales consolidadas a partir de la Transacción Económica indicada.

Los pagos referidos precedentemente se deberán ejecutar dentro de los CINCO (5) días de recibida la presente o de ocurrida la transferencia de las sumas señaladas más arriba, lo que ocurra después,

emitiendo a tal efecto la documentación comercial que pudiere corresponder conforme lo establecido en la resolución antedicha y en su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 943 del 27 de noviembre de 2003.

Por último, es de destacar que las sumas consolidadas y pendientes de pago correspondientes al FONDO UNIFICADO y a los Fondos y Cuentas del MEM identificadas en los incisos a) y b) del Artículo 4° de la referida Resolución S.E. Nº 406/2003, se mantendrán en dicha condición hasta tanto se cuente con recursos excedentes suficientes para la atención de los saldos impagos de los citados fondos y cuentas, y se instruya con ese objeto.

Saludo a usted atentamente.

Ing. Daniel CAMERON

Secretario de Energía

NOTA S.E. N° 002, 5 de Enero 2004

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 5 de Enero 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL

Me dirijo a Ud. en relación a la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 943 del 27 de noviembre de 2003 aclaratoria de la anterior y el Decreto PEN N° 1181 del 3 de diciembre de 2003.

Al respecto se le informa que, hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGIA disponga específicamente la metodología a utilizar para saldar los créditos pendencies de pago de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3° de la Resolución S.E. N° 406/2003, no se deberá aplicar al pago de acreencias del Mercado Spot ninguna suma de dinero que sea transferida a las cuentas de esa Compañía con destino al FONDO DE ESTABILIZACIÓN, en carácter de préstamo del FONDO UNIFICADO instaurado por el Artículo 37° de la Ley N° 24.065 y que fuere realizada por la SECRETARIA DE ENERGIA o cualquier otra dependencia del Estado Nacional.

Saludo a usted muy atentamente.

Ing. Daniel CAMERON

Secretario de Energía.

NOTA S.E. N° 417, 14 de Octubre 2003

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ref: Nota N° B-22008-3

BUENOS AIRES, 14 de Octubre 2003

SEÑOR GERENTE GENERAL

Me dirijo a usted en relación con vuestra Nota del 3 de octubre del 2003 referente a criterios y metodologías de aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003.

Al respecto se comunica que esta SECRETARIA DE ENERGIA no tiene observaciones que formular a los criterios y metodologías elevados oportunamente por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA).

Saludo a usted atentamente.

Ing. Daniel CAMERON

Secretario de Energía

NOTA S.S.E.E. N° 139, 8 de Febrero 2007

(Archivo en PDF)

NOTA S.S.E.E. N° 200, 1 de Abril 2004

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 1 de Abril 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL

Me dirijo a Ud. en relación a las sumas que se transfieran a las cuentas de CAMMESA desde el FONDO UNIFICADO en virtud de lo dispuesto en el Decreto PEN Nº 365 del 26 de marzo de 2004.

Sobre el particular, se le informa que la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá específicamente respecto al destino que deberá darse a los fondos que sean transferidos alas cuentas de esa Compañía con destino al FONDO DE ESTABILIZACIÓN, en carácter de préstamo del FONDO UNIFICADO instaurado por el Artículo 37° de la Ley 24.065 y que fuere realizada por la SECRETARÍA DE ENERGIA o cualquier otra dependencia del Estado Nacional derivados de tal decreto.

Por consiguiente, hasta tanto no reciba la comunicación pertinente, tales sumas no se deberán aplicar al pago de ninguna acreencia del Mercado Spot.

Saludo a Ud, muy atentamente.

Ing. Bautista J. MARCHESCHI

Subsecretario de Energía Eléctrica

NOTA S.S.E.E. Nº 600, 14 de Noviembre 2003

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 14 de Noviembre 2003

SEÑOR GERENTE GENERAL

Me dirijo a usted en respuesta a su Nota N° B -22747-1, de fecha 10 de noviembre de 2003, mediante la cual presenta el pedido de reconocimiento de costos mínimos de Operación y Mantenimiento realizado por algunos Generadores de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 406/2003.

Teniendo en cuenta lo informado, en el sentido que CAMMESA no puede validar algunos de los ítems presentados, se considera conveniente, para poder verificar la razonabilidad y la pertenencia de los montos solicitados, que esa Compañía les requiera a los solicitantes la validación de los mismos a través de una Auditoría Externa realizada por una empresa de reconocido prestigio.

Saludo a usted atentamente.

Ing. Bautista J. MARCHESCHI

Subsecretario de Energía Eléctrica

NO-2019-66843995-APN-SGE#MHA

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 703/03

Publicación Boletín Oficial N° 30261 del 23/10/03

BUENOS AIRES, 20 DE COTUBRE DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0202786/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, Nº 148 del 26 de octubre de 2002, Nº 1 del 2 de enero de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que mediante las Resoluciones indicadas en el VISTO, esta SECRETARIA DE ENERGIA dictó una serie de normas transitorias destinadas a reglar la operatoria del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el marco del estado de emergencia pública declarada por la Ley Nº 25.561.

Que con ese mismo objeto, dado que aún subsisten las circunstancias básicas que dieron origen a aquéllas, se considera necesario definir bajo qué normas se deberá regir el funcionamiento de dicho mercado, como también extender algunas de las disposiciones cuyo vencimiento se producirá al finalizar el período estacional de invierno del corriente año.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 6º del Decreto Nº 27 de fecha 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prorrogar la aplicación, hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no disponga lo contrario, en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, lo establecido en:

a) el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, tomando en cuenta las modificaciones introducidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002;

b) los Artículos 9º y 15 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 148 del 26 de octubre de 2002; y

c) los Artículos 2º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá adecuar la fecha de los hitos a los cuales hacen referencia los Artículos señalados precedentemente a fin de contemplar las particularidades que presenta cada programación estacional o reprogramación trimestral.

Artículo 2º- Téngase por suspendida cualquier disposición de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependientes del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en cuanto se oponga a lo establecido en el presente acto.

Artículo 3º- Las disposiciones contenidas en la presente resolución, serán de aplicación efectiva a partir del 1º de noviembre de 2003.

Artículo 4º- Facúltase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 784/03

Publicación Boletín Oficial N° 30275 del 12 /11/03

BUENOS AIRES, 27 DE OCTUBRE DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01: 0211979/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Definitiva de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y la adecuación transitoria determinada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003.

Que atento la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda resulta necesario modular el impacto del marcado incremento estacional que técnicamente sería necesario implementar de inmediato, distribuyéndolo a futuro.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento quincenal del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aplícase lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que quincenalmente remita a partir de la segunda quincena de noviembre de 2003 y DOS (2) días hábiles antes del inicio de cada quincena a esta SECRETARIA DE ENERGIA, un informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 943/03

Publicación Boletín Oficial N° 30294 del 10/12/03

BUENOS AIRES, 27 DE NOVIEMBRE DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0143056/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA dictó la Resolución Nº 406 del 8 de septiembre 2003 por los fundamentos expuestos en su Considerando.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), mediante Nota Nº B-22008-3 del 3 de octubre de 2003, elevó a esta SECRETARIA DE ENERGIA la metodología y los criterios aplicados para cumplimentar lo resuelto por la citada Resolución, motivando la nota de conformidad de esta SECRETARIA DE ENERGIA Nº 417 de fecha 14 de octubre 2003.

Que se considera conveniente despejar, mediante aclaración general, dudas o interpretaciones encontradas sobre los términos del Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre 2003.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 6° del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aclárase que la modificación transitoria introducida por el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre 2003 a la fecha de vencimiento de las acreencias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir de la Transacción Económica del mes de junio 2003, divide cada una de dichas acreencias en dos, a saber:

Una con Fecha cierta de Vencimiento, la cual es función de los recursos disponibles para afrontarlas, y otra con Fecha de Vencimiento a Definir por esta SECRETARIA DE ENERGIA, de acuerdo a lo dispuesto en la norma que se aclara.

Esto implica que, las acreencias consolidadas contra el Fondo de Estabilización, con fecha de vencimiento condicionada a ulterior definición por esta SECRETARIA DE ENERGIA, no constituyen una deuda líquida y exigible en los términos del Artículo 819 del Código Civil.

Estas acreencias consolidadas serán ajustadas cuando se defina su fecha de vencimiento, acorde a la metodología que se establecerá al efecto por esta Secretaria, tomando como referencia los rendimientos que hubiera recibido el Fondo de Estabilización, de haber tenido recursos disponibles.

Artículo 2°- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.-

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 984/03

Publicación Boletín Oficial N° 30304 del 24/12/03

BUENOS AIRES, 22 DE DICIEMBRE DE 2003

VISTO el Expediente Nº S01:0260593/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2 del 14 de marzo de 2002, Nº 8 del 5 de abril de 2002, Nº 126 del 11 de octubre de 2002 y la Nº 1 del 2 de enero de 2003, se establecieron en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, ciertas normas destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante los Períodos Estacionales de Invierno de 2002, Verano 2002-2003 e Invierno de 2003.

Que, en lo sustancial, al subsistir el contexto macroeconómico que diera causa al dictado de algunas de las disposiciones implementadas en las citadas Resoluciones, resulta conveniente definir una normativa específica con aplicación efectiva en el Período Estacional de Invierno de 2004.

Que observada la evolución de los precios de los combustibles aptos para su utilización en la generación de energía eléctrica desde la sanción de la Ley Nº 25.561 y los criterios vigentes para la sanción del Precio “Spot” de la energía, resulta necesario alentar, mediante el ajuste de las normas pertinentes, tanto la disponibilidad del equipamiento de generación como del combustible requerido para satisfacer adecuadamente la demanda de energía eléctrica, particularmente en aquellas áreas en donde se registraron restricciones al Abastecimiento de Gas Natural para Usinas.

Que adicionalmente a ello, en vistas de que no se han atenuado las dificultades para el Acceso de los Agentes Generadores a los mercados financieros respecto de las existentes a la fecha del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, se entiende necesario contemplar la incidencia de esta situación en la adquisición de los Combustibles líquidos previstos utilizar en el Período Estacional de Invierno de 2004, procurando las suficientes condiciones de disponibilidad de aquellos para alcanzar el apropiado Abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Que para ello se requiere contar con suficientes reservas de generación con garantía de disponibilidad, teniendo en cuenta que tales reservas deben implementarse con el pertinente compromiso de disponibilidad del combustible necesario, considerando asimismo, tanto la posibilidad de consumir gas natural durante el período invernal, con las particulares características que presenta el mercado de este insumo en tal lapso, como la de los otros combustibles alternativos de reemplazo.

Que, en efecto, el asegurar un suministro confiable de energía eléctrica a la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) bajo reglas claras y transparentes, con precios conocidos, obtenidos bajo compulsa pública de ofertas, y con erogaciones acotadas a las posibilidades financieras existentes conlleva, en sí mismo, el sostener en el tiempo el sistema de precios estabilizados estacionalmente creado específicamente para aquellos consumidores que no adquieren su demanda de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y cuyo suministro es realizado por las Empresas encargadas del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica reconocidas en dicho Mercado.

Que, en ese entendimiento, resulta conveniente definir un fondo específico con el objeto de identificar acertadamente, tanto los recursos que pudieran ser necesarios adicionar para lograr la disponibilidad de equipamiento y combustible consecuentes para el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica para el próximo período invernal de 2004, como los intercambios económicos entre los distintos agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) derivados de la aplicación de las Normas que se dictan en la presente reglamentación.

Que, para asegurar el cumplimiento de los objetivos de los ajustes regulatorios que se implementan, y con el objeto de desalentar eventuales conductas especulativas, es necesario establecer un Régimen de Sanciones por Incumplimiento de la disponibilidad declarada acorde a la indisponibilidad registrada y con las consecuencias que tal incumplimiento podría acarrear sobre el abastecimiento de la demanda, correspondiendo que lo recaudado por dicho concepto sea también tomado en cuenta a la hora de establecer el costo para la demanda del servicio aludido.

Que en igual sentido es necesario implementar, a través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), un mecanismo de garantía de cumplimiento de los compromisos asumidos para aquellos Agentes que optaren por percibir anticipadamente el monto correspondiente al pago del servicio ofrecido y aceptado.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Se establece, para el período Estacional de Invierno 2004, un servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB), consistente en la oferta de disponibilidad de generación y del combustible asociado por parte de los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores reconocidos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuya metodología de implementación se detalla en el Anexo I de la presente Resolución, de la que forma parte integrante.

Para este Servicio se podrá ofertar toda aquella potencia disponible de Generación no comprometida en Contratos de Potencia Firme (de Exportación) del Mercado a Término del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Se establece como fecha de cierre para la presentación de ofertas de la Licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) en sus distintas variantes, correspondiente al período mayo - octubre de 2004, el día 12 de enero de 2004.

Respecto a las ofertas para las diferentes alternativas previstas de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB), la SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer la aceptación de valores máximos, función de la existencia de fondos y de la cantidad y precio de las ofertas presentadas para este servicio.

Artículo 2º- Establécese que los Agentes demandantes de energía eléctrica abonarán, a través de un cargo a adicionar al Precio por Reserva de Potencia, el costo del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) creado por el artículo precedente.

A tal efecto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), deberá realizar las adecuaciones que resulten pertinentes en el Cálculo de dicho precio y de todas aquellas otras cuestiones transaccionales que fueren menester; debiendo considerar excluidas de dichos cálculos a las demandas de exportación para las que no se ha requerido el respaldo del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 3º- Créase el “FONDO ESPECIAL PARA LA RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE INVIERNO 2004” (FONDISCOMB), a través del cual se efectivizarán todos los intercambios y Transacciones Económicas (cobros y pagos) del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) establecido en el artículo 1º de la presente Resolución.

Consecuentemente, la remuneración a los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, por los compromisos asumidos en el servicio de reserva mencionado, incluyendo en ella las deducciones por sanciones que pudieran ser aplicadas, será debitada del fondo creado en el presente artículo, como también será depositada en dicho fondo, la recaudación que se realice por este concepto a través de los Cargos por Reserva de Potencia.

La SECRETARIA DE ENERGIA establecerá oportunamente los recursos económicos, adicionales a los que provea la demanda de energía eléctrica a través de los Cargos por Reserva de Potencia señalados precedentemente, que se destinarán al soporte del financiamiento de los adelantos de fondos que se pudieran requerir para la provisión del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) instaurado por el artículo 1º de la presente resolución.

Artículo 4º- Establécese que, en tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, los compromisos asumidos por el servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB), creado por el artículo 1º de la presente resolución, serán considerados comprendidos en el inciso f)del Artículo 4º de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

Artículo 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Normativa del Año 2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 07/04

Establecese el día 21 de enero de 2004 como fecha de cierre para la presentación de ofertas de la licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) en sus distintas variantes.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 93/04

Establecese la aplicación, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno 2003, los valores determinados en el Artículo 1° de la Resolución SE 2/2002. Modificase los reglamentos de diseño y calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal. Sustitúyanse el texto de los Artículos 15 y 16 de la Resolución SE 110/2002 y el Artículo 9° de la Resolución SE 124/2002.Nota SSEE Nº 313/2004; 2 de abril 2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 105/04

Habilitase al Organismo Encargado del Despacho para que aplique, cuando el Fondo de Estabilización no cuente con la disponibilidad suficiente, los recursos disponibles y no comprometidos de la subcuenta de excedentes por restricciones a la Capacidad de Transporte. Dicha asignación deberá considerarse realizada en calidad de préstamo con cargo de devolución al Fondo de Estabilización.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 108/04

Establécese la aceptación de las ofertas al servicio de reserva de disponibilidad con combustible. Condiciones.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 264/04

Apruébense Los Procedimientos licitatorios llevados a cabo en el ámbito del COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL (CAF) para la Ampliación de la Interconexión Choele Choel - Puerto Madryn.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 265/04

Adóptense medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de Gas Natural y sus consecuencias sobre el ABASTECIMIENTO MAYORISTA ELÉCTRICO. Suspensión de la exportación de excedentes de Gas Natural que resulten útiles para el consumo interno. Programa de Racionalización de exportaciones de gas y del uso de la Capacidad de transporte.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 389/04

Establecese como recurso de última instancia la utilización del combustible a importar de la República Bolivariana de Venezuela en el marco del convenio integral de cooperación suscripto el 6 de abril de 2004.
Nota SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 358 – 28 de abril 2004
Anexo a Nota SSEE Nº 358
Nota SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 403 – 26 de mayo 2004

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS 208/04

Homologase el "Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en punto de ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el DECRETO 181/2004", suscripto el 2 de abril de 2004 entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA y los PRODUCTORES DE GAS.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 396/04

Definición de la tarifa aplicable para remunerar la Prestación Adicional de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA FIRME, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del servicio público de DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 415/04

Apruébase el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 416/04

Establecese los precios de referencia a los que deberán valorizarse los premios por la reducción de los consumos por debajo de los umbrales definidos, como así también los cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los mismos que se establezcan en virtud del Programa de Uso Racional de la Energía.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 426/04

Establecese transitoriamente que los Contratos a celebrarse en el Mercado a Término deberán tener una duración de dos o más períodos semestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones Estacionales.
Nota SE 334 / 2004 – 15 de abril 2004
Complementa resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 434/04

Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a adquirir Energía Eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil por cuenta y orden del Estado Nacional, realizando a tal efecto una Licitación Pública Internacional. Pliego de Bases y Condiciones. Cronograma de actividades.
Nota SSEE 341 / 2004 – 19 de Abril 2004
Complementa Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 434/2004
Nota SE 500 / 2004 – 31 de Mayo 2004
Complementa resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 434/2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 436/04

Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prefinanciar los Combustibles Líquidos y establécese que, en relación con el presente período invernal mayo-octubre de 2004, dicha prefinanciación deberá ser destinada con exclusividad a la adquisición de Combustible Líquido Gas Oil. Recursos a ser utilizados.
Nota SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 0325/2004 del 10/05/2004
Nota complementaria de la Resolución S.E. 436/2004 y S.E. 389/2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 502/04

Instruyese al Organismo Encargado del Despacho a suscribir, por cuenta y orden del Estado Nacional, un contrato con la EMPRESA ESTATAL PETRÓLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANÓNIMA (PDVSA) para el Suministro de Fuel Oil, en el marco del Convenio Integral de Cooperación con la República Bolivariana de Venezuela suscrito el 6 de abril de 2004, destinados a la GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CENTRALES TÉRMICAS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 503/04

Apruébense el mecanismo de Uso Prioritario del Transporte para el Abastecimiento de la Demanda no Interrumpible y el Procedimiento de Implementación Operativa de la Disposición SSC 27/2004.
Anexo I Res. S.E. 503/2004
Anexo II Res. S.E. 503/2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 552/04

Apruébese el Programa de USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, que será de aplicación en las áreas concesionadas a las firmas EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 606/04

Establécese que los Usuarios considerados en el inciso 7) de la Reglamentación del Artículo 26 de la Ley 24.076, dispuesta por el DECRETO 1738/92 y modificada por su similar 180/2004, podrán intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de Distribución de Gas Natural por redes, o la combinación de éste con otros productos o servicios brindados por terceros, hasta tanto el MERCADO ELÉCTRICO DE GAS entre en funcionamiento.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 657/04

Modificase el Anexo V del DECRETO 180/2004, en su sección “Mecanismos de Corte, Introducción”, con la finalidad de evitar restricciones o interrupciones a los servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de distribución, las que serán limitadas sólo a aquellas

que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios residenciales y a los dos primeros escalones del servicio general “P”.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 659/04

Apruébese el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural, que sustituye al Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte, establecido por la Disposición Nº 27/2004 de la SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES. Prioridades. Inyecciones adicionales y valorización del gas. Circuito de información. Alternativas y flexibilidad del programa.
Anexo I Res. S.E. 659/2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 663/04

Obras de Expansión y/o Extensión en Transporte y Distribución de Gas en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2º de la Ley 24.076. Apruébese el Reglamento de Contrataciones para la contratación de obras incluidas en el programa global para la emisión de valores representativos de deuda y/o certificados de participación en Fideicomisos Financieros, constituido por el Artículo 1º de la Resolución 185/2004.
Anexo I Res. S.E. 663/2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 712/04

Créase el Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA hacia el año 2007.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 715/04

Apruébese la Reglamentación de los Procedimientos de Compensación de los Mayores Costos y Lucros Cesantes establecidos en el Acuerdo Transitorio de Disposición y Redireccionamiento de Gas Natural suscripto en función de la facultad conferida por medio del DECRETO 741/2004.

Anexo I Res. S.E. 715/2004
Procedimiento para la tramitación de la certificación y compensación a YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (YPF) por el gas oil entregado a CENTRALES TÉRMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANOMIA (CTM) en sustitución del gas natural objeto del acuerdo

Anexo II Res. S.E. 715/2004
Procedimiento para la certificación y compensación de los MAYORES COSTOS que asuma YPF SOCIEDAD ANÓNIMA al tener que auto generarse vapor por paradas técnicas de CTM que estén causadas exclusivamente en el uso de gas oil

Anexo III Res. S.E. 715/2004
Procedimiento para la certificación y compensación del lucro cesante de CTM, generado en paradas técnicas o salidas de servicio que estén causadas exclusivamente en el uso de gas oil, conforme las pautas establecidas en la cláusula X del acuerdo y su Anexo.

Anexo IV Res. S.E. 715/2004
Procedimiento para la certificación y compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento en que incurra CTM por el uso de gas oil en sustitución del gas natural como combustible, conforme las pautas establecidas en la cláusula IX del Acuerdo y su Anexo.

Anexo V Res. S.E. 715/2004
Procedimiento para la acreditación, certificación y compensación de los extra costos y lucros cesantes no presupuestados en los que incurran CTM y/o YPF como consecuencia del cumplimiento del acuerdo.

Anexo VI Res. S.E. 715/2004
Información que la COMPANÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA) deberá suministrar a la SECRETARIA DE ENERGÍA: forma, plazos y destinatarios.

Anexo VII Res. S.E. 715/2004
Procedimiento para compensar las penalidades que pudieran resultar aplicables en el marco del REGIMEN DEL REDISCOMB o las reducciones de ingresos por compromisos asumidos por CTM ante el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 801/04

Aclaración sobre los Cargos Adicionales establecidos en el Artículo 7º del mencionado Programa, que sean transferidos al Fondo de Estabilización del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 804/04

Aclárense los alcances del Artículo 16 de la Resolución SE 93/2004, que estableció que los Grandes Usuarios Mayores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica abonarán por sus compras en el Mercado "SPOT" los precios de referencia estaciónales que determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en el sentido de que dicho artículo incluye a todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 826/04

Invítase a todos los Agentes Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista, con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones que el Organismo encargado del Despacho utiliza para las declaraciones y licitaciones del mencionado Mercado, antes de las 12:00 hs. Del día 18 de agosto del corriente año, su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica, invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 833/04

Prorrógase la invitación a todos los Agentes Acreedores del MEM con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el OED utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, antes de las 12:00 hs. Del día 30 de agosto del corriente año, su decisión de participar en la conformación del fondo de inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 839/04

Establécese que la Programación y el Despacho Económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), durante los meses comprendidos entre septiembre de 2004 y abril de 2005 inclusive, se realizarán utilizando exclusivamente como combustible el Gas Natural en todas aquellas unidades de generación habilitadas para su uso. Situaciones de excepción para la utilización de combustibles líquidos y/o carbón mineral.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 842/04

Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP), correspondiente al período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 936/04

Prorrógase, hasta las 12:00 hs. del día 17 de septiembre de 2004, la invitación a todos los Agentes Acreedores del MEM con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del Sistema de Ofertas y Adjudicaciones (SLOYA) que el OED utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 938/04

Incorpóranse obras al Anexo de la Resolución Nº 106/2003, mediante la cual se identificaron trabajos de adecuación para el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 942/04

Establécese que entre el 15 de septiembre de 2004 y el 30 de abril de 2005, ambos inclusive, no serán de aplicación tanto el régimen de incentivos al ahorro de consumo previsto, como el régimen de cargos adicionales por excedentes de consumo previstos en el Anexo I de la Resolución SE 415/2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 948/04

Prorrógase la invitación a los Agentes Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista a manifestar formalmente por medio del sistema de ofertas y adjudicaciones su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, invirtiendo en el mismo sus acreencias.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 949/04

Establécese que hasta tanto se realice la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, conforme la metodología prevista en la Resolución SE 240/2004, las compras de los Agentes Generadores y/o Comercializadores en el Mercado “Spot”, destinadas a operaciones de exportación, se valorizarán al valor máximo entre el costo marginal operado y el precio “Spot” horario de la energía.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 950/04

Constitúyese el Fondo Fiduciario para atender la contratación de transporte y adquisición de Gas Natural destinados a la generación de energía eléctrica. Recursos que integrarán dicho fondo.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 956/04

Determinación de las Acreencias mínimas con fecha cierta de vencimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista. Créase el cargo para reserva sustentable de mediano plazo.
Nota SSEE Nº 0915
Criterios de implementación de la Resolución S.E. Nº 956/2004.
Nota SE Nº 1564
Criterios de implementación de la Resolución S.E. Nº 956/2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 957/04

Instrúyese a CAMMESA a implementar un Plan de Auditorías, con el objeto de controlar y verificar la exactitud, integridad y consistencia de la información remitida a la misma por los agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 19 de la Resolución SE 93/2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 971/04

Prorrógase, hasta las doce horas (12:00 hs.) Del día 27 de octubre de 2004, la invitación a todos los agentes acreedores del mercado eléctrico mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el organismo encargado del despacho (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4° de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente Acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1092/04 y SOP 676/04

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. para que transfiera en forma trimestral y directamente a la cuenta especial exclusiva del Fondo Especial de Salto grande de las Comisiones Administradoras del mismo en cada provincia, los fondos provenientes de la recaudación de los excedentes de la explotación de Salto Grande, según Ley Nº 24.954, previa autorización de la Secretaria de Energía. Asimismo, se instruye a Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. para que calcule mensualmente y consolide trimestralmente el monto que corresponderá transferir a las provincias de Entre Ríos, Corrientes y Misiones, proveniente de los excedentes derivados de la explotación del citado Complejo Hidroeléctrico.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1097/04

Resuélvese prorrogar hasta las 12:00 hs. del día 19 de noviembre de 2004, la invitación a todos los Agentes Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el Organismo Encargado del Despacho utiliza para las declaraciones y licitaciones del mencionado Mercado, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4° de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1099/04

Resuélvese sustituir el artículo 8º del Estatuto del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, con la finalidad de establecer pautas relativas a la organización y denominación del sistema de contralor interno del mencionado Fondo.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1414/04

Autorízase a Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) a realizar la facturación correspondiente a la Función Técnica de Transporte en los términos de la Resolución SE 396/2004, a los Usuarios de la Función Técnica de Transporte (UFTT).

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1416/04

Prorrógase, la invitación a todos los Agentes Acreedores con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el organismo encargado del despacho (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1417/04

Aplícase para la Programación Definitiva de Verano 2004-2005 para el MEM y para el MEMSP lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. del Capítulo 2 Precios Estacionales de ”Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” aprobados por Resolución SEE 61/92, sus modificatorias y complementarias.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1418/04

Autorizar a CAMMESA, en el marco de la operatoria establecida por la Resolución de la SE 106/2003, sus modificatorias y complementarias, a recibir las facturas emitidas a su nombre por los adjudicatarios de equipos mayores y/o servicios; sin perjuicio de ello, en la medida que no contradiga lo resuelto por la presente resolución, las condiciones para transferir los montos de pagos por las facturas son, en un todo de acuerdo, las establecidas en el artículo 2º del reglamento para la financiación de la obras RESOLUCIÓN SE 1/2003 aprobado por la RESOLUCIÓN SE 194/2003.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1423/04

Establécese transitoriamente que los Contratos a celebrarse en el Mercado a Término deberán tener una duración de cuatro o más períodos trimestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones o Reprogramaciones Estacionales.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1427/04

Convócase a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO

ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 17 de Diciembre del corriente año, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1434/04

Apruébase la Programación Estacional de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. Establécense precios de referencia estacionales de la potencia y energía.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1435/04

Resuélvese desestimar el reclamo administrativo interpuesto por la AGUEERA contra la RESOLUCIÓN SE 93/2004 (Reprogramación Trimestral de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, correspondiente al período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004).

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1676/04

Establécese los factores, precios y cargos adicionales a aplicar en el Mercado Eléctrico Mayorista y en Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005. Establécese los precios de referencia de la potencia y el precio estacional de la energía para distribuidores.
Anexos Resolución SE 1676/2004

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1681/04

Modificase la Resolución SE 659/2004 por la que aprobó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado de Gas Natural.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 07/04

Publicación Boletín Oficial N° 30316 del 13/01/04

Citas Legales: Res. SE 984/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec.186/95

(Nota: condiciones para la aceptación de las ofertas al servicio de reserva de disponibilidad con combustible, aprobado por Resolución SE 108/2004)

Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Establecese el día 21 de enero de 2004 como fecha de cierre para la presentación de ofertas de la Licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) en sus distintas variantes.

BUENOS AIRES, 9 DE ENERO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0260593/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 984 del 22 de diciembre de 2003 se estableció para el Período Estacional de Invierno 2004, un servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB), consistente en la Oferta de Disponibilidad de Generación y del combustible asociado por parte de los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores reconocidos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en la citada Resolución también se estableció como fecha de cierre para la presentación de ofertas de la Licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) en sus distintas variantes el día 12 de enero de 2004.

Que la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) mediante nota de fecha 30 de diciembre de 2003 solicitó que la fecha de cierre para la presentación de ofertas de la Licitación para la adjudicación del servicio RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) se establezca el 12 de febrero de 2004.

Que son atendibles algunos de los argumentos expuestos por la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) en su pedido de prórroga.

Que teniendo en cuenta los plazos requeridos para la planificación financiera y operativa del período Estacional de Invierno 2004 sólo es posible otorgar parcialmente la prórroga solicitada.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Establécese el día 21 de enero de 2004 como fecha de cierre para la presentación de ofertas de la Licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) en sus distintas variantes, cuya metodología de implementación se detalla en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 984 del 22 de diciembre de 2003, correspondiente al período mayo - octubre de 2004.

ARTÍCULO 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 93/04

Publicación Boletín Oficial N° 30340 del 16/02/04

Citas Legales: Res. SE 246/2002; Res. SE 317/2002; Res. SE 126/2002; Res. SE 1/2003; Res. SE 21/2003; Res. SE 406/2003; Res. SE 703/2003; Res. SE 784/2003; Res. SEE 61/92; Dec. 1142/2003; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Res. SE 137/92

(Nota: aclaración de los alcances del artículo 16 por Resolución SE 804/2004. Ampliación del artículo 19, aprobado por Resolución SE 957/2004. Confirmada por Resolución SE 1435/2004)

> Establecese Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Establecese la aplicación, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno 2003, los valores determinados en el Artículo 1° de la Resolución SE 2/2002. Modificase los reglamentos de diseño y Calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal. Sustitúyanse el texto de los artículos 15 y 16 de la Resolución SE 110/2002 y el artículo 9° de la Resolución SE 124/2002.

BUENOS AIRES, 26 DE ENERO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0008346/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS, la Resolución

SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 317 del 18 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1 del 2 de enero de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 21 del 11 de julio de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado, con fecha 16 de enero de 2004, a la SECRETARIA DE ENERGÍA la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral Febrero - Abril de 2004, realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y lo instruido por los Artículos 1º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003.

Que, de acuerdo a lo informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), el Fondo de Estabilización se encuentra en déficit, razón por la cual no se pueden cubrir las diferencias entre lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes y los montos que efectivamente habrá que abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la insuficiencia de recursos para abonar el CIEN POR CIENTO (100%) de las acreencias del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deviene de la diferencia entre el Precio Estacional de la Energía Eléctrica que paga actualmente la demanda del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el Precio “Spot” Horario sancionado.

Que este último refleja los Costos Variables del Sistema Eléctrico los que se han incrementado desde inicios del año 2002, sin que se produjera su contrapartida tarifaria, lo que ha llevado, como consecuencia, al agotamiento de los recursos preexistentes en el Fondo de Estabilización en una primera instancia y, al presente, a la acumulación de saldos pendientes de pago para con los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, en el marco de la actual emergencia económica y pública por la que atraviesa la REPUBLICA ARGENTINA, esta SECRETARIA DE ENERGÍA merituó conveniente establecer un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), buscando privilegiar el pago de los costos operativos reconocidos y aceptados, con el objeto de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término.

Que conforme ello, por Resolución SE Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SE Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, se dispuso la modificación transitoria de la parte pertinente de “Los

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", resolviendo que a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de junio de 2003, existieran DOS (2) Fechas de Vencimiento para las Acreencias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), una con Fecha Cierta y otra con Fecha a Definir por la SECRETARIA DE ENERGÍA, distribuyendo los recursos disponibles para afrontar los pagos de acuerdo a los criterios estipulados en la Resolución citada en primer término, los cuales fueron detallados en su aplicación en la Nota CAMMESA Nº B-22008-3, aprobada por esta SECRETARIA DE ENERGÍA por Nota S.E. Nº 417, de fecha 14 de octubre de 2003.

Que la distorsión resultante de la disparidad manifiesta entre el actual Precio Estacional transferido a las Demandas que adquieren la energía a Precio Estacional y el Precio "Spot" Horario sancionado, además de afectar la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización, y la cobranza de los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), está afectando seriamente el Mercado a Término, desalentando la existencia de Contratos en dicho Mercado, lo cual se refleja en la importante deserción de Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de regularizar la cadena de pagos a los Acreedores y favorecer la recomposición del Mercado a Término, esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario, en vista de la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda, modular el impacto del marcado incremento que técnicamente sería necesario implementar de inmediato para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla, postergándolo a futuro para aquellos consumos que, se entiende, no están por el momento en condiciones de afrontar dichos incrementos.

Que en esta categorización se encuentran los consumos de carácter "Residencial", por lo cual esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera pertinente mantener, para ese segmento de demanda, similar nivel de costos representados por los Precios Estacionales dispuestos por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 784 del 27 de octubre de 2003, durante la presente Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ajustando aquellos aspectos y conceptos de detalle que hacen al adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

Que, atento a la mejora de la situación macroeconómica, reflejada en el aumento del consumo de energía eléctrica, las demandas "no residenciales" están en condiciones de hacer un uso más eficiente del suministro de energía eléctrica y, en consecuencia, afrontar los costos incurridos para su abastecimiento, reduciendo de este modo el consecuente déficit del Fondo de Estabilización que se produce en el Mercado "Spot".

Que, particularmente, los usuarios con demandas iguales o superiores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia, hoy clientes de prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, están en condiciones de gestionar adecuadamente sus compras de energía eléctrica y se encuentran habilitados a contratar su abastecimiento en el Mercado a Término pactando libremente los precios, las condiciones de suministro y demás características del abastecimiento de su demanda.

Que el déficit producido en el Fondo de Estabilización, el cual originó no poder satisfacer el CIEN POR CIENTO (100%) de las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), debe ser recuperado paulatinamente, siendo la demanda que hasta hoy ha sido abastecida la que debe afrontar tal recomposición abonando, por intermedio de los prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, su consumo de energía valorizada al precio estacional fijado por esta SECRETARIA DE ENERGÍA.

Que a partir de la fecha de la presente RESOLUCIÓN SE debe prever que, en caso de que dichas demandas ingresen como Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en carácter de Gran Usuario, dejando de ser clientes del respectivo prestador, éstos deberán participar en la restauración de la alícuota parte del déficit hoy existente en el Fondo de Estabilización y, por ende, de la deuda para con los Acreedores del Mercado, durante el plazo que se estima necesario para cancelar la misma.

Que la experiencia recogida hasta el presente ha demostrado la conveniencia de mantener, adecuando los parámetros pertinentes, la metodología transitoria establecida para la recaudación, desde los agentes demandantes, de las sumas erogadas en concepto de reserva y base de potencia, en atención a la incidencia de la curva de carga de la demanda.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º - Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, calculada según LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º - Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 17 y siguientes de este acto, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL QUINIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.520 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS):

DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.356 $/MW-mes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: DOSCIENTOS SESENTA Y UN PESOS POR MEGAVATIO-MES (261 $/MW-mes).

UNIFON: QUINIENTOS PESOS POR MEGAVATIO-MES (500 $/MW-mes).

UNISAL: Los valores se incluyen como Anexo I del presente acto.

a.4) los Servicios de Reserva Instantánea:

PESTSRI: VEINTICINCO PESOS POR MEGAVATIO-MES (25 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: VEINTIOCHO PESOS CON OCHENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (28,81 $/MWh).

En horas restantes: VEINTISIETE PESOS CON NOVENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (27,91 $/MWh).

En horas de valle: VEINTISEIS PESOS CON VEINTINUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (26,29 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: UN PESO CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,50 $/MWh).

En horas restantes: UN PESO CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,50 $/MWh).

En horas de valle: UN PESO CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,50 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: TREINTA Y OCHO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,38 $/MWh).

Artículo 3º - Establécese que los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, son los indicados en el Anexo II del presente acto.

Artículo 4º - Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del

período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es el indicado en el Anexo III del presente acto.

Artículo 5º - Establécese que el Sobrecosto por Precios Locales a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es el indicado en el Anexo IV del presente acto.

Artículo 6º - Establécese que el Sobrecosto Transitorio de Despacho a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es el indicado en el Anexo V del presente acto.

Artículo 7º - Establécese que la diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es la que se incluye en el Anexo VI del presente acto.

Artículo 8º - Establécese, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 17 y siguientes del presente acto, que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo VII del presente acto.

Artículo 9º - Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 17 y siguientes del presente acto, los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL QUINIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.520 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS):

DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO DOS PESOS POR MEGAVATIO-MES (102 $/MW-mes).

UNIFON: CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO-MES (120 $/MW-mes).

UNISAL: MENOS CUARENTA Y NUEVE CENTAVOS DE PESOS POR MEGAVATIO-MES (-0,49 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: CUARENTA Y CINCO PESOS CON OCHENTA Y SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (45,86 $/MWh).

En horas restantes: CUARENTA Y DOS PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (42,74 $/MWh).

En horas de valle: CUARENTA Y DOS PESOS CON SETENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (42,71 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: SEIS PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (6,20 $/MWh).

En horas restantes: CINCO PESOS CON NOVENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (5,90 $/MWh).

En horas de valle: CINCO PESOS CON SETENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (5,72 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: TREINTA Y OCHO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,38 $/MWh).

Artículo 10. - Establécese que los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es el indicado en el Anexo VIII del presente acto.

Artículo 11. - Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es el indicado en el Anexo IX del presente acto.

Artículo 12. - Establécese que el Sobrecosto Transitorio de Despacho a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es el indicado en el Anexo X del presente acto.

Artículo 13. - Establécese que la diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, es la que se incluye en el Anexo XI del presente acto.

Artículo 14. - Establécese que, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 17 y siguientes del presente acto, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 9º de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo XII del presente acto.

Artículo 15. - Transitoriamente, y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA no determine lo contrario, instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a facturar como Cargo Mensual por Reserva de Potencia el valor que resulte de aplicar lo siguiente:

a) La participación del Requerimiento de Reserva de Potencia de cada Agente demandante en las horas de la banda de pico sobre la solicitación media de potencia en las horas en que se remunera la potencia (hrp) se fija en CERO COMA TREINTA (0,30).

b) La relación entre las demandas máximas no simultáneas de los agentes demandantes y el requerimiento medio de potencia en horas que se remunera la potencia (hrp) se define como RXHRP, la que deberá ser calculada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para cada trimestre de cada período estacional, en función de los datos declarados por cada uno de ellos, y deberá ser informada conjuntamente con la programación estacional o reprogramación trimestral correspondiente.

En esta oportunidad se fija en UNO COMA VEINTICINCO (1,25)

c) El Requerimiento Medio de Potencia en las horas que se remunera la potencia (hrp) en el mes de cada Agente Demandante se denomina REQMED

d) La Compra Mensual de Reserva (COMESRES) se obtendrá de la siguiente expresión:

e) Finalmente, el Cargo Mensual por Reserva de Potencia resultará:

Para “j” Distribuidor:

Para “j” Autogenerador, Gran Usuario Mayor o Generador:

f) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá adecuar el cálculo del cargo de potencia a ser aplicado a la facturación de las demandas de Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA) para contemplar lo establecido precedentemente, tomando como base que, al calcular el precio Adicional por Potencia del Área (ADIC), el Precio Estacional por Reserva a adicionar deberá guardar directa relación con el Requerimiento Máximo (REQMAXmj) y el Cargo Mensual por Reserva de Potencia (CARGORESmj) del Distribuidor correspondiente.

Artículo 16. - Establécese que, hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA no disponga en otro sentido, los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica abonarán por sus compras en el Mercado “Spot” los precios de referencia estacionales que para ese Mercado establezca la

SECRETARIA DE ENERGÍA. Consecuentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar tanto en las Programaciones Estacionales y Reprogramaciones Trimestrales, como en las Transacciones Económicas respectivas, todos los procedimientos y/o cargos que les sean aplicables a los Agentes Distribuidores de Energía Eléctrica para ese Mercado. Con el mismo criterio, deberá ser considerada toda otra disposición que les sea aplicable a los referidos Agentes Distribuidores, como ser las que se establecen seguidamente.

Artículo 17. - Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos en el Anexo XIII de la presente Resolución, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 Kw), incluyéndose aquella destinada al alumbrado público.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el Artículo 2º y 9º de la presente Resolución incluyendo la salvedad mencionada, son los que se incluyen en el Anexo XIV del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el Anexo XV del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 18. - Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos en el Anexo XVI de la presente Resolución, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda contratada, por punto de suministro, sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia y que, por sus características de demanda, puedan calificar como Grandes Usuarios del Mercado, ya sea GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) o GRAN USUARIO MENOR (GUME).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 9º de la presente Resolución incluyendo la salvedad mencionada, son los que se incluyen en el Anexo XVII del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el Anexo XVIII del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 19. - Los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, deberán declarar mensualmente ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a los efectos de lo dispuesto en los DOS (2) artículos precedentes y dentro de los CINCO (5) días corridos subsiguientes a la finalización del mes para el que tal Organismo debe realizar las Transacciones Económicas respectivas, la siguiente información mínima:

a) La demanda de energía eléctrica abastecida a los Usuarios Residenciales de energía eléctrica discriminada por banda horaria, diferenciada por nivel de consumo por punto de suministro, en menores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh) por bimestre y superior a ese volumen; y la energía eléctrica efectivamente adquirida en el Mercado “Spot” destinada a tales consumos, también diferenciada por banda horaria y el nivel de consumo ya señalado, la que incluirá las pérdidas de la red de distribución hasta su vinculación al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

b) La demanda de energía eléctrica abastecida a los Usuarios de energía eléctrica no incluidos en el punto anterior y cuya demanda por punto de suministro no supere los 10 kW de potencia, discriminada por banda horaria; y la energía eléctrica efectivamente adquirida en el Mercado “Spot”

destinada a tales consumos, también diferenciada por banda horaria, la que deberá incluir las pérdidas en la red de distribución hasta su vinculación al SADI.

c) La demanda de energía eléctrica destinada a abastecer a los Usuarios, cuya demanda contratada por punto de suministro sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia, que califiquen como GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA) y GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) de acuerdo a las condiciones establecidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependientes del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, con la siguiente discriminación:

Identificación y dirección del punto de suministro;

Nombre de la Empresa que es abastecida y su CUIT;

Nivel de Tensión del punto de suministro;

La Potencia Total Máxima Contratada;

Los Consumos de Energía en cada punto de suministro, discriminada por banda horaria, dentro de cada período mensual de facturación.

La Energía Total demandada en el Mercado "Spot", discriminada por banda horaria, destinada al abastecimiento de estos consumos dentro de cada período mensual de facturación, que incluirá las pérdidas de la red de distribución.

d) La demanda de energía eléctrica abastecida a los Usuarios de energía eléctrica, que no se encuentren comprendidos en los incisos precedentes y que califiquen como GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) y/o GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPA) de acuerdo a las condiciones establecidas en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependientes del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, con la siguiente discriminación:

La Cantidad de Usuarios que se encuentran enmarcados en este segmento;

El Nivel de Tensión en que son abastecidos los mismos;

La Potencia Media Contratada y la Potencia Total Máxima Contratada; y

La Energía Total consumida por estos usuarios, discriminada por banda horaria, dentro de cada período mensual de facturación.

La Energía Total demandada en el Mercado "Spot", por banda horaria, dentro de cada período mensual de facturación destinada a estos consumos, que incluirá las pérdidas de la red de distribución.

e) Toda otra información necesaria para alcanzar el cometido definido en los DOS (2) artículos precedentes y que sea requerida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Como excepción y a los efectos de permitir la adaptación de los sistemas y procedimientos para la medición de los consumos de energía y potencia utilizados por los Agentes Distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica alcanzados por la presente disposición, se los habilita a que, en los DOS (2) primeros meses de vigencia y aplicación de la misma, la declaración a que se hace referencia precedentemente se efectúe en un plazo máximo de SIETE (7) días corridos de culminado el mes para el que se deben realizar las Transacciones Económicas respectivas.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) aceptará la acreditación de la información precedente en carácter de declaración jurada, estando habilitado para requerir en cualquier momento al Agente prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica, que la exactitud, integridad y consistencia de los datos contenidos en su declaración jurada sean avalados por un informe de auditor externo de reconocido prestigio y aceptado por dicho Organismo.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) establecerá el medio a través del cual cada distribuidor y/o prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica remitirá la información referida anteriormente, utilizando preferentemente para ello los sistemas de intercambio de información hoy existentes para con el Mercado.

Artículo 20. - Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a ejecutar el proceso de facturación correspondiente a la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dentro los primeros DIEZ (10) días corridos del mes siguiente al que se refieran las Transacciones Económicas respectivas, emitiendo el DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (DTE) correspondiente dentro del mismo plazo.

En función de lo anterior, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá tener en cuenta la incidencia de lo reglado en el presente Artículo respecto a lo dispuesto en el Artículo 7º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y el procedimiento informado mediante Nota CAMMESA B-22008-3, aprobado por esta SECRETARIA DE ENERGÍA por Nota S.E. Nº 417, de fecha 14 de octubre de 2003.

Artículo 21. - En el caso de no recibirse la información solicitada en tiempo y forma conforme lo establecido en los DOS (2) artículos precedentes o, si del aludido informe u otro medio probatorio, resultara la falta de exactitud, integridad o consistencia de los datos contenidos en la declaración jurada de un Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), además de informarlo a la SECRETARIA DE ENERGÍA y al Ente Regulador correspondiente, procederá a:

a) Determinar la distribución de la demanda de energía eléctrica que debería haber sido provista por el Agente demandante, sin inconsistencias, faltantes u errores, utilizando para ello la información pública disponible en los ámbitos de acceso general, asegurando que la energía eléctrica que se asigne para ser facturada con los precios inferiores resulte, como máximo, igual a la realmente consumida por los usuarios del distribuidor correspondiente para los que aquellos están destinados.

b) Efectuar la facturación de la demanda de energía eléctrica del Agente Distribuidor, con los Precios de Referencia de la Energía definidos en la presente resolución, conforme la discriminación por tipo de demanda determinada en el inciso anterior.

Dentro de los plazos establecidos en el apartado 5.2.4 - OBSERVACIONES DE LOS AGENTES AL DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS de “LOS PROCEDIMIENTOS”, los Agentes a los cuales se les haya aplicado lo establecido en el presente artículo podrán realizar, fundadamente, las observaciones, rectificaciones, ampliaciones o aclaraciones a sus declaraciones para la adecuación de la facturación efectuada según lo definido precedentemente. Excedido tales plazos, la información definida conforme los incisos a) y b) anteriores podrá ser utilizada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como de referencia para futuras situaciones semejantes.

Artículo 22. - Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a entender que, para la adecuada identificación de la demanda de energía eléctrica adquirida a Precio Estacional y la aplicación de la operatoria establecida en el artículo 17 y siguientes de esta Resolución, la energía pactada en los Contratos del Mercado a Término que posean los Agentes Distribuidores involucrados se destina prioritariamente al cubrimiento de la demanda de energía que abonaría los precios estacionales establecidos en el artículo 17 si ésta se adquiriera en el Mercado “Spot” y, una vez agotada toda la demanda de energía no alcanzada por dicho artículo, al cubrimiento de la demanda de energía eléctrica correspondiente al resto de los usuarios según su categoría y precios estacionales crecientes establecidos.

Artículo 23. - Toda Mediana o Gran Demanda ubicada en un Área de Concesión de un Agente Distribuidor y/o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica que ingrese al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como Gran Usuario con posterioridad al 31 de enero de 2004, deberá abonar un Cargo Transitorio por déficit del Fondo de Estabilización (CTDF), aplicado a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida, equivalente a:

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): CTDF: CUATRO PESOS CON CINCUENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (4,59 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP): CTDF: TRES PESOS CON CUARENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (3,42 $/MWh).

Tal cargo transitorio será facturado mensualmente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), o al Generador o Comercializador de Generación de tratarse de un GRAN USUARIO MENOR (GUME) o un GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA), durante un plazo máximo de VEINTIUN (21) meses contados a partir del 1º de Febrero de 2004, debiendo actualizar mensualmente el valor unitario aplicado desde esa fecha, utilizando a tal efecto la tasa de interés calculada conforme lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

Artículo 24. - Establécese que los Agentes Distribuidores deberán abonar el cargo transitorio a que se hace referencia en el Artículo precedente, según el Mercado a que corresponda, a partir de la misma fecha y con la actualización allí establecidos, por toda la energía que acuerde abastecerse mediante nuevos Contratos del Mercado a Término y cuya entrada en vigencia se produzca con posterioridad al 31 de enero de 2004.

Artículo 25. - Para el caso de los contratos del Mercado a Término celebrados con GRANDES USUARIOS MENORES (GUME) o GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPA) que aún mantienen la aplicación de Precios Estacionales, instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar, en la correspondiente facturación al Generador o Comercializador de Generación respectivo, los precios y cargos estacionales correspondientes al tipo y nivel de demanda contratada de que se trate.

Artículo 26. - En lo que respecta a la aplicación de lo dispuesto en el tercer párrafo del Artículo 15 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 163 del 30 de diciembre de 1992, instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a utilizar, para la correspondiente facturación a los Grandes Usuarios no Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, los precios y cargos estacionales correspondientes al nivel de demanda declarada de que se trate.

Artículo 27. - Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a incorporar, a la verificación que el mismo debe realizar sobre el Precio Monómico de la Energía (energía más potencia) calculado para las tarifas a usuarios finales de cada distribuidor, conforme lo establecido en el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003, el cargo por los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) correspondiente a tal distribuidor.

Artículo 28. - Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente Resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 29. - Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 30. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel Cameron.

NOTA SSEE 313, 2 DE ABRIL 2004

SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 2 de Abril 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted a fin de remitirle adjunto original de la Nota de la Central Térmica San Nicolás SA de fecha 2 de Abril de 2004 con referencia a la Nota S.S.E-E, No 169104 respecto al precio del Carbón para el Periodo Estacional de Verano informando que a los efectos de considerar los Costos Variables de Producción (CVP) redeclarados se mantenían los Precios de Referencia correspondientes al Anexo 13 de Los Procedimientos, salvo en aquellos casos en que los generadores presentes facturas de compra de combustibles por volúmenes compatibles con la generación a despichar y con el tope para el carbón de DOSCIENTOS SETENTA Y UN PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR TONELADA (271,58 $/Tn.).

Habida cuenta los antecedentes que se agregan, es decir copia del Acuerdo Conciliatorio entre Yacimientos Carboníferos Río Turbio S.A- y Central Térmica San Nicolás S,A., avalando lo manifestado en la Nota firmada por el Sr. Presidente de esta última, se concluye que este presentación se encuadra en los requisitos establecidos en la Nota S.S.E.E. Nº169/04.

Saludo a usted atentamente,

Ing. Daniel CAMERON

Secretario de Energía

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 105/04

Publicación Boletín Oficial N° 30328 del 29/01/04

Citas Legales: Res. SE 146/2002; Res. SE 106/2003; Res. SE 1/2003; Res. SE 406/2003; Ley 24.954; Ley 25.671; Res. SE 107/2002; Ley 24.911; Dec. 771/98; Ley 8.865 (Córdoba); Dec. 1431/2000 (Córdoba); Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 186/95; Dec. 2743/92

> Habilitase al Organismo Encargado del Despacho para que aplique, cuando el Fondo de Estabilización no cuente con la disponibilidad suficiente, los recursos disponibles y no comprometidos de la subcuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte. Dicha asignación deberá considerarse realizada en calidad de préstamo con cargo de devolución al Fondo de Estabilización

BUENOS AIRES, 27 DE ENERO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0005316/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 146 del 23 de octubre de 2002, Nº 1 del 2 de enero de 2003 y Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que conforme lo dispuesto en las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGÍA mencionadas en el VISTO, se estableció el concurso de ofertas para alentar, en el Período Estacional de Invierno del año 2004, la disponibilidad del equipamiento de generación como del combustible requerido para satisfacer adecuadamente la demanda de energía eléctrica, particularmente en aquellas áreas en donde se registraron restricciones al abastecimiento de gas natural para usinas.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informó a esta Secretaría, a través de su Nota Nº P-025896-1 del 23 de enero de 2004, las ofertas recibidas en la compulsa efectuada el día 21 de enero de 2004, conforme lo establecido en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 7 del 9 de enero de 2004, para las distintas categorías de Reserva de Disponibilidad con Combustible (RESDISCOMB) definidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 984 del 22 de diciembre de 2003.

Que, en atención a los resultados obtenidos del análisis de las ofertas realizadas en dicho concurso, y conforme lo establecido en el último párrafo del Artículo 1º de la Resolución indicada en último término, resulta conveniente establecer la aceptación de valores máximos, función de la cantidad y precio de las ofertas presentadas para este servicio en sus diferentes modalidades.

Que en el mismo sentido y con el objeto de identificar adecuadamente las necesidades de financiamiento de esta reserva, tanto como los intercambios económicos que se produjeran entre los distintos agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) derivados de aquella, se determinó la creación de un fondo específico denominado “FONDO ESPECIAL PARA LA RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE INVIERNO 2004” (FONDISCOMB).

Que, como se señalara en el Decreto Nº 1181 del 3 de diciembre de 2003, la decisión política del PODER EJECUTIVO NACIONAL, con carácter excepcional teniendo en cuenta el contexto de emergencia social y la necesidad de prevenir cualquier brote inflacionario, fue la de evitar el incremento de los precios estacionales, provocando un desfinanciamiento del FONDO DE ESTABILIZACION y, en consecuencia, la necesidad de producir el auxilio al mismo desde el FONDO UNIFICADO creado por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065.

Que tal como se considerara en el Decreto Nº 1196 del 4 de diciembre de 2003, la inmovilización de los fondos de la cuenta “Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte”, establecida en los artículos 2º, 3º y 4º del Proyecto de Ley Nº 25.822 sancionado por el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION el 19 de noviembre de 2003, llevaría a una inflexibilidad en la utilización de tales sumas que hoy son requeridas para atender las situaciones de emergencia que se pudieran producir en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria declarado por la Ley Nº 25.561 y la salida de la convertibilidad subsiguiente, determinó la conveniencia de observar dichos artículos, ya que tal restricción bajo ningún punto de vista permitiría el adelantamiento de la ejecución de las obras que se propugnaba asegurar, teniendo como objeto el disponer de esos recursos para procurar las suficientes condiciones de disponibilidad de oferta de generación y alcanzar, con ello, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, el que es responsabilidad primaria de las empresas distribuidoras y en última instancia del ESTADO NACIONAL.

Que en función de la emergencia económica y social descripta, la que fuera contemplada en las decisiones adoptadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL para con la operatoria del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resulta pertinente que la SECRETARIA DE ENERGÍA establezca las normas específicas necesarias que permitan conseguir, dentro de sus posibilidades, el objetivo básico del suministro de energía eléctrica para aquella demanda que no fuera abastecida por Contratos en el Mercado a Término.

Que para esto último se considera imprescindible la utilización de aquellos recursos económicos que hoy se encuentran disponibles en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y que no tienen un uso inmediato o perentorio en el corto o mediano plazo.

Que hasta tanto se normalice el funcionamiento del FONDO DE ESTABILIZACION, tales recursos pueden ser transferidos al “FONDO ESPECIAL PARA LA RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE INVIERNO 2004” (FONDISCOMB) siempre que se lo considere en carácter de préstamo con cargo de devolución y con un rendimiento financiero equivalente al que se hubiere obtenido de mantenerse en las cuentas en que hoy se depositan.

Que bajo tales condiciones es posible tanto el pago adelantado, como el requerido como pago mensual, de las sumas totales que dieren origen las ofertas aceptadas por el Servicio de Reserva que se instaurara mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 984 del 22 de diciembre de 2003, sin que ello signifique un menoscabo para las cuentas que aporten tales medios financieros para esas erogaciones.

Que por otro lado, dadas las ofertas recibidas y conforme la Habilitación dada por la Nota S.E. Nº 0034 del 12 de enero de 2004, se debe establecer que para las mismas el control de disponibilidad de la potencia ofertada y aceptada por esta SECRETARIA DE ENERGÍA se efectuará exclusivamente en las horas en que se remunera la potencia (hrp).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Conforme la metodología establecida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 146 del 23 de octubre de 2002 y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA no disponga lo contrario, habilítase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que aplique, cuando el FONDO DE ESTABILIZACION no cuente con la disponibilidad suficiente conforme lo dispuesto en el artículo 3º de dicha norma, los recursos disponibles y no comprometidos de la SUBCUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE correspondiente al corredor al cual se encuentre vinculado el equipamiento de Generación y/o de Instalaciones de Transformación o Transmisión asociados a la vinculación de aquél con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) o al pleno aprovechamiento del primero, para el cual se solicite la FINANCIACION ANTICIPADA para su mantenimiento, reparación y/o reemplazo.

Tal asignación deberá considerarse realizada en calidad de préstamo con cargo de devolución al FONDO DE ESTABILIZACION, el que devengará, hasta la cancelación de los saldos impagos del mencionado préstamo, una tasa de interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en sus colocaciones financieras de los fondos de la Cuenta y Subcuentas de EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE (Cuentas SALEX) realizadas hasta la finalización del período de amortización del préstamo otorgado al Agente correspondiente, o al de cancelación de los saldos impagos por parte del FONDO DE ESTABILIZACION, el que resulte posterior.

A tal fin, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá destinar las sumas percibidas en carácter de devolución de la financiación otorgada bajo la presente modalidad de parte de los Agentes beneficiarios, a través del FONDO DE ESTABILIZACION, a la Subcuenta respectiva, no pudiendo asignarlas a otros usos o destinos.

Artículo 2º- De presentarse el caso de que no existan excedentes disponibles en la Subcuenta del corredor en donde se vincula el equipamiento a mantener o reparar indicada en el artículo anterior, se autoriza al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a utilizar fondos provenientes de la CUENTA DE EXCEDENTES POR RESTRICCIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE o, en su defecto, a asignar al conjunto de todas las Subcuentas el soporte de la erogación requerida al FONDO DE ESTABILIZACION,

siempre que existan recursos disponibles en estas fuentes y se satisfagan las condiciones establecidas en el presente artículo y en el precedente.

Artículo 3º- Establécese que, a todos los efectos y hasta tanto el FONDO DE ESTABILIZACION no cuente con recursos suficientes en exceso que permita la ejecución de colocaciones financieras, el rendimiento financiero a que se hace referencia en el numeral 2 del apartado 1. GENERADORES del inciso h) del Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 146 del 23 de octubre de 2002, será el calculado conforme lo establecido en el artículo 1º de la presente Resolución.

Artículo 4º- Incorpórase al Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 las siguientes ampliaciones u obras: “Reparación del 2º Transformador de la Central Hidroeléctrica Río Grande (16,5/16,5/500 kV, 220/220/440 MVA), con un costo estimado de PESOS SEIS MILLONES ($ 6.000.000), y Reemplazo del sistema de comunicaciones (bobina de onda portadora) instalado en conexión serie con la línea de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 Kv) que vincula la E.T. Embalse con la E.T. Almafuerte para permitir una capacidad de transmisión de MIL SETECIENTOS CINCUENTA AMPERES (1.750 A), con un costo estimado de PESOS SETECIENTOS CINCUENTA MIL ($ 750.000)”.

No obstante lo definido precedentemente, estas obras deberán ser consideradas como pertenecientes al régimen establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 146 del 23 de octubre de 2002 a los efectos de la obtención de los aportes financieros requeridos.

Artículo 5º- Dispónese que el procedimiento utilizado para la ejecución de las obras indicadas en el Artículo precedente será el definido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus ampliatorias y complementarias, mientras que la financiación del costo de las mismas se realizará conforme lo definido en el artículo siguiente.

Artículo 6º- Establécese que los fondos destinados a financiar la ejecución de las obras reseñadas en el Artículo 4º anterior, hasta las sumas máximas establecidas en el mismo, que fueren realmente provistos por las Cuentas SALEX al FONDO DE ESTABILIZACION en calidad de préstamo, según así se define en el Artículo 1º de la presente Resolución serán los que, como parte de la acreencia consolidada a favor del FONDO UNIFICADO, le deba restituir dicho FONDO DE ESTABILIZACION.

En consecuencia, una vez que este último disponga de los recursos para reintegrar, aun cuando sea sólo una parte, la deuda consolidada del FONDO UNIFICADO, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá derivar tales sumas a la Cuenta o Cuentas SALEX que realmente fueren las proveedoras de la financiación otorgada en calidad de préstamo al FONDO DE ESTABILIZACION, incluyendo en ello los intereses que pudieren corresponder conforme el Artículo 1º de la presente Resolución.

Artículo 7º- Para todo aquello que no esté definido expresamente en la presente Resolución y no se oponga a lo dispuesto en la misma, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá proceder conforme lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 146 del 23 de octubre de 2002 y/o la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus ampliatorias y complementarias, en los conceptos pertinentes.

Artículo 8º- Otórgase un plazo máximo de QUINCE (15) días hábiles a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución para que, de resultar ello imprescindible, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adapte toda la operatoria y procedimientos desarrollados conforme las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 146 del 23 de octubre de 2002 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus ampliatorias y complementarias, a lo dispuesto en la presente Resolución.

Transcurrido dicho plazo, se deberá entender que no existe impedimento alguno para la recepción y tramitación de las solicitudes a las que hace referencia la presente resolución.

Artículo 9º- La presente resolución entrará en vigencia el mismo día de su publicación en el boletín oficial.

Artículo 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 108/04

Publicación Boletín Oficial N° 30329 del 30/01/04

Citas Legales: Dec. 1181/2003; Dec. 1196/2003; Res. SE 984/2003; Res. SE 7/2004; Ley 25.822; Ley 25.561; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95. (Nota: ampliada por Resolución SE 715/2004

> Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Establécese la aceptación de las ofertas al servicio de reserva de disponibilidad con combustible. Condiciones.

BUENOS AIRES, 29 DE ENERO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0260593/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, los Decretos del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 1181 del 3 de diciembre de 2003 y Nº 1196 del 4 de diciembre de 2003, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 984 del 22 de diciembre de 2003 y Nº 7 del 9 de enero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1 del 2 de enero de 2003, del MINISTERIO DE ECONOMIA, se han introducido modificaciones a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y medidas transitorias que afectan el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, a los efectos de lograr su adecuada implementación, resulta necesario precisar aspectos de detalle y complementar lo establecido en la citada resolución.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley, Nº 24.065, el Artículo 13 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese la aceptación de las ofertas al Servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB), bajo las condiciones que para cada caso se detallan y siempre que satisfagan los requisitos exigidos en la normativa específica, cobrando cada máquina o grupo su precio ofertado y aceptado, de aquellas propuestas que se hubieren realizado hasta los precios máximos, incluyendo los mismos, que a continuación se determinan:

1. En Regiones Eléctricas Centrales (RESDISCOMB “REC”) hasta un tiempo de interrupción máximo de:

1.1. CERO (0) días equivalentes de corte de disponibilidad de Gas Natural:

Se considera desierta la licitación para esta categoría.

1.2. DIEZ (10) días equivalentes de corte de disponibilidad de Gas Natural: Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de ONCE PESOS CON NOVENTA Y SIETE CENTAVOS EL MEGAVATIO POR HORA (11,97 $/MW por hora), hasta un total de OCHOCIENTOS SETENTA Y SEIS MEGAVATIOS (876 MW).

2. En Regiones Eléctricas NO Centrales (RESDISCOMB “REN”) hasta un tiempo de interrupción máximo de:

2.1. CERO (0) días equivalentes de corte de disponibilidad de Gas Natural:

2.1.1. En la Región Eléctrica del Comahue: Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de TRES PESOS CON DIEZ CENTAVOS EL MEGAVATIO POR HORA (3,10 $/MW por hora), hasta un total de TRESCIENTOS SETENTA MEGAVATIOS (370 MW).

2.1.2. En la Región Eléctrica del NOA: Se considera desierta la licitación para esta categoría y región.

2.2. DIEZ (10) días equivalentes de corte de disponibilidad de Gas Natural:

2.2.1. En la Región Eléctrica del Comahue: Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de DOS PESOS CON NOVENTA CENTAVOS EL MEGAVATIO POR HORA (2,90 $/MW por hora), hasta un total de OCHENTA Y CUATRO MEGAVATIOS (84 MW).

2.2.2. En la Región Eléctrica del NOA: Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de SIETE PESOS CON NOVENTA Y CINCO CENTAVOS EL MEGAVATIO POR HORA (7,95 $/MW por hora), hasta un total de TRESCIENTOS CINCUENTA MEGAVATIOS (350 MW).

3. Con Combustible Alternativo (RESDISCOMB “CAL”) hasta un tiempo de interrupción máximo de:

3.1. VEINTE (20) días equivalentes de corte de disponibilidad de Gas Natural: Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de DIEZ PESOS CON VEINTE CENTAVOS EL MEGAVATIO POR HORA (10,20 $/MW por hora), hasta un total de SEISCIENTOS CINCUENTA Y CINCO MEGAVATIOS (655 MW).

3.2. TREINTA (30) días equivalentes de corte de disponibilidad de Gas Natural: Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de SIETE PESOS CON CINCO CENTAVOS EL MEGAVATIO POR HORA (7,05 $/MW por hora), hasta un total de TRESCIENTOS VEINTICINCO MEGAVATIOS (325 MW).

4. Con cualquier Combustible (RESDISCOMB “CCO”): Se aceptan las ofertas realizadas hasta un precio máximo de CUATRO PESOS EL MEGAVATIO POR HORA (4,00 $/MW por hora), hasta un total de UN MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y DOS MEGAVATIOS (1.252 MW).

Artículo 2º- Establécese que el control de disponibilidad de las reservas asignadas conforme lo establecido en el Artículo precedente deberá ser efectuado en las horas en que se remunera la potencia (hrp), para lo cual el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar todas las modificaciones o adaptaciones que fueren necesarias en sus sistemas de control para cumplimentar lo determinado en el presente Artículo.

Artículo 3º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a transferir, desde las “Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte” que a la fecha cuenten con recursos disponibles no asignados o comprometidos conforme la reglamentación dictada por esta SECRETARIA DE ENERGÍA o a través de RESOLUCIONES del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al “FONDO ESPECIAL PARA LA RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE INVIERNO 2004” (FONDISCOMB) los recursos financieros necesarios para hacer frente al pago de la totalidad de las sumas comprometidas en el Servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB) conforme lo establecido en el Artículo 1º de la presente Resolución, ya sea que se haya optado por el pago anticipado o por el pago mensual en las ofertas que resultaron aceptadas.

En ese último sentido, los montos que no se destinen a los pagos anticipados requeridos deberán ser incorporados a las colocaciones financieras que realiza habitualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para el conjunto de Fondos y Cuentas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) administrados por él.

Tales sumas se transfieren en carácter de préstamo con cargo de devolución, devengando sobre el capital prestado y mientras no sea reintegrado a las respectivas “Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte”, una tasa de interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en sus colocaciones financieras.

La cancelación total del préstamo realizado por las “Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte” se efectivizará a más tardar en diciembre de 2005 con los fondos que a ese efecto determine la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 4º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 264/04

Publicación Boletín Oficial N° 30376 del 24/03/04

Citas Legales: Ley 15.336; Ley 24.065; Res. SE 657/99; Res. SE 658/99; Dec. 1135/2000; Res. SE 174/2000; Res. SE 175/2000; Res. SE 178/2000; Res. SEyM 6/2000; Res. SEyM 28/2000; Ley 25.401; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 4/2003; Dec. 1142/2003 (Nota: redeterminación de los valores de los anticipos de Canon del Contrato COM de la Ampliación Interconexión MEM – MEMS Patagónico, suscripto entre el Comité de Ejecución de la Ampliación y la Sociedad Autorizada Integración Eléctrica Sur Argentina S.A., aprobado por Resolución SE 1674/2004)

> Apruébense los Procedimientos Licitatorios llevados a cabo en el ámbito del COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL (CAF) para la ampliación de la interconexión Choele Choel - Puerto Madryn.

BUENOS AIRES, 23 DE MARZO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0040260/2004 del Registro del MINISTERIO DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el 11 de noviembre de 1999 se firmó un Acta Acuerdo para el financiamiento de Ampliaciones Interprovinciales del Sistema de Transporte Eléctrico por los consejeros representantes provinciales integrantes del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE) por el que solicitaron al señor Secretario de Energía un aumento a partir del 1º de enero de 2000 un incremento de CERO COMA SEIS MEGAWATTS HORA (0,6 $MWh) del valor del recargo establecido en el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336 modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 destinado al FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA y aportar la totalidad de lo recaudado a la constitución de un fondo fiduciario administrado por el CFEE para el financiamiento de las ampliaciones de transporte eléctrico.

Que con fecha 3 de diciembre de 1999 se dictó la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 657 en la que se estableció el recargo de 0,003 $KWh haciendo lugar al pedido del CFEE y se constituyó el fondo fiduciario específico denominado Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Interprovincial cuyo destino "único y exclusivo será participar en el financiamiento de las obras identificadas como Ampliaciones Interprovinciales". Se estableció las condiciones del Estatuto del Fondo Fiduciario a redactar por el CFEE y se determinó la administración del Fondo, la fiscalización y la determinación de las obras para ser consideradas como Obras de Ampliación.

Que con fecha 3 de diciembre de 1999 se dictó la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 658 por la que se declaró obra de Ampliación a la de Choele Choel - Puerto Madryn, y se instruyó al CFEE preparar la documentación necesaria para efectuar la gestión ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y el concurso público de dicha ampliación y el CFEE deberá considerar para esos estudios la documentación licitatoria elaborada a esos fines por la UNIDAD SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY).

Que con fecha 29 de noviembre de 2000 se dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 1135/2000, por el cual en sus considerandos se reconoció el Acta Acuerdo de los Representantes Provinciales ante el CFEE del 11 de noviembre de 1999 y las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGÍA posteriores (Nº 657; Nº 174; Nº 175; y Nº 178, Nº 6 y Nº 28) y en su parte dispositiva se autorizó a afectar el incremento dispuesto por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 657/99, modificada por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA 174/2000, a la financiación de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que la SECRETARIA DE ENERGÍA identifique como financiables.

Que con fecha 12 de diciembre de 2000 se sancionó la Ley de presupuesto de la Nación Nº 25.401, la que en su Artículo 74 asignó para la constitución del Fondo Fiduciario el incremento de 0,0006 kWh con destino a participar en el financiamiento de las obras que la SECRETARIA DE ENERGÍA identifique como ampliación de transporte en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 Kv), las que se ejecutarán dentro del marco normativo que defina esta Secretaría. El CAF podrá actuar como iniciador o comitente de dichas obras actuando como cualquier agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Los remanentes de los recursos originados en el incremento, como los que resten luego de cada ejercicio, se transferirán a los ejercicios siguientes hasta agotar el destino del Fondo Fiduciario.

Que la ex - SECRETARIA DE ENERGÍA Y MINERIA por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) llamó a CONVOCATORIA ABIERTA a inversores interesados en participar como INICIADORES de la Ampliación del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSION incluida dentro del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS

KILOVOLTIOS (500 kV) identificada como Interconexión MEM - MEMSP (PATAGONICA) a través de la Línea CHOELE CHOEL - PUERTO MADRYN, cuya ejecución comprende la ampliación de la Estación Transformadora CHOELE CHOEL y la construcción de la playa de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) en la Estación Transformadora PUERTO MADRYN y la ampliación de la Estación Transformadora PUERTO MADRYN existente, (en adelante “la AMPLIACION”).

Que ALUAR ALUMINIO ARGENTINO S.A.I.C., e HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU S.A., manifestaron en pública licitación su interés en participar en la AMPLIACION y presentaron una oferta especificando el máximo monto anual que el POSTULANTE se obliga a pagar en concepto de Participación en el CANON ANUAL que resulte del proceso de selección del Contratista COM de la AMPLIACION dentro del marco establecido en el PLIEGO para la CONVOCATORIA ABIERTA.

Que ALUAR ALUMINIO ARGENTINO S.A.I.C., e HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU S.Al CAF, suscribieron el contrato de Promoción de la Ampliación con fecha 23 de enero de 2001.

Que frente a las alteraciones macroeconómicas producidas en la REPUBLICA ARGENTINA en aquel momento se reformuló el Contrato de Promoción firmado el 23 de enero de 2001 para adecuarlo a esta nueva realidad vigente, introduciendo las modificaciones, formales y de procedimiento, que sin alterar el espíritu del mismo, se consideraron idóneas a los fines de llevar adelante la obra de AMPLIACION.

Que con ese motivo se preservó el valor en términos reales, del dinero recaudado por el CAF, facilitando que los aportantes puedan efectuar anticipos financieros sea en moneda, divisas, derechos creditorios o bienes.

Que en esa inteligencia y con fecha 6 de agosto de 2002 se firmó una Carta Intención Común entre el CAF y ALUAR ALUMINIO ARGENTINO S.A.I.C., e HIDROELÉCTRICA FUTALEUFU S.A mediante la cual se acordó mantener el vínculo contractual del Contrato de Promoción de la Ampliación suscripto entre las mismas partes el 23 de enero de 2001 con las modificaciones que se convinieron.

Que el llamado a licitación para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Ampliación a la Red de Transporte de Extra Alta Tensión para la Interconexión MEM-MEMSP a través de la línea CHOELE CHOEL-PUERTO MADRYN y las modificaciones que correspondan en las EE. TT. de las localidades mencionadas, está normado por el ANEXO I DEL REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CONVOCATORIA ABIERTA A REALIZAR CON APORTES DEL FFTEF) que forma parte del ANEXO 16 (REGLAMENTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE) incluido en los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA aprobados por la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que dentro del citado ANEXO I, el llamado se encuadra en el TITULO IV (CONVOCATORIA ABIERTA INICIADA POR EL COMITE DE ADMINISTRACION DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL) para lo cual se ha cumplido con los Artículos 25 y 26. En un todo de acuerdo a lo determinado por el Artículo 25, se optó por la metodología establecida en el TITULO III (AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS).

Que Adicionalmente es de aplicación lo normado por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 04/2003 (Procedimiento Complementario de aplicación exclusiva a las Ampliaciones que se concretan en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE).

Que conforme a la normativa indicada, en los procesos licitatorios se han respetado todas las Normas y Procedimientos propios de los actos en la presente indicados.

Que la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION (SIGEN) ha considerado de utilidad que las licitaciones efectuadas ámbito del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) para la Ampliación de la Interconexión MEMMEMSP CHOELE CHOEL - PUERTO MADRYN y consignadas en los Expedientes de Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº S01: 0242015/2003 caratulado:

“Licitación Pública Nº 1 para la Provisión de Conductores de Aluminio Acero - ACSR para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn; S01:0240755/2003 caratulado “Licitación Pública Nº 2 para la Provisión de Estructuras Metálicas Reticuladas para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn”; Nº S01:0252175/ 2003 caratulado: “Licitación Pública Nº 3 para los Servicios de Asistencia Técnica y la Inspección de las Obras de la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn”, y Nº S01:0252183/2003 caratulado:

“Licitación Pública Nº 4 Selección de Contratista COM para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn”, sean aprobadas por acto administrativo dictado por el Señor Secretario de Energía.

Que ha tomado la intervención que le compete la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que el Señor Secretario de Energía de la Nación en su doble carácter de Presidente del CAF y autoridad de aplicación de la normativa específica, se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en los Artículos 24, 30 y 37 de la Ley 15.336, y en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébanse los procedimientos licitatorios llevados a cabo en el ámbito del Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP CHOELE CHOEL - PUERTO MADRYN y consignadas en los Expedientes de Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº S01: 0242015/2003 caratulado: “Licitación Pública Nº 1 para la Provisión de Conductores de Aluminio Acero - ACSR para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn”; Nº S01:0240755/2003 caratulado “Licitación Pública Nº 2 para la Provisión de Estructuras Metálicas Reticuladas para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn”; Nº S01:0252175/2003 caratulado:

“Licitación Pública Nº 3 para los Servicios de Asistencia Técnica y la Inspección de las Obras de la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn” y Nº S01:0252183/2003 caratulado:

“Licitación Pública Nº 4 Selección de Contratista COM para la Ampliación de la Interconexión MEM-MEMSP Choele Choel - Puerto Madryn”.

Artículo 2º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección General del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 265/04

Publicación Boletín Oficial N° 30369 del 26/03/04

Citas Legales: Ley 17.319; Ley 24.076; Dec. 1738/92; Dec. 180/2004; Dec. 181/2004; Dec. 2255/92; Dec. 1142/2003; Dec. 951/95; Res. SE 131/2001.

(Nota: Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y del uso de la Capacidad de Transporte, aprobado por Disposición SSC 27/2004 . Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural, aprobado por Resolución SE 659/2004)

> Adóptense medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el ABASTECIMIENTO MAYORISTA ELÉCTRICO. Suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno. Programa de racionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte.

BUENOS AIRES, 24 DE MARZO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0042902/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076, el Decreto Nº 1.738 de fecha 18 de septiembre de 1992, y sus modificatorios, y el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, aprobada por el Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y modificada por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, han consagrado el marco legal destinado a regular la prestación del Servicio Público Nacional de Transporte y Distribución de Gas Natural.

Que la producción de gas está regulada por la Ley Nº 17.319 y su reglamentación, en lo que se refiere tanto al acceso al recurso natural, como a sus condiciones de explotación y comercialización, debiendo contemplar la conveniencia del mercado interno.

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivan de la emergencia económica y social que vive la REPUBLICA ARGENTINA, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha adoptado medidas conducentes para reencauzar la industria del gas y de la electricidad, dictando los Decretos Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y otras disposiciones complementarias.

Que la Ley Nº 24.076 establece en su Artículo 3° que las exportaciones de gas natural serán autorizadas siempre que no se afecte el abastecimiento interno.

Que conforme lo expuesto, el abastecimiento de las necesidades energéticas de la población es el eje alrededor del cual se pueden discernir las posibilidades de que nuestro país pueda abastecer a otros mercados, manteniéndose presente la referida subordinación, cualquiera sea el tipo de operaciones de exportación de gas o electricidad generada con gas que se puedan realizar, ya que siempre debe darse preeminencia al consumo interno.

Que dicha premisa ha sido incorporada a todos los Acuerdos de Alcance Parcial vinculados al Suministro de Gas Natural, y a los concernientes a la exportación de electricidad que ha suscripto nuestro ESTADO NACIONAL, donde ha quedado perfectamente esclarecido que la satisfacción de la demanda interna condiciona el comercio exterior de la REPUBLICA ARGENTINA, sobre todo teniendo en cuenta que el gas natural es un insumo básico de los servicios públicos vinculados al gas y la electricidad.

Que la crisis económica que afecta a la REPUBLICA ARGENTINA ha impactado en las condiciones de prestación de todos los servicios públicos, condicionando las posibilidades de expansión de los respectivos sistemas al afectar, en forma directa, la capacidad de inversión del sistema de gas tanto en lo que se refiere a los Subsistemas de Transporte como a los Subsistemas de Distribución.

Que la producción de gas natural y la generación de electricidad, actividades que son consideradas internamente de interés general, se han visto afectadas por los condicionamientos establecidos sobre los servicios públicos a los cuales proveen, donde también se ha apreciado una disminución significativa de las inversiones.

Que en el caso de la generación de energía eléctrica la situación de funcionamiento del sector, bajo las condiciones en que debió operar, y la regulación dictada a partir de la crisis, han impactado sobre la economía de los generadores, circunstancia que determinó el agotamiento prematuro del fondo de estabilización del sector eléctrico.

Que los productores de gas natural están obligados en el marco de la Ley Nº 17.319 a realizar inversiones para desarrollar sus yacimientos de conformidad a lo previsto en los Artículos 31 y 32 del referido marco legal.

Que además de las disposiciones citadas, los productores de gas natural que participan en el Mercado de Exportación están obligados, consecuentemente, a realizar inversiones constantes para poder mantener sus compromisos con el mercado interno y los compromisos de exportación, los cuales, como surge de la Ley Nº 24.076, están subordinados a las necesidades energéticas del mercado interno.

Que en el caso de la producción de gas natural se ha observado una fuerte disminución de la inversión en las distintas cuencas, lo cual ha comprometido para el presente año las necesidades de abastecimiento interno a todos los usuarios amparados por el myarco regulatorio del gas natural.

Que por el Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, se establece que la comercialización de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que teniendo en cuenta el cuadro de situación analizado precedentemente, el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, facultó a la SECRETARIA DE ENERGÍA, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para disponer las medidas que considere necesarias para evitar que el sistema de gas natural alcance una situación de crisis de abastecimiento o genere este tipo de situaciones sobre otro servicio público.

Que asimismo, la norma citada en el considerando anterior, establece que en el caso de los usuarios de gas natural se garantizará, al menos, el suministro a: i) los Usuarios del Servicio Residencial - R, ii) los Usuarios del Servicio General - P cuyo promedio mensual anual de consumo los ubique en la primera o segunda escala de consumo de esa categoría y, iii) los Usuarios del Servicio a Subdistribuidores - SBD en la exacta incidencia que los usuarios descriptos en i) y ii) tengan en la demanda del subdistribuidor en cuestión.

Que de los análisis e información con que cuenta la SECRETARIA DE ENERGÍA se ha verificado una fuerte disminución de la inversión en el desarrollo y exploración de proyectos de gas por parte de los productores, y ello a pesar de la necesidad de cumplir con sus obligaciones de abastecimiento al mercado doméstico, como condición previa a la exportación de gas natural y de electricidad generada con gas natural.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), encargada de conducir el Despacho Nacional de Cargas del Sistema Interconectado Nacional, ha informado que desde el inicio del verano han aparecido restricciones inéditas a la disponibilidad de gas natural para Centrales, las que se han ido acentuando a partir del mes de febrero y de manera notoria en los primeros días de marzo.

Que la mencionada Compañía ha alertado acerca de la complicada situación de abastecimiento de gas natural en que se encuentra el Parque de Generación Termo-eléctrico argentino, el cual no está plenamente en condiciones de operar físicamente y financieramente sobre la base de combustibles líquidos.

Que si bien la oferta de gas natural permite actualmente que los niveles de consumo de gas natural del sector eléctrico sean superiores a los observados en los años anteriores, ella es insuficiente para cubrir sus necesidades actuales.

Que, además, los Acuerdos de Alcance Parcial en materia de Complementación Económica suscriptos por la REPUBLICA ARGENTINA subordinan el Sistema de Exportaciones a lo dispuesto por la Legislación interna.

Que el fenómeno de desinversión en materia de desarrollo, exploración y reposición de reservas de gas natural, trajo como consecuencia la falta de un adecuado acompañamiento del crecimiento de la demanda de gas interna, por parte de los productores de ese hidrocarburo, y que ello, sumado a la crisis de los Servicios Públicos de Gas y Electricidad, obliga a adoptar soluciones extraordinarias para poder administrar la situación de excepcionalidad que vive el abastecimiento interno.

Que la adopción de medidas de excepción constituyen una herramienta necesaria para brindarle sustentabilidad política y económica al mercado de exportación de gas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076, y su reglamentación, el Artículo 3° del Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha

18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto Nº 951 de fecha 11 de julio de 1995, y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Dispónense medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el Abastecimiento Mayorista de Electricidad:

a) Suspéndase, a partir de la vigencia de la presente resolución, la exportación de excedentes de gas natural, que resulten útiles para el abastecimiento interno.

b) Dispónese la suspensión y revisión de la Resolución Nº 131 de fecha 15 de febrero de 2001 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y MINERIA entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA, y todas las tramitaciones para la obtención de autorizaciones de exportación radicadas en la SECRETARIA DE ENERGÍA y las que, eventualmente, se presenten con posterioridad al dictado de la presente medida, ello hasta que se cumplan los extremos previstos en el artículo 1° de la presente resolución.

c) Instrúyese a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA a elaborar un PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE originalmente reservada para esos fines.

   El programa deberá prever un esquema de cortes útiles sobre:

   (i) los servicios de transporte ligados a la exportación y;

   (ii) los volúmenes de gas destinados a la exportación y a la generación de electricidad para exportar, en la medida necesaria para completar la inyección de los sistemas de transporte para abastecer el mercado interno.

   El programa operativo deberá prever la necesidad de asegurar, en la medida que el sistema de transporte o distribución lo permita; además de los consumos previstos explícitamente en el segundo párrafo del Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, a los siguientes consumos:

   (i) Los servicios de los usuarios SGP (tercer escalón de consumo) y de los usuarios firmes (SGG - por su capacidad reservada -, FT, FD y FIRME GNC) destinados a satisfacer la demanda interna.

   (iI) La sustentabilidad del servicio público de electricidad.

Estas medidas transitorias previstas en la presente resolución se mantendrán en vigencia hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGÍA pueda comprobar que existan condiciones de inyección a los sistemas de transporte adecuadas para abastecer el mercado interno.

Artículo 2º- La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES deberá coordinar su cometido con el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con los CENTROS DE DESPACHO de las licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas, y con los despachos de los gasoductos no vinculados al Sistema de Transporte Troncal.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 389/04

Publicación Boletín Oficial N° 30386 del 23/04/04

Citas Legales: Res. MPFIPyS 183/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 432/82; Res. SE 1/2003; Res. SE 406/2003

(Nota: metodología de prefinanciación de combustibles líquidos, aprobada por Resolución SE 436/2004 . Contrato con la Empresa Estatal Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil destinado a la Generación de Energía Eléctrica en Centrales Térmicas de la República Argentina, aprobado por Resolución SE 502/2004. Restitución al Fondo unificado de todas las sumas asignadas por la SE para el prefinanciamiento de las operatorias diseñadas con el objeto de incrementar la oferta en el MEM, aprobado por Resolución SE 49/2005. Instrucción a CAMMESA para que, actuando por cuenta y orden del Estado Nacional, proponga procedimientos especiales alternativos a los previstos en el Contrato firmado con la Empresa Estatal Petróleos de Venezuela S.A., a fin de agilizar la resolución de reclamos por supuestas cancelaciones y demoras ocurridas durante la entrega del producto Fuel Oil durante el año 2004, aprobada por Resolución SE 753/2005)

> Establecese como recurso de última instancia la utilización del combustible a importar de la República Bolivariana de Venezuela en el marco del convenio integral de cooperación suscripto el 6 de abril de 2004.

BUENOS AIRES, 20 DE ABRIL DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0077017/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscripto en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 183 del 14 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que las dificultades existentes en el abastecimiento de Gas Natural al Mercado Argentino pueden afectar el normal suministro de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), por ser ese fluido un componente sustancial de la matriz energética de nuestro país, con preponderancia en la generación de electricidad de origen térmico.

Que la escasez de gas natural para la producción de energía eléctrica, obliga a los generadores térmicos de energía eléctrica a reemplazar dicho producto, cuando ello es posible, con otros combustibles más caros -principalmente líquidos-, los que presentan particularidades disímiles a las del gas para su oportuna disponibilidad, en lo que se refiere a la gestión, almacenamiento y transporte, dificultando el sostenimiento por largo tiempo de la sustitución referida a un costo razonable.

Que la operación del Sistema Eléctrico Argentino con un volumen de combustibles alternativos al gas natural, de la envergadura que se prevé para el período invernal del presente año, produce la aparición de requerimientos físicos, económicos y financieros con los que hoy, en principio, no contarían los agentes generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dentro del objetivo recíproco de promover y fomentar el progreso de las respectivas economías, el PODER EJECUTIVO NACIONAL, a través del Artículo VI del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA mencionado en el visto, ha acordado con esta última la provisión para el Mercado Argentino de Fuel Oil y Gas Oil en los términos establecidos en el Anexo I de dicho Convenio.

Que la provisión de combustibles allí acordada debe, en el Mercado Eléctrico Argentino, entenderse como un instrumento de última instancia, ya que el propósito de la misma es contar con recursos adicionales para paliar, por un lado, la posible escasez de gas natural para su uso en la generación de energía eléctrica y, por el otro, las dificultades económicas, financieras y de disponibilidad de esos combustibles que podrían presentarse en la plaza argentina.

Que en el referido Anexo I se ha establecido que las operaciones comerciales derivadas de su aplicación serán realizadas por la “Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA” (PDVSA) por una parte y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resultando necesario instruir a esta última Compañía para que actúe con tal objetivo.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS en su Resolución Nº 183 del 14 de abril de 2004, en función de lo señalado en los considerandos precedentes, ha

dado intervención a esta SECRETARIA DE ENERGÍA para que coordine y atienda la operatoria tendiente a la adquisición del combustible líquido en los volúmenes y plazos comprometidos en el referido Convenio.

Que dicha instrucción ordena la reglamentación de los términos y condiciones en que se llevará a cabo la misma, previéndose la calidad y seguridad en el suministro de los volúmenes de los combustibles ya indicados y permitiendo la más eficiente utilización de los recursos obtenidos por la REPUBLICA ARGENTINA a través del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Que si bien se trata de un recurso de última instancia ante los inconvenientes reseñados, los Agentes Generadores no estarán obligados a participar en la utilización de estos combustibles, pudiendo los mismos dirigirse a la plaza financiera para obtener los medios que ellos determinen más convenientes para su abastecimiento.

Que no obstante ello; debe priorizarse la utilización de estos combustibles en atención a los beneficios financieros que tal abastecimiento produce en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, conforme estas condiciones, se considera conveniente que los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que decidan participar de la operatoria a implementar, deberán declarar expresamente cuáles son sus requerimientos de suministro de estos combustibles, para consumo durante el próximo período invernal del año 2004, como también los costos que deben asumir por la gestión de acondicionamiento, almacenamiento, y mantenimiento, entre otros, que se originen por la utilización de estos combustibles en sus unidades generadoras.

Que en función de lo anterior, el suministro de los volúmenes de combustible así requeridos, conlleva la posibilidad de que existan mayores costos derivados de un posible desvío en las previsiones de tales agentes para el consumo y/o almacenamiento de aquellos, lo que deberá ser afrontado por los Agentes involucrados.

Que dadas las condiciones de comercialización de los combustibles líquidos a nivel mundial y del mecanismo financiero previsto en el referido Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, se debe prever el aporte del financiamiento necesario con destino al Fideicomiso a constituir conforme al mismo, con el objeto de hacer sustentable esta operatoria.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1° - Establécese como recurso de última instancia la utilización del combustible a importar de la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 Abril de 2004, debiéndose tener en cuenta los beneficios financieros que tal abastecimiento produce en el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 2°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, los documentos necesarios con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil y Gas Oil, en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 Abril de 2004, destinados a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, para lo cual este Organismo deberá enviar previamente a esta SECRETARIA DE ENERGÍA una propuesta de estos documentos para su aprobación.

Artículo 3°- La SECRETARIA DE ENERGÍA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el origen de los fondos y las sumas asignables a cubrir los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA), en función del requerimiento realizado por ese Organismo de los montos involucrados y su devengamiento en el tiempo.

Artículo 4°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a coordinar y realizar toda la gestión que resulte necesaria para el abastecimiento de combustible líquido a los Agentes Generadores térmicos que así lo requieran en base al acuerdo que, a tal efecto, celebre con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA).

Artículo 5°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a crear un procedimiento específico en donde se establezcan los términos y condiciones en que los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORITA (MEM), dispuestos a generar energía eléctrica con el combustible líquido abastecido de conformidad al Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, participen en dicha operatoria.

Dicho procedimiento deberá prever que tales Agentes declaren: (i) el conocimiento y la aceptación de todas y cada una de las cláusulas y condiciones establecidas en el acuerdo celebrado entre el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) según su Artículo 2°; (ii) las cantidades y el tipo de producto necesarios a lo largo del año 2004 para la producción de energía eléctrica que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá requerir a PDVSA;

(iii) la aceptación de los plazos de recepción posibles o programados, que serán coordinados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), (iv) todos los costos asociados a la recepción, conservación y utilización del combustible nominado, incluyendo los seguros que cubran los daños y pérdidas que sufra el producto y los daños que se causen por o con el producto; (v) su compromiso de asumir los mayores costos derivados de posibles incumplimientos en alguna de las obligaciones asumidas al requerir el combustible líquido; (vi) la disponibilidad de todas las instalaciones relacionadas con la recepción y el mantenimiento del combustible.

Artículo 6°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar, con la urgencia que esta operatoria requiere, un llamado a la presentación de solicitudes de los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para participar en el suministro de los combustibles líquidos provistos por PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) de acuerdo al convenio celebrado entre ambas empresas conforme el artículo 2° del presente acto.

A tal efecto, en su presentación los Agentes generadores deberán declarar:

a) La decisión de participar en la operatoria motivo de la presente norma, en los términos previstos en el artículo precedente.

b) Los valores de “Costo Variable de Mantenimiento” y “Otros Costos Variables no Combustibles” a ser considerados para la conformación del COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP) por operar con este combustible, en el marco de esta operatoria y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1 del 2 de enero de 2003.

De resultar estos costos diferentes a los declarados conforme la regulación aplicable para la declaración del COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP), se deberá adjuntar la misma documentación que avale tal divergencia.

Artículo 7°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a utilizar como COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP) de las unidades de los Agentes Generadores involucrados en la presente operatoria, los valores unitarios declarados y aceptados de “Costo Variable de Mantenimiento” y “Otros Costos Variables no Combustibles” según el artículo precedente, con más el costo total del combustible líquido correspondiente (incluyendo los costos de financiamiento y administración en que se incurra), entregado en el emplazamiento donde el Agente Generador establezca para su posterior utilización.

Artículo 8°- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá descontar de la remuneración que corresponda liquidar por la energía generada con el combustible asignado mediante la operatoria aquí descripta, el monto equivalente al costo del combustible consumido por el Agente Generador durante el período mensual transaccionado, incluyendo en ello los mayores costos que pudiera corresponder asignar a dicho Agente, producto de las indisponibilidades para recibir el combustible líquido o los incumplimientos registrados.

En ese sentido se deberá considerar que el monto equivalente al costo del combustible, incluyendo los mayores costos, se depositará en una Cuenta Especial creada a tal efecto y administrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los créditos de tal Cuenta Especial contarán con la misma prioridad de pago que le correspondería al generador por sus créditos correspondientes a la misma transacción, conforme el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

La SECRETARIA DE ENERGÍA instruirá la oportunidad y los montos en que, desde dicha “Cuenta Especial”, se derivarán las sumas que resulten necesarias para cubrir las obligaciones emergentes del Fondo Fiduciario creado por aplicación de lo dispuesto en el Anexo I del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Artículo 9°- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

NOTA SSEE 0358 – 19 DE Mayo 2004

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 19 de MAYO 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL.

Me dirijo a usted en relación a su nota B-24749-1 del 4 de mayo de 2004, a través de la cual se pone a consideración de esta Subsecretaría de Energía Eléctrica el 'Procedimiento de Aplicación" de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 38912004 - "Utilización combustible proveniente del Convenio Integral de Cooperación entre la República Argentina y la República Bolivariana de Venezuela, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 50 de la citada resolución.

En uso de las facultades conferidas a esta Subsecretaria de Energía Eléctrica en la citada resolución, relativas a su aplicación e interpretación, le informamos que a los efectos de la implementación del uso de dicho combustible se deberá aplicar el procedimiento que con idéntica descripción que el remitido se aprueba y se agrega como anexo, a la presente,

Saludo a usted atentamente.

Ing. BAUTISTA d. MARCHESCHI

ANEXO A NOTA SSEE 358/2004

Procedimiento de aplicación de la Resolución S.E. Nº 389/04 -Utilización de combustible proveniente del: Convenio Integral de Cooperación entre la República Argentina y la República Bolivariana de Venezuela.

1. 0bjeto y Alcance

El objeto del presente (en adelante el "PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN RES, SE N* 389/04») es establecer los términos y condiciones por las cuales se regirá la operatoria de los Agentes Generadores Térmicos del MEM (en adelante “Generador" en forma individual; o "Generadores” en caso de tratarse de más de uno de ellos) con posibilidades de consumir combustibles alternativos al gas, que estén dispuestos a generar energía eléctrica con el combustible líquido abastecido de conformidad con el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA objeto del presente procedimiento

2. Introducción

La Res. SE Nº 389104 establece, en el marco de la Resolución Nº 183104 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, los requisitos básicos que deben cumplir los Generadores para manifestar su disposición a la producción de energía eléctrica con este combustible.

CAMMESA, en el marco de la Resolución antes señalada, debe realizar la coordinación y todas aquellas gestiones que resulten necesarias para el abastecimiento del combustible líquido que los Generadores soliciten en el marco del Acuerdo objeto del presente procedimiento,

La mencionada Resolución establece asimismo los mecanismos regulatorios de aplicación para la administración de los costos de operación, de aplicación específica para los combustibles origen del Convenio, que han de considerarse para el despacho económico.

3. Procedimiento

3.1. General

Dado el carácter de declaración que la RES SE38904 da a estos Procedimientos, su aceptación deberá ser realizada por el apoderado legal del Generador frente a CAMMESA, debiendo nominar en dicho acto el personal que lo representará en los aspectos legales y operativos, con plenas facultades al efecto,

3.2. Contrato entre Empresa Estatal PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. (PDVSA) -CAMMESA

El Generador deberá dar declaración expresa de su conocimiento del contrato y aceptación de las siguientes responsabilidades: disponibilidad de las instalaciones para la recepción y almacenamiento del combustible nominado bajo el presente procedimiento, y las especificaciones de calidad provistas en el contrato al efecto, mediante la firma por el apoderado del Generador, del documento correspondiente en los términos legales que exprese el formulario emitido por CAMMESA.

3.3. Calidad y cantidad del producto

La calidad de los productos está establecida en las condiciones particulares del Contrato Marco que vincula a las Empresas PDVSA y CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, comprometiéndose PDVSA a proveer el combustible con calidades iguales o superiores a las especificadas.

De resultar el combustible efectivamente entregado de calidad inferior a la comprometida en el Contrato, el Generador tendrá derecho a rechazar el volumen recibido, En este caso deberá informar de la situación en un tiempo que no supere el establecido en el contrato acuerdo entre CAMMESA y PDVSA

Tanto la calidad como la cantidad que servirán de referencia son las que se indican en el formulario emitido por CAMMESA y firmado por los apoderados legales de los Generadores que adhieren el consumo del combustible c4~eto del presente procedimiento,

3.4. Responsabilidades

El Generador, en su declaración de disposición a consumir el combustible originado en el marco del Convenio precitado, deberá dejar expresa constancia de su compromiso de mantener disponibles todas las instalaciones relacionadas a la recepción y mantenimiento del combustible, y a este efecto celebrará un contrato de depósito gratuito con CAMMESA en los términos legales que exprese el formulario emitido por esta última.

El Generador toma la custodia del combustible una vez que el mismo traspase la brida de descarga de buque en el muelle de recepción y deberá manifestar que asume todos los costos asociados a la recepción, conservación y utilización del combustible, incluyendo los seguros qué cubran los daños y pérdidas que sufra el producto, abarcando los daños que se causen por y/o con y/o el uso del producto, en los términos legales que exprese el formulario emitido por CAMMESA que, entre otros, proveerá que los mismos serán contratados con una compañía de seguros de primera línea a satisfacción de CAMMESA, y que CAMMESA será designada como beneficiaria y/o coasegurada y las Pólizas contendrán una disposición por la cual los seguros no podrán ser disminuidos, cancelados o suspendidos sin una notificación cursada por escrito a CAMMESA con una antelación mínima de 30 días, y previo acuerdo de ésta última.

NOTA SSEE 0403 – 03 de Junio 2004

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en respuesta a su Nota B-24949-1, de fecha 21 de mayo de 2004, que presenta el pedido de reconocimiento de costos mínimos de Operación y Mantenimiento realizado por Hidroeléctrica Tucumán S.A. de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5' de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 406 del 8 de septiembre de 2003 correspondiente a las transacciones de los meses de enero, febrero y marzo de 2004 con vencimiento en los meses de marzo, abril y mayo de 2004 respectivamente.

Teniendo en cuenta lo informado se instruye a esa Compañía para que abone a Hidroeléctrica Tucumán S.A., hasta el límite de sus acreencias, la suma de las necesidades mensuales adicionales para cubrir sus costos mínimos de Operación y Mantenimiento correspondientes a las transacciones citadas.

Saludo a usted atentamente.

Bautista J. Marcheschi
Subsecretario de Energía Eléctrica

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 396/04

Publicación Boletín Oficial N° 30388 del 27/04/04

Citas Legales: Res. SE 159/94; Res. SEyT 406/96; Res. SE 91/97; Res. SE 428/98; Res. SE 239/2002; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 186/95; Dec. 432/82

(Nota: autorización a Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) a realizar la facturación correspondiente a la Función Técnica de Transporte a los Usuarios de la Función Técnica de Transporte (UFTT). aprobada por Resolución SE 1414/2004)

> Definición de la tarifa aplicable para remunerar la Prestación Adicional de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA FIRME, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del servicio público de DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

BUENOS AIRES, 22 DE ABRIL DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0065121/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO

Que la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido por la Ley Nº 24.065 está sujeta a la regulación federal contenida en dicha Ley y sus normas complementarias y reglamentarias.

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 159 del 31 de mayo de 1994, modificada por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996, establece, a falta de acuerdo entre partes, las tarifas aplicables para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en el caso de que dicha prestación se realice en alta o media tensión.

Que la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996 precisa los casos en que la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) debe ser considerada como un servicio de transporte firme.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997, establece las tarifas aplicables para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en el caso de que dicha prestación se realice en baja tensión.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 239 del 3 de julio de 2002, establecen las tarifas aplicables para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en el caso de que dicha prestación la realice un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica titular de un Contrato de Concesión para la prestación del servicio público de distribución que contenga previsiones para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión o un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica sin Contrato de Concesión de Distribución, o con un Contrato en el que no estén fijadas las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la referida FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT).

Que la experiencia obtenida desde la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 indica que deben modificarse los alcances de la misma.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Derógase la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 239 del 3 de julio de 2002 y el Artículo 6° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997.

Artículo 2°- La tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica será la que resulte de las Disposiciones contenidas en su Contrato de Concesión o del acuerdo de partes, siempre que se cumpla con la condición establecida en el artículo 4° del presente acto.

Artículo 3°- La tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, sin Contrato de Concesión de Distribución, o con un Contrato en el que no estén fijadas las condiciones técnicas y económicas de la prestación de la referida FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (FTT), será la que resulte de la aplicación de los incisos a) y b) del presente artículo o del acuerdo de partes, siempre que se cumpla con la condición establecida en el Artículo 4° del presente acto:

a) La tarifa de peaje será igual o menor que la tarifa para usuarios finales consignada en los cuadros tarifarios de aplicación del Prestador del Servicio Público de Distribución de que se trate, para servicios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo, deducidos los precios de referencia de la energía y potencia en el nodo de compra del distribuidor.

b) Los niveles de calidad y seguridad deberán ser iguales o superiores a los que el Prestador del Servicio Público de Distribución se encuentra obligado respecto del resto de sus usuarios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo. Cuando no existan previsiones expresas con respecto al nivel de calidad de la prestación y a las reducciones tarifarias que su incumplimiento ocasione, serán de aplicación las contempladas en los Contratos de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción federal.

Artículo 4°- En todos los casos reglados por los artículos 2° y 3° del presente acto, la tarifa de peaje aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y expansión, que cumpla un prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en alta y media tensión no debe apartarse en más de un VEINTE POR CIENTO (20%) de los valores establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996. En caso que la mencionada tarifa se aparte en más de un VEINTE POR CIENTO (20%) de los valores establecidos en la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y TRANSPORTE Nº 406 del 24 de junio de 1996, serán de aplicación los valores máximos determinados en dicha Resolución con más un VEINTE POR CIENTO (20%). La tarifa que esté comprendida entre dichos valores se presumirá, salvo prueba en contrario, adecuada a los principios y criterios de eficiencia de la Ley Nº 24.065.

Para baja tensión se tomarán los valores límites y las condiciones mínimas de calidad para esa prestación establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 91 del 30 de septiembre de 1997.

Artículo 5°- La tarifa de peaje aplicable para remunerar PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de Calidad de Servicio y de expansión, que cumpla un Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en los casos en que no se cumpla lo dispuesto por el Artículo 4° del presente acto será fijada por la SECRETARIA DE ENERGÍA, a solicitud de cualquiera de las partes interesadas y teniendo en cuenta los informes técnicos justificatorios del apartamiento solicitado, previa intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) de acuerdo con lo establecido en los Artículos 40, 41 y 42 de la Ley Nº 24.065.

En el caso en que la presentación sea realizada por un PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT), la misma debe contar con el aval del Poder Concedente o del Ente Regulador Provincial respectivo.

Artículo 6°- Todo PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) deberá informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), por lo menos DOS (2) veces al año, en la fecha que este Organismo determine los valores de peaje establecidos en los Contratos de Concesión respectivos o, en su defecto los peajes implícitos en la tarifa para usuarios finales consignada en el respectivo cuadro tarifario para cada nivel de tensión y modalidad de consumo.

Artículo 7°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a publicar, junto con cada Programación o Reprogramación Estacional, los valores de los peajes de acuerdo a lo establecido en el

artículo precedente en el área de concesión de cada uno de los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT).

Artículo 8°- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al ejercer las atribuciones que le confiere el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065, aplicará los criterios contenidos en la presente norma que es complementaria del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Artículo 9°- Este acto entrará en vigencia el primer día del mes próximo al de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 10.- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS 208/04

Publicación Boletín Oficial N° 30385 del 22/04/04

Homologase el "Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en punto de ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el DECRETO 181/2004", suscripto el 2 de abril de 2004 entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA y los PRODUCTORES DE GAS.

MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS

BUENOS AIRES, 21 DE ABRIL DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y los Decretos Nº 180 y Nº 181 ambos de fecha 13 de febrero de 2004, y CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004 se instruyó a la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los fines de que elabore un esquema de normalización del precio del gas natural el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), con destino a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, y a los usuarios de dichas prestadoras que comiencen a adquirir el gas natural directamente de productores, con arreglo a las pautas básicas que establece la referida norma.

Que conforme lo expuesto en el Decreto Nº 181 del 13 de febrero de 2004, la producción y comercialización de gas natural en el mercado interno debe ser reencauzada a partir del establecimiento de un esquema de normalización, contemplando las limitaciones regulatorias que afectan a los servicios públicos objeto de renegociación, sin dejar de reconocer que se trata de una actividad que en el mediano y largo plazo debe volver a operar en el marco de lo establecido en el Decreto Nº 2731 de fecha 29 de diciembre de 1993, en un contexto que fija el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, donde (i) se encuentre en funcionamiento el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, (ii) exista un mayor grado de desagregación y competencia en la industria del gas, y (iii) no existan restricciones de abastecimiento para el mercado interno.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha venido analizando la problemática del gas natural con los productores con el objeto de llegar a un acuerdo razonable para las partes de modo tal que se asegure, al menos, condiciones básicas de abastecimiento, con más el crecimiento de consumo del servicio residencial y los pequeños usuarios, que se verifiquen hasta la fecha prevista en el acuerdo objeto de la presente, para el completamiento del esquema de normalización del mercado de producción y venta de gas natural.

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivan de la emergencia económica y social que vive la REPUBLICA ARGENTINA, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha adoptado medidas conducentes para reencauzar la industria del gas y de la electricidad, dictando los Decretos Nº 180 y Nº 181 ambos de fecha 13 de febrero de 2004, y otras disposiciones complementarias.

Que resulta de interés general y de la mayor prioridad en la política de gobierno, el asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6° de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076.

Que por Resolución Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004, de la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se dispusieron determinadas medidas destinadas a asegurar el abastecimiento interno.

Que por Disposición Nº 27 de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA se puso en vigencia PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, destinada a dicho fines.

Que a fin de estar en condiciones de promover políticas conducentes para evitar el desabastecimiento y lograr la normalización del sector, la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha elaborado un estudio de costos de la exploración y la producción de gas natural con el objeto de contar con los elementos de juicio necesarios para negociar con los productores de gas el mencionado acuerdo, el cual debe asegurar condiciones razonables de abastecimiento y una salida a la crisis, contemplando la situación de los consumidores residenciales y el sector de consumidores industriales con menor poder en una negociación directa con los productores.

Que ante todo ello, la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el marco de lo establecido en el Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, ha negociado con los productores de gas natural un "ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004" el que ha sido suscripto "ad referéndum" de esta autoridad.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha contado con el asesoramiento y asistencia técnica del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los fines de negociar el acuerdo que se somete a consideración, y en particular, para determinar los volúmenes de gas natural para atender la demanda interna.

Que teniendo en cuenta que el acuerdo sometido a consideración constituye un esquema de normalización razonable, en cuanto establece un mecanismo de protección para el conjunto de consumidores alcanzados por las medidas que se implementan, y en cuanto no incrementa el costo del suministro a los consumidores de bajos recursos, este Ministerio no tiene objeción alguna para formular.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades emergentes de los Artículos 2° y 5° del Decreto 181 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1°- Homologar el "ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004", suscripto entre la SECRETARIA DE ENERGÍA y los PRODUCTORES DE GAS de fecha 2 de abril de 2004, que como Anexo I, forma parte del presente.

Artículo 2°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Julio M. De Vido.

ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004

A los 2 días del mes de abril de 2004 se reúnen el Señor SECRETARIO DE ENERGÍA DE LA NACION, Ingeniero Daniel Omar CAMERON, en adelante "La SECRETARIA" en representación del ESTADO NACIONAL, y las empresas abajo firmantes, en adelante colectivamente los "PRODUCTORES" e individualmente el "PRODUCTOR", asimismo, en adelante y en conjunto todos los arriba nombrados denominados las "PARTES" o individualmente la "PARTE", con el objeto de acordar la puesta en marcha del ESQUEMA DE NORMALIZACION de precios para el gas natural establecido por, y en los términos y condiciones del Decreto Nº 181/2004 (en adelante el "ESQUEMA DE NORMALIZACION").

ARTÍCULO 1°.- OBJETO DEL ACUERDO.

El presente ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004 (en adelante el "ACUERDO") tiene por objeto establecer las bases para la implementación del ESQUEMA DE NORMALIZACION de los precios de gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte para el mercado interno, conforme a las pautas básicas establecidas en el Decreto Nº 181/2004, y a los términos y condiciones del presente ACUERDO.

ARTÍCULO 2°.- AMBITO DE APLICACION DEL ACUERDO.

2.1. El presente ACUERDO resulta de aplicación exclusivamente a:

(i) el gas natural que los PRODUCTORES suministren a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes por hasta los volúmenes detallados para cada PRODUCTOR en el Anexo II adjunto al presente ACUERDO;

(ii) el gas natural que los PRODUCTORES suministren a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, conforme tal término se define en el punto 4 B) del presente ACUERDO; y

(iii) el gas natural que los PRODUCTORES suministren en forma directa a los generadores de electricidad, en tanto y en cuanto, el gas natural se utilice para generar energía eléctrica destinada al mercado interno.

2.2. El presente ACUERDO no será de aplicación, excepto que el comprador y vendedor en cuestión determinen lo contrario, a los suministros de gas natural que los PRODUCTORES efectúen a cualquier otro sujeto activo de la industria del gas natural, que no sea prestador del servicio de distribución de gas por redes, NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL o GENERADOR.

ARTÍCULO 3°.- REGALIAS SOBRE EL GAS NATURAL.

3.1. De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 7° del Decreto Nº 181/2004, los precios del gas natural que resultaren de las ventas realizadas por los PRODUCTORES, como consecuencia del presente ACUERDO, serán los únicos que se tomarán como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías, previstas en el Artículo 62 de la Ley Nº 17.319, correspondientes a los volúmenes de gas vendidos por los PRODUCTORES, exclusivamente, en el marco de este ACUERDO.

3.2. Si una o más provincias productoras de hidrocarburos iniciaren acciones legales vinculadas con el pago de las regalías de gas natural devengadas a partir de la vigencia de la Ley Nº 25.561 y obtuviesen sentencia judicial firme, por la cual se admitiera la validez de los eventuales reclamos de la naturaleza arriba descriptos, tales que impongan a los PRODUCTORES suscribientes del presente ACUERDO mayores costos por la liquidación de las regalías de gas devengadas durante el período indicado, la SECRETARIA dispondrá las acciones pertinentes para evitar o compensar esos mayores costos a tales PRODUCTORES. Los PRODUCTORES involucrados requerirán la citación del Estado Nacional, a través de la SECRETARIA, como tercero en los expedientes correspondientes. Asimismo, en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley Nº 17.319, a pedido de cualquiera de las partes en la respectiva controversia, la SECRETARIA aceptará tramitar y resolver las actuaciones administrativas pertinentes.

3.3. Si las provincias productoras de hidrocarburos requieren, a partir de la vigencia del presente, la percepción en especie de regalías de gas natural, la SECRETARIA, en uso de sus facultades, llevará adelante las acciones necesarias para evitar que esa decisión de las provincias afecte negativamente las condiciones de abastecimiento interno. Asimismo, en la medida que se le requiera el pago de las regalías en especie, cada PRODUCTOR podrá reducir los volúmenes comprometidos en el Anexo II de este ACUERDO, en un volumen proporcional al pagado en especie, considerando la relación entre el volumen total de producción y el volumen comprometido en el Anexo II, a la fecha de firma del presente ACUERDO. Dicha reducción se aplicara: (i) en primer lugar al gas natural destinado a abastecer a usuarios de la provincia que requiriese el pago de las regalías en especie y (ii) a la prestadora del servicio de distribución de gas natural que opera en la región a la que pertenece dicha provincia.

ARTÍCULO 4°.- NORMALIZACION DE PRECIOS.

Conforme las pautas básicas establecidas en el Decreto Nº 181/2004, las PARTES acuerdan el siguiente ESQUEMA DE NORMALIZACION de los precios de gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte para el mercado interno:

A) AJUSTE DE PRECIOS EN EL GAS EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST)

Con fecha no posterior al 10 de mayo de 2004, se aplicará el ajuste previsto en el Anexo I-a del presente (cuadros 2 y 3) y posterior mecanismo de protección, a los precios de los volúmenes de gas suministrados por los PRODUCTORES a:

a) los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, aplicable sólo a aquellos volúmenes no destinados a abastecer a

i) los usuarios residenciales y,

ii) los usuarios comprendidos en la primera y segunda escala del Servicio General Pequeños Usuarios (SGP). A los efectos de determinar la clasificación de los usuarios SGP en cada una de las escalas, se tomará el promedio mensual de consumo de los últimos 12 meses calendario inmediatos anteriores a la entrada en vigencia del Decreto Nº 181/2004.

El grupo de usuarios abastecido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes alcanzados por este ajuste es aquí denominado USUARIOS INDUSTRIALES.

b) los generadores de electricidad referidos en el punto 2.1.iii. (los "GENERADORES").

Dentro de las acciones necesarias para completar los objetivos previstos en el Artículo 1° del Decreto Nº 181/2004, y en el plazo establecido en ese mismo Artículo, la SECRETARIA dispondrá en el futuro la implementación progresiva del allí denominado ESQUEMA DE NORMALIZACION al precio del gas natural que los prestadores del servicio de distribución adquieran para abastecer a los usuarios previstos en los apartados a.i y a.ii precedentes a fin de que al 31 de diciembre de 2006 dichos usuarios estén pagando los valores de referencia finales para el mecanismo de protección aplicable a los precios del gas natural correspondientes a los USUARIOS INDUSTRIALES, GENERADORES y NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y ello sin perjuicio del compromiso de abastecimiento asumido en forma simplemente mancomunada por los PRODUCTORES para abastecer a los consumos de los usuarios de esos prestadores, según lo acordado en el Artículo 5° y el Anexo II integrantes del presente.

La SECRETARIA y/o el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por instrucción suya, requerirán a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes que identifiquen e informen mensualmente con carácter de declaración jurada al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y a los PRODUCTORES los volúmenes de gas natural entregados a cada uno de los USUARIOS INDUSTRIALES (mientras éstos adquieran el gas de esos prestadores) y a los otros usuarios. El ENARGAS controlará la exactitud de la información entregada por los prestadores del servicio de distribución de gas, la que asimismo podrá ser auditada por cualquiera de los PRODUCTORES que suministre gas natural al prestador en cuestión.

B) MECANISMO DE PROTECCION PARA LOS NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL.

Se entiende por NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL a aquellos USUARIOS INDUSTRIALES que efectúen adquisiciones de gas natural en forma directa a los PRODUCTORES, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, conforme a lo previsto en el Artículo 5° del Decreto Nº 181/2004, y según se lo determine en la reglamentación respectiva.

Los precios de gas natural en los puntos de ingreso al sistema de transporte a pagar por los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, acorde a las disposiciones de los Artículos 1° y 2° del presente ACUERDO, serán afectados por un mecanismo de protección que finalizará el 31 de Julio de 2005, definido en el Anexo I-a integrante del presente ACUERDO.

Este mecanismo consiste en el establecimiento, mediante este ACUERDO, de los ajustes a aplicar a los precios del gas correspondientes a las compras de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL. Tales ajustes se exponen en el Anexo I-a, integrante de este ACUERDO.

Conforme a las disposiciones del Decreto Nº 181/2004, los prestadores de los servicios de distribución de gas por redes no podrán comprar y los PRODUCTORES no estarán obligados a vender gas natural a esos prestadores, cuando esos volúmenes de gas natural tuvieren por destino el abastecimiento de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, definidos en el inciso B) de este Artículo, considerando las fechas que oportunamente fije la SECRETARIA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 5°.- VOLUMENES DE GAS NATURAL COMPROMETIDOS.

5.1. Sujeto a lo establecido en este ACUERDO, los PRODUCTORES se comprometen en el marco del mismo, a proveer gas natural por los volúmenes que se establecen en el Anexo II, durante los plazos y a los precios establecidos en el Anexo I-a y I-b de este ACUERDO a:

(i) los prestadores del servicio de distribución de gas por redes;

(ii) los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL (conforme su perfil de consumo, según las mediciones disponibles, y por un volumen no mayor al adquirido en el año inmediato anterior por el NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL en cuestión al prestador del servicio de distribución de gas por redes), en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 4° del Decreto Nº 181/2004, y;

(iii) los GENERADORES que, a la fecha de suscripción del presente ACUERDO, utilizan transporte firme adquirido por la prestadora del servicio de distribución de gas por redes, en tanto y en cuanto, el gas natural se utilice para generar energía eléctrica destinada al mercado interno.

El presente compromiso de provisión de gas natural no alcanza a los GENERADORES que, a la fecha de suscripción del presente ACUERDO, adquieren gas natural en forma directa a los PRODUCTORES pero que no utilizan transporte firme de la prestadora del servicio de distribución de gas por redes, los cuales se seguirán rigiendo por los volúmenes que correspondan según los respectivos acuerdos.

5.2. La obligación de los PRODUCTORES de suministrar volúmenes de gas natural en las condiciones referidas en el párrafo precedente, es simplemente mancomunada.

5.3. El suministro de gas natural por un PRODUCTOR a un NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL, en reemplazo del volumen que este usuario recibía del prestador del servicio de distribución de gas por redes, no podrá incrementar el volumen máximo comprometido por el PRODUCTOR en cuestión que surja del Anexo II adjunto al presente ACUERDO, salvo que el PRODUCTOR acuerde expresamente lo contrario.

5.4. Cada PRODUCTOR se compromete a efectuar las inversiones necesarias para alcanzar los volúmenes de producción que el respectivo PRODUCTOR se ha comprometido a suministrar conforme se indica en el Anexo II.

ARTÍCULO 6°.- PRECIOS Y ESQUEMA DE NORMALIZACION.

6.1. Las PARTES acuerdan que los niveles de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, aplicables por los PRODUCTORES a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes por hasta los volúmenes requeridos para abastecer a los USUARIOS INDUSTRIALES, a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL y a los GENERADORES, serán los que surgen de aplicar los ajustes detallados en el Anexo I-a que forma parte integrante de este ACUERDO.

6.2. La SECRETARIA se obliga a implementar los ajustes de precios que formen parte del ESQUEMA DE NORMALIZACION, de manera efectiva y oportuna, de modo tal de permitir a los PRODUCTORES cobrar dichos precios de las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL o de los GENERADORES, incluyendo (i) el traslado de dichos precios a las tarifas de distribución de gas; y (ii) el reconocimiento de los referidos precios del gas natural como Precio de Referencia del Gas en la declaración de Costos Variables de producción de las Centrales Térmicas a los efectos de la determinación del la determinación del Precio Spot o Precio de Mercado.

6.3. Durante el ESQUEMA DE NORMALIZACION, los PRODUCTORES acuerdan que los precios del gas natural resultantes de la aplicación del MECANISMO DE PROTECCION acordado en el Artículo 5º y en el Anexo I-a integrante del presente, no podrán ser superiores al promedio ponderado de los precios correspondientes a las exportaciones de Gas Natural de los PRODUCTORES, con destino de uso y en condiciones similares, para cada una de la Cuencas.

La SECRETARIA dispondrá los mecanismos de control de estas pautas.

6.4. Las PARTES acuerdan que los precios del Gas Natural en los puntos de ingreso al Sistema de Transporte (PIST), cuya normalización se atiende en este instrumento, se establecen en pesos.

6.5. Los precios referenciados y los ajustes acordados en el Artículo 4° y el Anexo I-a del presente ACUERDO, han sido establecidos sobre la base de una relación de cambio entre el peso y el dólar estadounidense equivalente a $ 2,90 = U$S 1.

Las PARTES acuerdan que durante la vigencia del ESQUEMA DE NORMALIZACION los ajustes acordados serán revisados por las PARTES sólo si el promedio móvil diario de 30 días, durante un periodo de 30 días consecutivos, del tipo de cambio vendedor, del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (cierre vendedor del mercado libre de cambios), difiere, en más o en menos de un 15%, del valor de tipo de cambio antes indicado. En tal caso cualquier PRODUCTOR, o la SECRETARIA, tendrán derecho a solicitar el reajuste de los precios previstos en el presente ACUERDO, a través de la apertura de la renegociación de los mismos.

La solicitud o el inicio de la renegociación de este ACUERDO, no habilitar a los PRODUCTORES ni al ESTADO NACIONAL a incumplir total o parcialmente con sus obligaciones, acordadas en este ACUERDO.

6.6. En cualquiera de los supuestos previstos en este Artículo, cualquier PRODUCTOR o la SECRETARIA podrán solicitar la apertura de la renegociación de este ACUERDO, exclusivamente, para la adecuación de los precios, hecho que deber ser notificado en forma fehaciente a los domicilios indicados junto a las firmas de este ACUERDO.

La renegociación deber iniciarse en forma efectiva dentro del plazo improrrogable de 15 días corridos desde que una PARTE haya solicitado la apertura de la negociación. El proceso de renegociación no deber extenderse más allá de 60 días corridos. Cumplido dicho plazo sin que las PARTES hayan podido alcanzar un nuevo acuerdo, el presente ACUERDO quedar rescindido de pleno derecho. En caso que la renegociación hubiere sido solicitada por uno o más PRODUCTORES, la rescisión operar sólo con respecto a la SECRETARIA y el/los PRODUCTOR/ES que hubieran manifestado en forma fehaciente su voluntad rescisoria, y no con respecto a los demás PRODUCTORES.

ARTÍCULO 7°.- MODIFICACION DE LOS CONTRATOS DE PROVISION DE GAS ENTRE LOS PRODUCTORES Y LOS PRESTADORES.

7.1. Los PRODUCTORES negociarán con las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y/o los GENERADORES, según corresponda, la reestructuración de los correspondientes contratos de compraventa de gas natural, conforme: (i) los volúmenes máximos de gas natural que se establecen en el Anexo II del presente ACUERDO, y (ii) los precios establecidos en el Anexo I-a del presente ACUERDO (en adelante dicho proceso denominado la "REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS"). La SECRETARIA y el ENARGAS prestarán toda la colaboración necesaria para la REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS.

7.2. La REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS deber realizarse en un plazo no mayor de 45 días corridos a partir de la fecha de entrada en vigencia de este ACUERDO. En caso que no se alcance un acuerdo entre los PRODUCTORES y las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y/o los GENERADORES para la REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS, los PRODUCTORES quedarán liberados de la obligación de suministro del Anexo II.

7.3. En la medida que por aplicación de lo previsto en los Artículos 4° y 5° del Decreto Nº 181/2004, y de la reglamentación respectiva, surjan NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL:

(i) Los PRODUCTORES que, al momento en que un NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL debiera pasar a adquirir el gas natural a un PRODUCTOR en forma directa por aplicación del Decreto Nø 181/2004, suministraban gas natural al prestador del servicio de distribución de gas natural por redes que abastecía de gas natural a ese NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL, deberán suministrar gas natural al NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL con su mismo perfil de consumo, según las mediciones disponibles, por un volumen no mayor al adquirido en el año inmediato anterior por el NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL en cuestión al prestador del servicio de distribución de gas por redes (en adelante el "VOLUMEN"). Tal obligación de suministro subsistir hasta el 31 de julio de 2005, excepto que las partes en cuestión acuerden algo distinto. Los volúmenes de gas natural que puedan ser requeridos por el NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL, y que excedan el VOLUMEN podrán ser suministrados por uno o más PRODUCTORES en condiciones libremente pactadas.

(ii) Los volúmenes contractuales de los contratos de compraventa de gas natural suscriptos entre los PRODUCTORES y el prestador del servicio de distribución de gas natural que abastecía al NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL en cuestión, deberán ser disminuidos considerando el VOLUMEN.

7.4. Sin perjuicio de lo establecido en el Artículo 12 del Decreto Nº 181/04, y a los efectos de cumplir con la entrega de los volúmenes comprometidos en este ACUERDO, y durante la vigencia de los compromisos asumidos en el presente, los PRODUCTORES podrán celebrar entre ellos y con terceros los acuerdos de compensación de volúmenes, compraventa y otros que puedan resultar necesarios o convenientes a tales efectos.

7.5. Los acuerdos que los PRODUCTORES celebren con (a) las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, (b) los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL y/o (c) otros PRODUCTORES, en cumplimiento de las obligaciones asumidas en el presente ACUERDO, serán presentados ante la SECRETARIA para su posterior publicación en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS. En caso de que las enmiendas a los acuerdos vigentes mencionados en el punto (a) fueran alcanzados por el Impuesto de Sellos en cualquier jurisdicción, la SECRETARIA dispondrá las acciones pertinentes para compensar el mayor costo a los PRODUCTORES.

ARTÍCULO 8°.- MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Los PRODUCTORES se comprometen a prestar su colaboración para la puesta en funcionamiento, en el ámbito de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires u otra entidad de características equivalentes sin participación estatal, del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) de modo que este mercado permita cursar las operaciones de gas "Spot" en forma coordinada y simultánea con las transacciones de transporte y distribución de gas natural. Los PRODUCTORES se comprometen también a cursar, en forma exclusiva, todas las operaciones de gas "Spot" que decidan realizar, en el Mercado Electrónico de Gas (MEG). El compromiso expuesto, se encuentra condicionado a que el MEG funcione de manera y en condiciones similares a cualquier otro mercado de tipo bursátil.

Se considerarán operaciones de gas "Spot" aquellas que se cierran de un día para el otro o, cuando el sistema empleado por la sociedad que opere el MEG lo permita, las que se vayan a efectuar en plazos inferiores a un día.

Los PRODUCTORES se comprometen a concurrir con el soporte técnico y financiero, conforme los presupuestos que las PARTES aprueben, necesarios para que el MERCADO ELECTRONICO DE GAS y/o la SECRETARIA, estén en condiciones de replicar, antes del comienzo del invierno del 2004, todos los

despachos físicos de las firmas transportistas (cualquiera sea su condición regulatoria) y distribuidoras de gas por redes.

En caso de considerarlo necesario, las PARTES podrán realizar un acuerdo específico donde se detallen los alcances y las responsabilidades de los PRODUCTORES y de la SECRETARIA en relación con la puesta en funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

ARTÍCULO 9°.- LEY APLICABLE.

El presente ACUERDO se regir por las leyes de la República Argentina.

ARTÍCULO 10°.- EXTINCION Y RESCISION.

El presente ACUERDO quedar sin efecto en cualquiera de los siguientes supuestos:

a) Ante el incumplimiento de las PARTES de las obligaciones contraídas en el presente, salvo que dicho incumplimiento sea debido a fuerza mayor. Se aclara expresamente que:

(i) el incumplimiento de las obligaciones contraídas mediante el presente ACUERDO por parte de un PRODUCTOR (sin mediar caso fortuito o fuerza mayor) ser causal de rescisión del presente ACUERDO sólo con respecto al PRODUCTOR incumplidor, y no con respecto a

los demás PRODUCTORES; y (ii) en caso de rescisión del presente ACUERDO por incumplimiento del ESTADO NACIONAL de las obligaciones contraídas mediante el presente ACUERDO, la rescisión en cuestión operar sólo con respecto a los PRODUCTORES que hubieren manifestado fehacientemente su voluntad rescisoria, y no con respecto a los demás PRODUCTORES.

b) Cuando el ESTADO NACIONAL no implementara los ajustes de precios conforme lo previsto en el punto 6.2.

c) Cuando como consecuencia de una o m s órdenes de autoridad judicial competente, se suspenda, total o parcialmente, la implementación de los ajustes a los precios del gas natural, y dicha suspensión afecte significativamente a los volúmenes comprometidos conforme el Anexo II. d)

Cuando las PARTES así lo convinieran. e) En el supuesto previsto en el Artículo 6.6., 2do. párrafo, de este ACUERDO.

f) Cuando el ESQUEMA DE NORMALIZACION previsto en el Decreto Nº 181/2004, no se complete conforme lo previsto en el presente ACUERDO.

ARTÍCULO 11°.- PLAZO.

La vigencia del presente ACUERDO se extender hasta el 31 de diciembre de 2006.

ARTÍCULO 12°.- MISCELANEAS.

La SECRETARIA reconoce expresamente que la suscripción, y posterior aplicación y cumplimiento por parte de los PRODUCTORES del presente ACUERDO, es a instancias del Poder Ejecutivo Nacional y hace al beneficio del interés económico general.

ARTÍCULO 13°.- ENTRADA EN VIGENCIA.

La fecha de entrada en vigencia de este ACUERDO queda sujeta a su aprobación por parte del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en un plazo no mayor a los 30 días corridos desde la firma del presente.

Queda el presente ACUERDO abierto a la firma o adhesión de las empresas que no están presentes en este acto.

En prueba de conformidad se firman (__) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a los 2 días del mes de abril de 2004.

DISPOSICIÓN SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES 27/04

Publicación Boletín Oficial N° 30372 del 31/03/04

BUENOS AIRES, 29 DE MARZO DE 2004

VISTO, el Expediente Nº S01:0042902/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076, el Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, y sus modificatorios, el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y la Resolución Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que resulta de interés general y constituye una necesidad fundamental asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6° de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076. Que por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, se facultó a la SECRETARIA DE ENERGÍA, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para disponer las medidas que considere necesarias para evitar que el sistema de gas natural alcance una situación de crisis de abastecimiento o genere este tipo de situaciones sobre otro servicio público.

Que por Resolución Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004, de la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se dispusieron determinadas medidas destinadas a asegurar el abastecimiento interno.

Que asimismo, por la citada resolución se dispuso instruir a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA a los fines de que elabore un PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, que será instrumentado sobre la base de esquema de cortes útiles sobre el gas natural y sobre la capacidad de transporte con destino a la exportación.

Que el PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE debe organizarse teniendo en cuenta la necesidad de asegurar: (i) el abastecimiento de aquellos usuarios previstos en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, (ii) el abastecimiento de los usuarios SGP (tercer escalón de consumo) y de los usuarios firmes (SGG -por su capacidad reservada-, FT, FD y FIRME GNC) destinados a satisfacer la demanda interna, y (iii) el abastecimiento de gas natural a las centrales de generación térmica, con el objeto de evitar la interrupción del servicio público de electricidad, todo ello independientemente de la responsabilidad de las prestadoras del servicio de distribución de gas en gestionar su demanda de gas.

Que las medidas que se adoptan al amparo del programa que se aprueba por la presente disposición, resultan complementarias al esquema de normalización que se espera acordar con los productores de gas natural en cumplimiento de lo establecido en el Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004. Que el orden de prioridades en la eventual suspensión de exportaciones en el marco del PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE debe establecerse teniendo en cuenta: (i) el grado de cumplimiento del compromiso básico de suministro de gas natural al mercado interno de los productores, asumidos por cada uno de ellos al momento de otorgamiento de la autorización de exportación de gas natural respectiva, y (ii) la evolución posterior de las ventas al mercado interno, discriminando entre las ventas realizadas a prestadores del servicio de distribución, de aquellas ventas realizadas a consumidores directos.

Que en cuanto a los criterios de valorización del gas originalmente destinado al mercado externo, aun cuando todos los productores involucrados en una suspensión de las exportaciones han incumplido en mayor o menor medida sus obligaciones colectivas de abastecimiento al mercado interno, deberá diferenciarse la situación de aquellos productores que no han cumplido sus obligaciones particulares respecto al abastecimiento del mercado interno respecto al resto de los productores.

Que corresponde contemplar aquellas medidas que posibiliten dotar al Programa mencionado de un adecuado grado de flexibilidad.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 1° de la Resolución Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE COMBUSTIBLES

DISPONE:

Artículo 1º- Apruébase el PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, originalmente reservada para esos fines, que como Anexo I forma parte integrante de la presente disposición.

Artículo 2º- El PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, aprobado por el artículo precedente tiene carácter transitorio y resulta de aplicación mientras la inyección de gas natural por Cuenca sea inferior a la demanda de: (i) los usuarios previstos en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, (ii) los usuarios SGP (tercer escalón de consumo) y de los usuarios firmes (SGG -por su capacidad reservada-, FT, FD y FIRME GNC) (iii) las centrales de generación térmica, que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de electricidad. Todo lo antedicho será de aplicación, en tanto y en cuanto las demandas mencionadas puedan ser atendidas con la capacidad de transporte existente.

Artículo 3º- La presente disposición entrará en vigencia al día siguiente de su notificación a los interesados o el día de su publicación en el Boletín Oficial, lo que suceda antes.

Artículo 4º- Notifíquese, comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Cristian A. Folgar.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 415/04

Publicación Boletín Oficial N° 30390 del 29/04/04

Citas Legales: Dec. 180/2004; Dec. 181/2004; Dec. 1142/2003

(Nota: ampliada por Resolución SE 416/2004 y SE 552/2004. Período en el cual no será de aplicación el régimen de incentivos al ahorro de consumo, como el régimen de cargos adicionales por excedentes de consumo previstos en el Anexo I, aprobado por Resolución SE 942/2004. Restablecimiento de la vigencia del Programa por Resolución SE 624/2005).

Apruébase el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

BUENOS AIRES, 28 DE ABRIL DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo dispuesto por los Decretos Nº 180 y Nº 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004, y,

CONSIDERANDO:

Que es propósito del Gobierno Nacional propender a un uso racional de la energía, teniendo en cuenta que en su mayoría la misma proviene de recursos naturales no renovables.

Que la presente medida opera sobre la demanda de energía, incentivando el ahorro para generar excedentes que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica, garantizando el crecimiento del empleo.

Que lo expuesto no pretende ser una respuesta a la problemática coyuntural, sino una política permanente de mediano a largo plazo, con el objeto de habilitar mayores saldos energéticos para uso industrial.

Que por ello, resulta oportuno y necesario poner en marcha un PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA, basado en el establecimiento de incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo, aplicables sobre aquellos usuarios a los cuales el ESTADO NACIONAL ha privilegiado, excluyéndolos de los ajustes del precio de la energía eléctrica y del gas natural, anunciados en el mes de febrero de corriente año.

Que en el caso de los incentivos fijados para los consumidores de gas natural, los mismos serán abonados por aquellos usuarios que reciban los beneficios del ahorro de energía originado en el sector de la demanda que reduzca su consumo.

Que en el caso de los cargos adicionales por excedentes de consumo, los mismos serán abonados por aquellos usuarios residenciales que tienen mayor capacidad de utilización de energía y por los usuarios comerciales.

Que en el caso de los usuarios de energía eléctrica, se tomarán todas las medidas necesarias para implementar este PROGRAMA, al momento de sancionar los precios estacionales para el próximo período invernal, en base a las pautas definidas en la presente.

Que entre las medidas a ser adoptadas, se contemplará, tanto la educación para el consumo racional de la energía, como el otorgamiento de premios o la aplicación de cargos económicos para todos aquellos consumidores que reduzcan o incrementen su demanda, según corresponda.

Que en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) ello debe verse como un aliciente a la adecuada gestión de la demanda, a llevar a cabo por los agentes distribuidores y prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica, tuteladas por los entes reguladores con jurisdicción sobre dichos agentes.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 31 del Decreto Nº 180/2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA que como Anexos I y II forman parte de la presente resolución, a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Artículo 2º- Instrúyase a los entes reguladores del gas y la electricidad a promover el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA, mediante campañas de ahorro de energía a través de todos los medios de comunicación masiva, e instrumentar todas las medidas que sean necesarias para implementar el presente PROGRAMA.

Artículo 3º- Se invita a todos los Entes Reguladores de la Electricidad de jurisdicción provincial, a implementar el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA, concertando las acciones necesarias con los respectivos Agentes Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, en las que se deberá contemplar el otorgamiento de premios por la reducción de los consumos por debajo de los umbrales definidos, como así también la aplicación de cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los mismos.

Artículo 4º- La presente resolución entrará en vigencia al momento de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 416/04

Publicación Boletín Oficial N° 30398 del 30/05/04

Citas Legales: Res. SE 415/2004; Res. SE 93/2004; Res. SEE 61/92; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95.

> Establecese los precios de referencia a los que deberán valorizarse los premios por la reducción de los consumos por debajo de los umbrales definidos, como así también los cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los mismos que se establezcan en virtud del Programa de Uso Racional de la Energía.

BUENOS AIRES, 30 DE ABRIL DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0092896/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICOSOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGÍA la Programación Definitiva de Invierno 2004 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de regularizar la cadena de pagos a los Acreedores y favorecer la recomposición del Mercado a Término, esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario, en vista de la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda, modular el impacto del marcado incremento estacional que técnicamente sería necesario implementar de inmediato para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla, postergándolo a futuro.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento quincenal del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004 se aprobó el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Que corresponde establecer los precios de referencia a los que deberán valorizarse los premios por la reducción de los consumos por debajo de los umbrales definidos, como así también los cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los mismos que se establezcan en virtud del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA mencionado.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aplícase para la Programación Definitiva de Invierno 2004 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. del Capítulo 2 Precios Estacionales de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que quincenalmente remita a partir de la segunda quincena de mayo de 2004 y DOS (2) días hábiles antes del inicio de cada

quincena a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 3º- Establécese que, para la valorización de los premios por la reducción de los consumos eléctricos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004 y sus reglamentarias, deberán aplicarse los precios de referencia establecidos en el Artículo 17 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004.

Artículo 4º- Establécese que, para la valorización de los cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los consumos eléctricos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004 y sus reglamentarias, deberán aplicarse los precios de referencia establecidos en el Artículo 18 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004.

Artículo 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 426/04

Publicación Boletín Oficial N° 30393 del 04/05/04

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 432/82; Dec. 180/2004

(Nota: decisión que los contratos a celebrarse en el Mercado a Término deberán tener una duración de cuatro o más períodos trimestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones o Reprogramaciones Estacionales, aprobado por Resolución SE 1423/2004)

> Establecese transitoriamente que los Contratos a celebrarse en el Mercado a Término deberán tener una duración de dos o más períodos semestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones Estacionales.

BUENOS AIRES, 30 DE ABRIL DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0091702/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la NOTA S.E. Nº 334 del 15 de abril de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del mismo Ministerio, y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada en el Marco Regulatorio Eléctrico como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en reglamentos que aseguren su normal funcionamiento.

Que por Ley Nº 24.065 se crea el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y se habilita la posibilidad de efectuar operaciones de compraventa de energía eléctrica en el denominado “Mercado a Término”, en el que los precios y condiciones son libremente pactados entre compradores y vendedores, o en el denominado “Mercado Spot” donde los precios se definen en función del costo económico del sistema en su conjunto según las reglamentaciones que establece, con ajuste a los criterios legales, esta SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que entre los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica explicitados en el Artículo 2º de la citada Ley, se incluyen los de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios y promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad, alentando inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que el crecimiento sostenido de la demanda de energía, resultante del comienzo de la recuperación de la economía en el último año, podría verse afectado por las dificultades de abastecimiento en el Mercado de Gas Natural, componente sustancial en la producción de energía con generación térmica.

Que en tanto la energía motoriza la economía, la escasez en el suministro de Gas Natural obliga a los generadores térmicos de energía eléctrica a reemplazar dicho combustible con otros combustibles más caros y, de no adoptarse de inmediato medidas adecuadas, quedaría seriamente afectada la producción y la recuperación económica que se viene experimentando.

Que se hace evidente, como resultante de lo expuesto, que la energía más costosa para la comunidad en su conjunto es la que no se suministra, por lo que se considera oportuno reconocer que podría configurarse una situación de crisis energética derivada de la escasez de gas y su repercusión en el sector eléctrico.

Que, en vista de la dificultad en el abastecimiento de energía eléctrica generada por la falta de la suficiente disponibilidad de Gas Natural que afecta al país, fue necesaria la aplicación de medidas excepcionales con el fin de preservar el abastecimiento de la demanda, entre las que se cuentan, la reducción de tensión y la convocatoria de Grandes Usuarios Interrumpibles.

Que por lo tanto, en la actual situación de declarada y pública escasez y en un contexto de evidente desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), por causas exógenas al mismo, y que origina la distorsión en las condiciones de competencia en aquél, se hace imprescindible adoptar medidas que impidan comportamientos especulativos en el Mercado a Término que afectan la equidad en la oportunidad de suministro en el corto plazo.

Que de no adoptarse tales medidas, sólo una parte de la demanda final de dicho Mercado concentraría rápidamente el recurso disponible en forma oportunista ante la ya pública escasez, en desmedro de la referida equidad, distorsionando los principios rectores del Marco Regulatorio Eléctrico y su espíritu.

Que tales medidas deben dar claras señales de plazos y duración de los contratos en función de los objetivos que le fija la Ley, evitando la aparición de actitudes anticompetitivas como las antes descriptas y

manteniendo la igualdad de oportunidades de todos los agentes y participantes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) elevó a esta SECRETARIA DE ENERGÍA las Notas B- 24109-1 del 26 de marzo de 2004 yb B-24237-1 del 2 de abril de 2004 solicitando instrucciones respecto al tratamiento que se debía brindar a nuevos Contratos presentados, lo cual fue respondido por esta SECRETARIA DE ENERGÍA mediante NOTA S.E. Nº 334 del 15 de abril de 2004 instruyendo que, transitoriamente, no incluyera los mismos como Contratos del Mercado a Término.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982 y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA}{}

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese transitoriamente y a partir del 1º de mayo de 2004, que los contratos a celebrarse en el Mercado a Término deberán tener una duración de DOS (2) o más períodos semestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones Estacionales.

Artículo 2º- Establécese transitoriamente y a partir de la misma fecha que en el artículo precedente, que la información correspondiente a los contratos del Mercado a Término, para su administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberá informarse al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con una anticipación no inferior a SESENTA (60) días corridos previos al inicio del período estacional en el cual darán comienzo, siendo esto último el 1º de mayo o el 1º de noviembre de cada año.

Artículo 3º- Establécese que todos aquellos contratos celebrados por Grandes Usuarios que habilitan su participación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y cuya culminación se efectivice con posterioridad al 1º de mayo de 2004 y previo al comienzo del período estacional subsiguiente al del Invierno del año 2004, podrán ser prorrogados por el plazo que fuere necesario para alcanzar dicho comienzo, manteniéndose invariables las condiciones pactadas entre las partes, pudiendo ajustarse exclusivamente los términos económicos definidos en el acuerdo contractual.

Artículo 4º- Ratifícase la denegatoria de inclusión de Contratos comunicados a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) mediante la NOTA S.E. Nº 334 del 15 de abril de 2004 de esta SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

NOTA SE Nº 334

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES, 15 de Abril 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en relación a sus Notas B-24109-1 y B-24237-1 a través de la cuales se ponen a consideración de esta SECRETARIA DE ENERGÍA, contratos de Disponibilidad de Potencia presentados ante esa Compañía,

Atento a la notoria situación de crisis de abastecimiento, que ha tornado estado público, por la que está atravesando el Mercado Eléctrico Mayorista corno consecuencia del insuficiente abastecimiento de gas natural, la que a su vez ha profundizado la desadaptación de dicho mercado, reforzando la afectación del despacho y los precios del mercado, esta SECRETARIA DE ENERGÍA se encuentra abocada a establecer normas transitorias que propendan a moderar los impactos provocados sobre la oferta y la demanda, sustancialmente para preservar la equidad en el abastecimiento.

En tal contexto, se instruye a esa Compañía para que, transitorianiente, no se incluyan en el Mercado a Término los citados Contratos de Disponibilidad de Potencia, así corno tampoco otros Contratos del mismo tipo (incluyen modificaciones de los conjuntos generadores de respaldo y/o potencia) que se hayan presentado y/o presenten.

Saludo a usted muy atentarnente,

Daniel CAMERON

SECRETARIO DE ENERGÍA

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 434/04

Publicación Boletín Oficial N° 30397 del 10/05/04

Citas Legales: Dec. 1192/92; Ley 25.561; Ley 25.820; Ley 24. 065; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 406/2003

(Nota: restitución al Fondo unificado de todas las sumas asignadas por la SE para el prefinanciamiento de las operatorias diseñadas con el objeto de incrementar la oferta en el MEM, aprobado por Resolución SE 49/2005)

> Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a adquirir Energía Eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil por cuenta y orden del Estado Nacional, realizando a tal efecto una Licitación Pública Internacional. Pliego de Bases y Condiciones. Cronograma de actividades.

BUENOS AIRES, 23 DE ABRIL DE 2004

VISTO, el Expediente Nº S01:0072942/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la firma DISCO S.A. ha presentado la solicitud correspondiente para el reconocimiento de su supermercado denominado VEA 29, ubicado en la ciudad de RIO CUARTO, Provincia de CORDOBA, como agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su condición de GRAN USUARIO MENOR (GUME), conforme lo establecen la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias.

Que la empresa citada requiere su reincorporación al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) luego de haber discontinuado su participación en el mismo, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 19 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 246 del 4 de julio de 2002.

Que para la vinculación de sus instalaciones eléctricas con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la firma solicitante deberá contar con la prestación de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) de la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORDOBA (EPEC).

Que la presentación de la solicitud ha sido publicada en el Boletín Oficial Nº 30.371 de fecha 30 de marzo de 2004.

Que no se han presentado objeciones u oposiciones derivadas de la antedicha publicación.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º- Autorízase el reingreso de DISCO S.A. como agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en la condición de GRAN USUARIO MENOR (GUME), para su Supermercado VEA 29 ubicado en la Av. M. T. de Alvear 375 de la ciudad de RIO CUARTO, Provincia de CORDOBA a partir del 1º de mayo de 2004, ajustándose al cumplimiento de la normativa vigente.

ARTÍCULO 2º- Establécese que la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORDOBA (EPEC) deberá prestar al nuevo agente cuyo reingreso se autoriza por el presente acto, la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) según lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 428 del 28 de agosto de 1998 y su modificatoria.

ARTÍCULO 3º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a notificar al nuevo agente, al generador que celebró contrato con él y a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORDOBA (EPEC), e informar a todos los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) lo resuelto en el presente acto.

ARTÍCULO 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

NOTA SSEE 341 – 19 de Abril 2004

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 19 de Abril 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted a los efectos de poner en su conocimiento lo siguiente:

a) El día 16 de abril del corriente año el Señor Secretario de Energía Eléctrica de la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL (en adelante Brasil) comunicó telefónicamente, a esta SECRETARIA DE ENERGÍA que estaría en condiciones de enviar energía eléctrica a la REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY (en adelante Uruguay) habida cuenta la crisis energética por la que atraviesa este último a partir de las CÉRO (00:00) hora del día 19 de abril del corriente año, posteriormente CAMMESA recibió por parte de la ONS de Brasil informacián consignado esta medida.

b) Paralelamente esta SECRETARIA DE ENERGÍA recibió el día 16 de abril del corriente año la visita de las Autoridades del Uruguay con responsabilidad en materia energética para exponer su crítica situación, surgiendo la posibilidad en carácter excepcional y transitorio de que la REPUBLICA ARGENTINA (en adelante) permita el pasaje de energía eléctrica proveniente de Brasil por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de esa energía en la medida que tenga capacidad remanente, solventando Uruguay todos los costos en que se incurriese ante el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) Esta SECRETARIA DE ENERGÍA acepta el pedido entendiendo que esta autorización de pasaje de esta energía eléctrica está fundada en razones de emergencia y por lo tanto se otorga en carácter excepcional, transitorio y sin que ello genere, en el futuro, antecedentes de ninguna naturaleza sobre derechos de terceros debido a esta autorización. Se deja constancia que esta energía eléctrica de emergencia destinada a Uruguay no se inscribe en la posibilidad de celebrar un contrato de abastecimiento entre Argentina y Brasil con vigencia en el presente mes de abril según consta en el Acta firmada el día 31 de marzo de 2004 entre las Autoridades de Argentina y Brasil, habida cuenta que este último no informó formalmente a nuestro país haber concluido de ajustar todos los temas pendientes de regulación,

d) En definitiva esta SECRETARIA DE ENERGÍA instruye a CAMMESA a proceder a tomar contacto y coordinar las operaciones que fuera menester para permitir el pasaje de esta energía eléctrica de emergencia procedente de Brasil, siempre y cuando tenga la autorización fehaciente del Despacho de Cargas de Uruguay.

e) CAMMESA no será responsable bajo ningún aspecto que no sea el de permitir el pasaje de, la energía eléctrica de emergencia proveniente de Brasil a requerimiento de Uruguay, de acuerdo a los procedimientos técnicos y comerciales en vigencia. y siempre y cuando las condiciones del SADI lo permitan, pudiéndose interrumpir la prestación por las razones que juzgue conveniente o por instrucciones de esta SECRETARIA DE ENERGÍA,

A los efectos de realizar ante CAMMESA las operaciones comerciales y las que fuera menester para el logro del objetivo propuesto, las Autoridades de Uruguay deberán designar formalmente a un Comercializador reconocido ante el MEM de la Argentina que deberá hacerse responsable fehacientemente de esta designación.

Por último, ésta instrucción esta incripta. en condiciones de la emergencia planteada por Uruguay, por lo cual se requiere el tratamiento' que las circunstancias ameriten y en consecuencia, recién cuando las condiciones anteriormente establecidas se hayan cumplido, podrá hacerse efectiva esta solicitud de uso del SADI para satisfacer las necesidades de emergencia en Uruguay.

Saludo a usted atentamente.

Ing. Daniel CAMERON

SECRETARIO DE ENERGÍA

NOTA SE 500 – 31 de Mayo 2004

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 31 de Mayo 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en relación a la Licitación Pública Internacional para el Suministro de Energía en el Nodo Frontera desde la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, conforme lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 434 del 7 de mayo de 2004

1. En base a lo informado por esa Compañía en su nota Nº B-025036-1de fecha 26105/2004 sobre la evaluación de las Ofertas recibidas en la Licitación Pública Internacional para el Suministro de Energía en el Nodo Frontera desde la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, se instruye a CAMMESA para que proceda a:

1.1. Adjudicar la oferta recibida de la firma TRACTEBEL ENERGÍA S.A. para el primer trimestre del período licitado (junio - agosto de 2004) y celebrar el Acuerdo de Provisión y contrato de fideicomiso correspondientes, de acuerdo a lo reglado en la Resolución S.E. Nº 434/2004 y en las disposiciones complementarias a la misma.

1.2. Convocar a una nueva presentación de ofertas para el cubrimiento del período trimestral y modalidad no cubiertos según lo instruido precedentemente en un plazo máximo de 40 días hábiles, utilizando para ello el mismo Pliego de Bases y Condiciones pero sólo para el concurso del trimestre setiembre -noviembre de 2004.

2. Con el objeto de aportar el financiamiento anticipado requerido por la operatoria de garantía prevista para el aseguramiento de este suministro se establece que:

2.1. Del monto total aportado al FONDO UNTFICADO con destino al FONDO DE ESTABILIZACION, según los Decretos N' 365 y 512 del año 2004, que no se encuentre comprometido a cubrir otros requerimientos conforme lo instruido en las anteriores notas S.E. N' 404 del 7 de mayo de 2004 y S-S-E,E, No 325 del 10 de mayo de 2004, Se deberán destinar las sumas que sean necesarias para satisfacer las afectaciones semanales previstas en el apartado 15.2 del Pliego de Bases y Condiciones.

2.2. Tal asignación se mantendrá hasta tanto se comiencen a recuperar los costos de la adquisición de la energía inyectada al SADI según lo dispuesto en el ARTÍCULO 3° de la Resolución S.E. No 434/2004,

2.3. Las sumas así recuperadas deberán ser utilizadas con el mismo propósito que las aportadas por el FONDO UNIFICADO según lo señalado precedentemente.

2.4. Los aportes que por esta instrucción realice el FONDO UNIFICADO, deberán ser reintegrados al mismo a medida que, transcurrido el semestre de Provisión contratado, y se culmine la asignación anticipada establecida en el punto 15.2 del Pliego de Bases y Condiciones, se recupere, al vencimiento, el costo de las energías transaccionadas en los dos últimos meses del plazo ya referido.

Se destaca que las medidas aquí instruidas se mantendrán hasta tanto no se disponga en contrario de lo establecido en la presente.

Saludo a usted atentamente,

Ing. Daniel CAMERON

SECRETARIO DE ENERGÍA

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 436/04

Publicación Boletín Oficial N° 30398 del 11/05/04

Citas Legales: Dec. 365/2004; Dec. 512/2004; Res. MPFIPyS 183/2004; Res. SE 189/2002; Res. SE 389/2004; Res. SEE 61/92; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 186/95; Ley 24.441; Res. SEyC 78/95; Res. SETyC 29/95

(Nota: restitución al Fondo Unificado de todas las sumas asignadas por la SE para el prefinanciamiento de las operatorias diseñadas con el objeto de incrementar la oferta en el MEM, aprobado por Resolución SE 49/2005)

> Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prefinanciar los Combustibles Líquidos y establécese que, en relación con el presente período invernal mayo-octubre de 2004, dicha prefinanciación deberá ser destinada con exclusividad a la adquisición de Combustible Líquido Gas Oil. Recursos a ser utilizados.

BUENOS AIRES, 10 DE MAYO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0099493/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, los Decretos Nº 365 del 26 de marzo de 2004 y Nº 512 del 23 de abril de 2004, la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 183 del 14 de abril de 2004, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 189 del 2 de diciembre de 2002 y SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, a través de los Decretos mencionados en el visto, ha dispuesto el otorgamiento de sendos préstamos reintegrables al FONDO UNIFICADO, creado por el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065, por un monto de PESOS DOSCIENTOS MILLONES ($ 200.000.000.-) cada uno, destinados al sostenimiento del sistema de estabilización de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el marco del Artículo 36 de la misma Ley.

Que, como se señalara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 abril de 2004, el normal suministro de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) está siendo afectado por las dificultades en el abastecimiento en el Mercado de Gas Natural, componente sustancial de la matriz energética en nuestro Territorio Nacional y con preponderancia en la generación de electricidad de origen térmico, lo que ha obligado a reemplazar dicho producto con otros combustibles, dificultando el sostenimiento por largo tiempo de la sustitución referida a un costo razonable.

Que por dicha norma y en cumplimiento de lo establecido por Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 183 del 14 de abril de 2004, se ha instruido a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que dicha Compañía proceda a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, los documentos pertinentes con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVESA) para el suministro de Fuel Oíl y Gas Oíl en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004.

Que en el Artículo 3º del mismo acto se estableció que la SECRETARIA DE ENERGÍA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el origen de los fondos y las sumas asignables a cubrir los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA).

Que, de no adoptarse de inmediato medidas adecuadas, el desbalance entre los recursos económicos recaudados a través de los precios estacionales que abona la demanda, frente al reconocimiento de los mayores costos de producción que ocasiona el elevado nivel de consumo de combustibles líquidos, provocará una rápida profundización del déficit crónico que mantiene el FONDO DE ESTABILIZACION creado por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que en virtud de esa situación, los aportes que el PODER EJECUTIVO NACIONAL haga a través del FONDO UNIFICADO al mencionado fondo estabilizador, conforme los Decretos indicados en el visto, deben proveer al sostenimiento, aunque más no sea, del “status quo” actual, permitiendo la operación del sistema eléctrico en las condiciones antes descriptas, optimizando la asignación de las sumas que se requieren por el alto consumo de combustibles alternativos conforme lo ya mencionado.

Que en ese entendimiento se deben dirigir los escasos recursos disponibles a evitar, por un lado que se acreciente el déficit del FONDO DE ESTABILIZACION y, por el otro, a proveer en lo posible del sostén financiero que se requiere para la obtención de los combustibles alternativos al Gas Natural que se prevén utilizar y con ello lograr también el mismo objetivo.

Que, como surge de la información suministrada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y del acuerdo contractual a suscribir con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA), tal Petrolera no está en condiciones de proveer del Gas Oíl necesario con las calidades mínimas requeridas por las normas aplicables en la REPUBLICA ARGENTINA.

Que en este sentido y como se indicara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 189 del 2 de diciembre de 2002, las condiciones de los mercados financieros a los que pueden acceder los Agentes Generadores para la adquisición de este combustible líquido, no han cambiado sustancialmente respecto a las que dieron origen a la mencionada norma.

Que en virtud de lo reseñado en los últimos DOS (2) considerandos, y con el objeto de proveer del financiamiento necesario para la adquisición del Gas Oíl previsto consumir, se considera conveniente ajustar la metodología especificada en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 189 del 2 de diciembre de 2002, incluyendo las adecuaciones necesarias para que la misma sea aplicada para el período invernal del presente año y los subsiguientes de ser esto necesario.

Que por último, debe limitarse el auxilio financiero suministrado para la adquisición de combustibles líquidos, ya sea Fuel Oíl o Gas Oíl, a la real disponibilidad de que se cuenta, no pudiendo comprometerse al FONDO UNIFICADO, al FONDO DE ESTABILIZACION o al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto por sumas que excedan los montos asignados al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios como lo indican específicamente los Decretos Nº 365 del 26 de marzo de 2004 y Nº 512 del 23 de abril de 2004.

Que por lo tanto, esta SECRETARIA DE ENERGÍA debe disponer tanto el origen de las sumas que, desde la “Cuenta Especial” definida en el Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 de abril de 2004 deban ser derivadas a cubrir las obligaciones emergentes del Fondo Fiduciario creado por aplicación de lo dispuesto en el Anexo I del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, como de los montos que deben ser destinados al soporte de la adquisición de Gas Oíl conforme la adecuación de la metodología de prefinanciamiento establecida por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 189 del 2 de diciembre de 2002.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, según lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a prefinanciar los combustibles líquidos de acuerdo a lo indicado en el Anexo I de la presente resolución de la que forma parte integrante. Para el presente período invernal mayo-octubre 2004, la prefinanciación que se dispone en el presente artículo deberá ser destinada con exclusividad a la adquisición de combustible líquido Gas Oíl y se habilitará a presentar las solicitudes de financiamiento anticipado hasta DIEZ (10) días de emitida la presente resolución.

Artículo 2º- Establécese que los recursos a ser utilizados para el prefinanciamiento dispuesto en el artículo precedente serán establecidos por esta SECRETARIA DE ENERGÍA y provendrán de las sumas no comprometidas de las transferencias realizadas en carácter de préstamo del FONDO UNIFICADO con destino al FONDO DE ESTABILIZACION, conforme lo dispuesto en los Decretos Nº 365 del 26 de marzo de 2004 y Nº 512 del 23 de abril de 2004.

Artículo 3º- Establécese que el FONDO UNIFICADO, bajo los términos establecidos en los Decretos Nº 365 del 26 de marzo de 2004 y Nº 512 del 23 de abril de 2004, o los que los continúen con el mismo objeto, y por las sumas que específicamente determine esta SECRETARIA DE ENERGÍA, será el origen de los fondos asignables a cubrir los compromisos asumidos en la adquisición de Fuel Oíl en el marco de lo

establecido en los Artículos 3º y 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 de abril de 2004.

Artículo 4º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

PREFINANCIACIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

1. REQUERIMIENTO DE ADELANTOS DE FONDOS

Habilítase a los agentes generadores térmicos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a solicitar un anticipo de fondos al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) destinado al pago adelantado del combustible líquido previsto a utilizar en cada central, en el período invernal de cada año, con el compromiso de disponer efectivamente el volumen de combustible líquido declarado para cuya compra se adelantan los fondos.

Dicho anticipo de fondos será realizado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utilizando a tal efecto los recursos que se encuentren disponibles y hasta la suma total máxima que en cada oportunidad establezca la SECRETARIA DE ENERGÍA.

En caso que el monto total de los anticipos requeridos exceda la suma total máxima establecida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá analizar los volúmenes requeridos por los generadores para cada central y, si se presentaran inconsistencias pronunciadas entre las previsiones de despacho de las unidades involucradas con esos combustibles y los volúmenes cuyo pago se ha solicitado por adelantado, deberá calcular el monto a abonar conforme las previsiones de consumo de combustible previstas por él para el período de invierno establecido.

Si aun así resultara insuficiente el monto máximo autorizado para producir el pago adelantado a todos los generadores que lo hayan requerido, se distribuirán los recursos disponibles en forma proporcional a los costos de los combustibles líquidos previstos consumir por cada central, valores que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar junto con la convocatoria a la presentación de solicitudes de prefinanciamiento.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recibirá, hasta la fecha que establezca la SECRETARIA DE ENERGÍA al efecto, los pedidos de adelanto de dinero por central, sin requerirse que los generadores indiquen volumen, con el objeto que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con los precios declarados y vigentes a dicha fecha, pueda establecer qué fondos será posible asignar a cada solicitud.

Una vez confirmados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los fondos reservables para cada generador, cada uno de ellos deberá presentar una declaración jurada de los volúmenes adquiridos para el período de invierno, con el aval del proveedor (auditable), como condición básica para que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquide el adelanto de fondos requeridos y confirmados.

Los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN (CVP) declarados por central para el combustible líquido adquirido con los recursos adelantados, no podrán ser reajustados hasta tanto se haya efectivamente consumido la totalidad del combustible adquirido bajo la presente normativa.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará antes del 5º día hábil de recibida toda la documentación que certifique el cumplimiento de todos los requisitos por parte de los agentes generadores, los fondos asignados por este concepto.

Una vez finalizado cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) descontará de la liquidación de ventas respectiva los montos correspondientes a los volúmenes de combustibles líquidos comprometidos y realmente utilizados en los despachos y redespachos diarios de tal mes en cada central, valorizados al costo en central del combustible declarado para la prefinanciación.

Finalizado el período estacional de invierno, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) controlará los volúmenes de combustible líquido consumido y determinará si existe un saldo de combustible líquido prefinanciado que no ha sido utilizado durante el período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre, para cada una de las centrales cuyos generadores requirieron el anticipo de fondos.

Al finalizar dicho período estacional, el generador que tenga un saldo de combustible líquido prefinanciado no consumido, podrá optar por:

a) mantener disponibles para su uso inmediato el saldo del combustible líquido prefinanciado hasta su total utilización o;

b) devolver las sumas adelantadas en exceso, valorizando el saldo de combustible líquido no despachado con el COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP) en central del combustible declarado y utilizado para los cálculos de la prefinanciación, conjuntamente con el primer vencimiento de la facturación de transacciones económicas que se produzca después del 1º de diciembre del año respectivo. Dicho monto se ajustará según una tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por las colocaciones financieras que haya realizado durante dicho período el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

A tales efectos deberá comunicar su decisión al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a esta SECRETARIA DE ENERGIA antes del 31 de octubre del año correspondiente.

En todos los casos, el Agente Generador deberá afrontar los costos de almacenaje, conservación y otros relacionados a la disponibilidad de este combustible hasta su total utilización o la devolución de la suma adelantada en exceso.

2. GARANTÍAS

Como garantía de pago por los montos percibidos por un Generador para la prefinanciación de combustibles líquidos éste cede y transfiere al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con destino al FONDO DE ESTABILIZACIÓN sus créditos por venta de energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) hasta la total satisfacción de los pagos debidos.

En virtud de ello, los generadores que tuvieren cedidos sus créditos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) total o parcialmente, para solicitar la prefinanciación de combustibles líquidos deberán acreditar formalmente ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el acuerdo de sus otros cesionarios para que se dé el primer grado de preferencia a la garantía de pago de los compromisos asumidos por la prefinanciación de combustibles líquidos.

Se da cumplimiento al otorgamiento de las garantías previstas precedentemente mediante la suscripción, por el Generador Térmico que ha solicitado la prefinanciación de combustibles líquidos, de un fideicomiso de garantía en los términos y condiciones previstos en la Ley Nº 24.441, haciendo cesión fiduciaria a favor del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino al FONDO DE ESTABILIZACIÓN, de la totalidad de los créditos, actuales y futuros que le correspondan en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Debe considerarse que los montos que se paguen a los Generadores térmicos con recursos del FONDO DE ESTABILIZACIÓN constituyen el precio por el que dicho generador cede y transfiere en forma irrevocable, como garantía de pago de los compromisos asumidos al obtener la prefinanciación de combustibles y a favor del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino al FONDO DE ESTABILIZACIÓN, la totalidad de sus créditos por ventas en el Mercado "Spot" del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), hasta cubrir el total del monto adelantado y no pagado con energía generada con dicho combustible, valuada al precio declarado, durante el período estacional de invierno.

Hasta el total cumplimiento de los compromisos asumidos, las instalaciones de generación asociadas al consumo de los combustibles prefinanciados, en su actuación en conexión con el Sistema Eléctrico y el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), quedan afectadas a la garantía. Esto implica que todos los créditos por ventas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) proveniente de tales instalaciones y/o tal punto de conexión quedan afectados a la garantía lo que debe ser tenido en cuenta por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al administrar las transacciones económicas en el MEM.

El cambio de titularidad de tales instalaciones, por cuanto afectadas a la garantía en la forma precedentemente indicada, sólo se admitirá si el nuevo titular, en forma expresa y formal, se constituye en codeudor solidario, liso y llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de división y excusión, por los compromisos asumidos por el anterior titular por prefinanciación de combustibles líquidos en el MEM, y reconoce expresamente la titularidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con destino

al Fondo de Estabilización, sobre los créditos por venta en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de la energía producida por dichas instalaciones.

No será oponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) ningún acto jurídico que debilite las garantías constituidas conforme lo reglado en la presente norma.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) adoptará los recaudos necesarios para su debida instrumentación. Los créditos cedidos en garantía conforme esta resolución quedan fuera del patrimonio del cedente y, dado el alcance general de la presente, los deudores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el caso deudores cedidos por los créditos correspondientes, se tienen por notificados con la publicación de las programaciones estacional o semanal según corresponda.

En el caso de ser requerido el despacho de una unidad generadora con el combustible prefinanciado y la misma se encuentre indisponible por falta de tal combustible y salvo causa de fuerza mayor que lo justifique, se considerará que el generador ha incumplido con su compromiso de disponibilidad de combustible acordada y por consiguiente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ejecutará la garantía liquidando a favor del Fondo de Estabilización los montos de los créditos cedidos en garantía hasta el valor total de los anticipos realizados, con más los cargos e intereses financieros correspondientes.

Ratifícase que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en su carácter de administrador del FONDO DE ESTABILIZACIÓN, debe ejercer todas las acciones judiciales o extrajudiciales que sean necesarias para preservar su integridad conforme las normas que rigen el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), por tanto de considerarlo necesario, podrá requerir garantías adicionales de naturaleza real.

El Agente Generador deberá mantener las garantías exigidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) hasta la utilización total del combustible prefinanciado o la devolución de la suma adelantada más los intereses correspondientes.

Complementariamente resulta de aplicación lo dispuesto por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y COMUNICACIONES Nº 78 del 12 de setiembre de 1995 y la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y COMUNICACIONES Nº 29 del 29 de diciembre de 1995.

NOTA SS.EE. Nº 325/2004

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REF.: Resolución S.E. Nº 436/2004

BUENOS AIRES, 10 MAYO 2004,

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en virtud de lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 436 del 10 de mayo de 2004 y continuando con la anterior Nota S,E, Nº 404 del 7 de mayo de 2004 referida a la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA. NO 406/2003 y los fondos transferidos en virtud del Decreto N' 365 del 26 de marzo de 2004

Al respecto se le informa que, conforme lo dispuesto en los artículos 20 y de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 436/2004, se establece que:

1. para cubrir los compromisos asumidos en la adquisición de Fuel Oil en el marco de lo establecido en los Artículos 2° y 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 de abril de 2004, dispónese hasta la suma de PESOS CIENTO VEINTE MILLONES ($120.000.000.-).
2. para el prefinanciamiento de combustibles instaurado por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 436/2004, establécese la asignación de hasta la suma de PESOS SETENTA MILLONES ($ 70.000.000.-).

Las asignaciones instruidas precedentemente, se deberán efectivizar en el orden de prelación señalado, teniendo en cuenta previamente lo instruido en la Nota S.E. Nº 404 del 7 de mayo de 2004, y siempre que el FONDO UNIFICADO cuente con la disponibilidad suficiente para proceder a tales efectos conforme las transferencias realizadas en carácter de préstamo con destino al FONDO DE ESTABILIZACION, según los Decretos Nº 365 del 26 de marzo de 2004 y 512 del 23 de abril de 2004 o los que los continúen con el mismo objeto,

Saludo a usted atentamente

Ing. Bautista J. Marcheschi

Subsecretario de Energía Eléctrica

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE LA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)
Ing. Luis BEURET
S / D:

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 502/04

Publicación Boletín Oficial N° 30406 del 21/05/04

Citas Legales: Res. MPFIPyS 183/2004; Res. SE 389/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82

(Nota: instrucción a CAMMESA para que, actuando por cuenta y orden del Estado Nacional, proponga procedimientos especiales alternativos a los previstos en el contrato firmado con la Empresa Estatal Petróleos de Venezuela S.A., a fin de agilizar la resolución de reclamos por supuestas cancelaciones y demoras ocurridas durante la entrega del producto Fuel Oil durante el año 2004, aprobada por Resolución SE 753/2005)

> Instruyese al Organismo Encargado del Despacho a suscribir, por cuenta y orden del Estado Nacional, un contrato con la EMPRESA ESTATAL PETRÓLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANÓNIMA (PDVSA) para el suministro de fuel oil, en el marco del Convenio Integral de cooperación con la República Bolivariana de Venezuela suscrito el 6 de abril de 2004, destinados a la GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CENTRALES TÉRMICAS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA.

BUENOS AIRES, 19 DE MAYO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0098976/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscripto en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 183 del 14 de abril de 2004, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que dentro del objetivo recíproco de promover y fomentar el progreso de las respectivas economías, el PODER EJECUTIVO NACIONAL, a través del Artículo VI del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA mencionado en el visto, ha acordado con esta última la provisión para el Mercado Argentino de Fuel Oil y Gas Oil en los términos establecidos en el Anexo I de dicho Convenio.

Que en el referido Anexo I se ha establecido que las operaciones comerciales derivadas de su aplicación serán realizadas por la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) por una parte y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resultando necesario instruir a esta última Compañía para que actúe con tal objetivo.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS en su Resolución Nº 183 del 14 de abril de 2004, en función de lo señalado en los considerandos precedentes, ha dado intervención a esta SECRETARIA DE ENERGÍA para que coordine y atienda la operatoria tendiente a la adquisición del combustible líquido en los volúmenes y plazos comprometidos en el referido Convenio.

Que dicha instrucción ordena la reglamentación de los términos y condiciones en que se llevará a cabo la misma, previéndose la calidad y seguridad en el suministro de los volúmenes de los combustibles ya indicados y permitiendo la más eficiente utilización de los recursos obtenidos por la REPUBLICA ARGENTINA a través del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 389 del 20 de abril de 2004 instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, los documentos necesarios con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil y Gas Oil, en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004, destinados a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, para lo cual dicho Organismo debió enviar previamente a esta SECRETARIA DE ENERGÍA una propuesta de estos documentos para su aprobación.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a través de su Nota B-24749-1 del 4 de mayo de 2004, ha remitido a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, el modelo de contrato a suscribir con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil, no pudiendo acordarse el suministro de Gas Oil en las calidades requeridas por la normativa vigente en la REPUBLICA ARGENTINA.

Que la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de esta Secretaría no ha formulado objeciones al modelo de contrato incluyendo la metodología de cálculo de precios.

Que es imprescindible incorporar los servicios de un Despachante de Aduana a fin de resolver la operatoria aduanera con la urgencia requerida por los embarques ya operados y en curso, respetando en todos los casos las normas y leyes vigentes, siendo este servicio parte integrante de los costos totales de la operación de referencia, contándose a ese fin con la asistencia del Fondo Fiduciario creado por aplicación de lo dispuesto en el Anexo I del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, el contrato con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil, en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004, destinados a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, según el Anexo I de la presente resolución.

Artículo 2º- Apruébase la contratación de la Empresa de Servicios CMC S.A. para realizar la logística integral correspondiente al contrato con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil, según lo descripto en el Anexo II de la presente Resolución.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 503/04

Publicación Boletín Oficial N° 30408 del 26/05/04

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Dec. 1738/1992; Dec. 0180/2004; Dec. 0181/2004; Dec. 2255/1992; Dec. 0951/1995; Disp. SSC 27/2004; Ley 17.319; Ley 24.065; Ley 24.076; Res. MPFIPyS 208/2004; Res. SE 265/2004

(Nota: Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural, aprobado por Resolución SE 659/2004)

> Apruébense el mecanismo de Uso Prioritario del Transporte para el Abastecimiento de la Demanda no Interrumpible y el Procedimiento de Implementación Operativa de la Disposición SSC 27/2004.

BUENOS AIRES, 21 DE MAYO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0042902/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076 y Nº 24.065, los Decretos Nº 180 y Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004 y la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, aprobada por el Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y modificada por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, han consagrado el marco legal destinado a regular la prestación del servicio público nacional de transporte y distribución de gas natural.

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivan de la emergencia económica y social que vive la REPUBLICA ARGENTINA, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha adoptado medidas conducentes para asegurar el crecimiento de la oferta en la industria del gas y de la electricidad, dictando los Decretos Nº 180 y Nº 181, de fecha 13 de febrero de 2004, y otras disposiciones complementarias.

Que resulta de interés general y constituye una necesidad fundamental asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6º de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076.

Que según lo dispuesto en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 arriba mencionado, “en el supuesto que la SECRETARIA DE ENERGÍA verifique, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, que el sistema de gas natural puede entrar en situaciones de crisis de abastecimiento, o generar este tipo de situaciones sobre otro servicio público, podrá disponer todas las medidas que se consideren necesarias para mantener un adecuado nivel de prestaciones”.

Que asimismo, la norma citada en el considerando anterior establece que, en el caso de los usuarios de gas natural, se garantizará al menos el suministro a:

i) los Usuarios del Servicio Residencial - R,

ii) los Usuarios del Servicio General - P cuyo promedio mensual anual de consumo los ubique en la primera o segunda escala de consumo de esa categoría y,

iii) los Usuarios del Servicio a Subdistribuidores - SBD en la exacta incidencia que los usuarios descriptos en i) y ii) tengan en la demanda del subdistribuidor en cuestión.

Que en esa inteligencia, se dictó la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004, por la que se dispuso instruir a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA, a los fines de que elabore un PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, a ser instrumentado sobre la base de un esquema de cortes útiles sobre el gas natural con destino a la exportación y sobre el transporte.

Que esa Resolución estableció que el programa operativo debía prever la necesidad de asegurar, en la medida que el sistema de transporte o distribución lo permita; además de los consumos previstos explícitamente en el segundo párrafo del Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, el de los servicios para usuarios SGP (tercer escalón de consumo) y para los usuarios firmes (SGG, FT, FD y

FIRME GNC, todos por su capacidad reservada), destinados a satisfacer la demanda interna; y para asegurar la sustentabilidad del servicio público de electricidad.

Que existen Grandes Usuarios de las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes, que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte por parte de las prestatarias, para seguir abasteciéndolos.

Que ese PROGRAMA fue oportunamente aprobado e instrumentado mediante la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS.

Que ese PROGRAMA establece prioridades, volúmenes a suspender, procedimientos de valorización del gas, un circuito de información y responsabilidades de los transportistas y los concesionarios y que las operaciones resultantes deben ser consideradas en las transacciones económicas de los Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que ambas medidas tienen por objeto asegurar el abastecimiento interno de gas natural, y por hasta los volúmenes comprometidos por quienes en ese ámbito han adquirido, bajo la reglamentación vigente, el derecho a recibir volúmenes de gas según las condiciones libremente pactadas entre las partes.

Que con fecha 2 de abril se firmó un Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, conforme lo dispuesto por el mencionado Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, el cual fue oportunamente homologado por Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004, (en adelante el Acuerdo).

Que sin embargo, las prestatarias del servicio de distribución y los productores aún no han firmado nuevos acuerdos de compra-venta de gas natural o reestructurado los vigentes, acorde a lo establecido en ese Acuerdo homologado por la mencionada Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Que con el comienzo del período invernal y el aumento del factor de carga en la utilización del sistema de gas natural por niveles aún superiores a los observados actualmente, se han presentado situaciones en las cuales las prestatarias del servicio de distribución de gas natural por redes han encontrado dificultades para abastecer a su demanda no interrumpible con gas natural adquirido por esas prestatarias.

Que asimismo, existen aún situaciones de requerimientos de volúmenes, por parte de las distribuidoras, en condiciones que se entiende, tal ha sido expuesto, son consecuencia de que el mencionado Acuerdo con los productores de gas aún no haya sido debidamente implementado, mediante la firmas de los también mencionados nuevos acuerdos de abastecimiento de gas natural, entre los productores suscribientes del mismo y las prestatarias de los servicios de distribución de gas natural.

Que esta situación ha provocado sistemáticos desbalances del sistema de transporte, frente a retiros de volúmenes de gas del sistema, superiores a la inyección, y que por lo tanto, resulta necesario proteger el funcionamiento del sistema de transporte de gas natural de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que asimismo, la mencionada situación se ha verificado, a pesar de la aplicación de los mecanismos previstos en la mencionada Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004 y la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, que limitaron las exportaciones de gas natural.

Que como consecuencia de toda la situación descripta, se asiste a una situación distinta a la normal para la época invernal, o de bajas temperaturas, en la que un volumen importante de transporte, previamente comprometido en firme con las prestatarias de los servicios de distribución, es utilizado, en modalidad interrumpible, por otros cargadores del sistema; los cuales, en situaciones normales, sólo accederían a ese transporte, luego de que toda la demanda firme e ininterrumpible de las distribuidoras estuviese debidamente abastecida de gas natural.

Que resulta innegable que los compromisos de compra-venta de gas, bajo los cuales se reciben volúmenes en el sistema de transporte que son entregados bajo modalidad interrumpible, no contienen generalmente cláusulas de “tomar o pagar” que obliguen a los compradores.

Que sin embargo, conviene prevenir que situaciones atípicas puedan obstruir la aplicación del mecanismo de re-direccionamiento de gas nominado sobre transporte reglamentado por este instrumento.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076, y su reglamentación, el Artículo 3º del Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto Nº 951 de fecha 11 de julio de 1995, y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- En la suscripción de los contratos de gas con prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes y generadores, que vaya a concretarse en cumplimiento del "Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, conforme lo dispuesto por el Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004", el cual fuere oportunamente homologado por Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004, deberá darse prioridad a los consumos de usuarios no interrumpibles abastecidos con gas adquirido por esas prestatarias, a fin de que esos usuarios tengan también prioridad en el uso del transporte firme de las mismas, y por lo tanto en el consumo de gas del Anexo II de la presente resolución. A estos efectos deberá utilizarse como criterio para calificar a un servicio como interrumpible, al definido en el Anexo V del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004. Aquellos productores que hubieran incluido en la columna A del Anexo II, volúmenes de gas para centrales térmicas con servicio interrumpible (ya sea de transporte o distribución o ambos), que a la fecha de suscripción del mencionado Acuerdo utilizaban transporte firme adquirido por la prestadora del servicio de distribución de gas por redes, deberán adaptar, de ser necesario, a las prioridades dispuestas en el presente artículo, el contrato o acuerdo que los vincule con cada central térmica.

Artículo 2º- Apruébanse el MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE y el PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION OPERATIVA DE LA DISPOSICION de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, que como Anexos I y II respectivamente, forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º- El MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE permanecerá en vigencia hasta el 31 de agosto de 2004, pero podrá ser revisado por la SECRETARIA DE ENERGÍA en función de la evolución del sistema y de las conclusiones que se vayan recogiendo de la aplicación del mismo; el PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION OPERATIVA DE LA DISPOSICION de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, permanecerá en vigencia mientras se nomine gas a centrales térmicas y a distribuidoras en el marco de la citada Disposición y en las condiciones establecidas en ese instrumento.

Artículo 4º- El MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE que se aprueba por el artículo 2º precedente, reemplaza a lo dispuesto por la Nota de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 385 de fecha 3 de mayo de 2004.

Artículo 5º- Instrúyase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar o validar, según el caso, las transacciones económicas de los Generadores involucrados en la operatoria siguiendo lo establecido en EL PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION OPERATIVA DE LA DISPOSICION de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), y/o con las Generadoras afectadas por los mecanismos que se aprueban por la presente, resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 7º- Instrúyase al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a validar las transacciones económicas de las prestatarias de los servicios de distribución de gas natural por redes involucradas en la operatoria siguiendo lo establecido en el MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE y en el PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION OPERATIVA DE LA DISPOSICION de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, que obran respectivamente como Anexos I y II de la presente resolución.

Artículo 8º- Facúltase al Señor Subsecretario de Combustibles a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS),

organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los Transportistas, los mencionados prestatarios de servicios de distribución de gas natural y los Productores de gas natural, resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. y al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y a través del ENARGAS, a las prestatarias del servicio público de distribución de gas natural por redes; notifíquese también a todos los Concesionarios de Explotación de Hidrocarburos, suscribientes del "Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, conforme lo dispuesto por el mencionado Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004", homologado por Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I – RES. S.E. 503/04

MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE.

Se instruye al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que implemente el mecanismo que se describe a continuación, aplicable a situaciones en las cuales:

I. las licenciatarias del servicio de distribución, nominen al transportista volúmenes de gas para ser transportados mediante el uso de la capacidad que tengan disponible en modalidad firme, y

II. no obtengan confirmación de la disponibilidad de ese transporte firme, como consecuencia de la falta de confirmación por parte de los productor/ es que corresponda, de esos volúmenes de gas natural, en el punto de ingreso al sistema de transporte de que se trate, y

III. con ello se ponga en riesgo el abastecimiento de los siguientes usuarios, (para los cuales la distribuidora deba adquirir gas natural en boca de pozo, acorde a la normativa aplicable):

III.a. Usuarios Residenciales, SGP (en cualquiera de las 3 escalas), Subdistribuidores (con el mismo mecanismo de determinación de la demanda priorizada que se dispone por la presente) y GNC Firmes, por hasta su capacidad contratada, según las disposiciones emergentes del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004. III.b. Usuarios SGG, y usuarios FD o FT, con contratos vigentes, en los casos en los cuales la distribuidora hubiera estado en condiciones de abastecer a los mismos con volúmenes comprendidos en el concepto de "entregar o pagar" de sus contratos de compras de gas natural, que habrían estado vigentes al 30 de abril o hasta fechas posteriores. El volumen de gas necesario para abastecer a la demanda de estos usuarios, con el límite recién mencionado, deberá ser determinado a partir de las nominaciones realizadas por ellos, y por hasta:

III.a.1. el volumen de capacidad por ellos contratada con la prestataria, o

III.a.2. el volumen de transporte firme que la prestataria disponga para abastecerlos;

el que fuere menor de los dos.

Verificada por el ENARGAS la situación antes descripta, y por indicación de esa Autoridad, se procederá de la siguiente manera:

- Los volúmenes de gas natural que hubieren sido confirmados para cargadores que vayan a movilizarlos con transporte interrumpible (que utilicen transporte en rutas y por hasta los volúmenes de capacidad firme contratada por la prestataria de servicios de distribución de gas natural, con los transportistas u otros cargadores, y que hayan sido nominados por esa prestataria, pero no asignados a la misma por falta de gas natural) o para Clientes de la prestataria de distribución que los movilicen con servicios de transporte interrumpible provistos por esa prestataria, serán reasignados por el/los transportista/s y/o la prestataria que corresponda, y con destino a esa prestataria, pero sólo por hasta los volúmenes necesarios para que esta cubra la demanda de los usuarios antes mencionados, y con los límites

descriptos en III.b. Luego de reasignarse los volúmenes de gas correspondientes a servicios interrumpibles contratados con la prestataria de distribución, deberá reasignarse el transporte previamente confirmado para cargadores interrumpibles que se encuentren en la zona o área de la prestataria de distribución correspondiente, para luego proceder con los demás volúmenes sujetos a reasignación.

- El ENARGAS deberá homologar una metodología, en consulta con las licenciatarias de transporte, para identificar cada distribuidora que recibiere gas por este mecanismo, correspondiendo a esas transportistas indicar, a cada productor, los volúmenes de gas re-direccionados mediante este mecanismo y por instrucción del ENARGAS, la o las distribuidora/s que fuere/n indicada/s por el ENARGAS para recibirlos, los volúmenes efectivamente retirados del sistema por cada distribuidora (dentro de los re-direccionados por este mecanismo) y todos los demás datos que son de uso, aplicación y exigibles acorde a la reglamentación vigente, tales que permitan al productor emitir las correspondientes facturas.

- Frente a eventuales reclamos de cargadores afectados por el re-direccionamiento del gas mediante este mecanismo, a partir de obligaciones de “tomar o pagar” que supuestamente los obligaren, el ENARGAS deberá confrontarlos con los contratos que obran en sus registros, y de corresponder, girar el reclamo a la SECRETARIA DE ENERGÍA, la que procederá a requerir al productor que correspondiere que resuelva el mismo a partir de la emisión de los documentos correspondientes, que obliguen exclusivamente a la parte efectivamente tomadora del volumen bajo reclamo, y liberen de las obligaciones consecuentes al cargador interrumpible afectado. Asimismo, deberán los transportistas y las distribuidoras registrar los volúmenes re-direccionados como útiles a los efectos de cumplir con el requerimiento mínimo de volúmenes transportados exigibles al cargador afectado, por aplicación de las Condiciones Especiales del Reglamento del Servicio de Transporte que resulten de aplicación.

- Dado que ex-ante no podrá conocerse al usuario interrumpible que utilizaría la capacidad de transporte firme nominada pero no asignada a cada prestataria, este mecanismo es aplicable luego de la primera nominación (y asignación) que realice cada transportista en el día operativo correspondiente. Luego de conocidos los resultados de la misma cada prestataria informará a la transportista su situación (crítica o de emergencia en función del grado de cubrimiento de su demanda), iniciando de esta manera el presente procedimiento. El gas natural asignado a una distribuidora bajo este mecanismo, será el primero en ser liberado en caso de reprogramaciones a la baja, o en caso que la licenciataria obtuviera volúmenes adicionales de gas natural por otros medios.

- Las distribuidoras pagarán a los productores correspondientes, y por el gas recibido en estas condiciones, el precio del gas vigente en cada momento, por la aplicación del mecanismo de protección para usuarios industriales o nuevos consumidores directos previsto en el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, homologado por la Resolución Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS.

- En caso que el volumen de gas natural que pudiera ser asignado a las licenciatarias del servicio de distribución bajo las pautas previstas en la presente, fuera superior a las necesidades de las mismas, los consumos interrumpibles a ser restringidos se seleccionarán de forma inversamente proporcional a la participación relativa de los productores de gas natural que los abastezcan, en los compromisos asumidos por los mismos en el Anexo II del Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, homologado por la Resolución Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. De esta forma, los productores que menos volúmenes hubieran comprometido en el referido Acuerdo respecto a sus ventas totales, serán los primeros en aportar gas bajo este mecanismo, y recibirán una compensación equivalente a quienes comprometieron previamente gas natural bajo el Acuerdo ya citado. La proporcionalidad a la que se hace referencia en este punto se tomará en forma relativa y no absoluta respecto a los esfuerzos que realiza cada productor, teniendo en cuenta la proporción de aportes al Anexo II ya citado, respecto de la inyección para mercado interno con otros destinos, y para la exportación (sobre cualquier tipo de gasoducto). Por lo tanto, aquellos productores que no han suscripto el acuerdo, serán los primeros en ser afectados por el re-direccionamiento correspondiente a este procedimiento, y agotados los volúmenes correspondientes a ellos, se procederá con el necesario re-direccionamiento del gas correspondiente a los demás productores, que hayan suscripto el acuerdo, y de la manera aquí establecida.

- Los re-direccionamiento de volúmenes interrumpibles deberán realizarse de manera de minimizar la afectación a cada cargador interrumpible afectado, procediendo, en tanto resultare posible, al prorrateo de los volúmenes re-direccionados, proporcionados por cada productor afectado, entre los cargadores

interrumpibles afectados, con los que cada productor afectado haya comprometido volúmenes a ser transportados mediante servicios interrumpibles.

El ENARGAS deberá dictar los instructivos o reglamentaciones necesarios para asegurar el correcto y eficaz funcionamiento de este mecanismo, y a fin de evitar conductas de los agentes que distorsionen el objetivo de la presente, poniendo en riesgo el abastecimiento interno.

El ENARGAS podrá requerir la utilización de los mecanismos establecidos en la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004 o el que lo reemplazare, sólo después de haber utilizado el procedimiento descripto en el presente Anexo I.

ANEXO II - RES. S.E. N° 503/04

PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN OPERATIVA DE LA DISPOSICIÓN S.S.C. Nº 27/2004

ALCANCE

1. El presente Procedimiento resulta de aplicación al abastecimiento de gas natural mientras la inyección de gas natural por Cuenca sea inferior a la demanda de gas natural identificada en el Artículo 2º de la Disposición SSC Nº 27/2004 o a la que identifique la reglamentación que en el futuro la reemplace, y en tanto se hubiere ya agotado el procedimiento de re-direccionamiento de gas realizado mediante el "Mecanismo De Uso Prioritario del Transporte para el Abastecimiento de la Demanda no Interrumpible". La metodología aquí dispuesta para la validación de los volúmenes de gas requeridos por las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes y generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), resulta también de aplicación a los volúmenes re-direccionados por aplicación del "Mecanismo" recién mencionado.

2. El procedimiento tiene por objeto indicar los roles y responsabilidades de los actores involucrados, precisar los aspectos operativos y determinar los volúmenes de gas nominados en virtud de lo dispuesto en la Disposición SSC Nº 27/2004 o en la reglamentación que la reemplace.

ROLES

Se indican a continuación los principales roles vinculados a la implementación del procedimiento:

Organismo Encargado del Despacho: define el requerimiento de generación necesario para evitar restricciones de suministro al servicio público, despacha la generación térmica nominada y gestiona la información soporte para la realización de las transacciones económicas correspondientes.

SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES (en adelante SSC): dispone las necesarias restricciones o suspensiones a las exportaciones de gas natural, definiendo los volúmenes y precios correspondientes para cada Productor y el destino del gas re-direccionado (distribuidoras, generadores) en base a la validación realizada por el OED y por el ENARGAS.

Transportistas de Gas Natural: realizan el despacho, redespacho, seguimiento y balance de los volúmenes re-direccionados y notifican a sus clientes, al ENARGAS, a la SSC y al OED, los volúmenes mensuales resultantes por origen (productor) y destino (generador, distribuidora), con más las normales operaciones que le son propias a su función.

Ente Nacional Regulador del Gas (en adelante ENARGAS): valida los requerimientos de las distribuidoras, asigna entre ellas el volumen re-direccionado por la Subsecretaría de Combustibles y gestiona la información soporte para la realización de las transacciones económicas correspondientes.

Productores de Gas Natural: re-direccionan el volumen de acuerdo a lo instruido por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES y lo facturan a cada distribuidora y generador en función del volumen informado por el/los Transportistas de Gas y el precio definido por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES.

Generadores Térmicos: informan la disponibilidad de gas de sus contratos y demás acuerdos de provisión, de transporte firme e interrumpible en los sistemas de transporte y distribución, los módulos de potencia y volúmenes requeridos para las unidades de generación y generan de acuerdo al despacho requerido e informan la generación neta horaria asociada al producto, identificando específicamente los valores correspondientes a gas nominado.

Prestatarios de los servicios de distribución de gas natural por redes: informan al ENARGAS sus volúmenes contratados disponibles en condiciones de entregar o pagar y las diferencias entre su demanda no interrumpible, acorde lo establecido en este procedimiento, y su disponibilidad confirmada de gas natural.

Todos los agentes arriba identificados deberán cumplir además, y serán sus funciones específicas, todas las identificadas en este procedimiento.

ASPECTOS OPERATIVOS

CIRCUITO DE COMUNICACIONES PARA LA APLICACION DE LA RESOLUCIÓN SE Nº 265/2004 Y LA DISPOSICION SSC Nº 27/2004

Comunicaciones previas al proceso de programación y orden de ocurrencia de las mismas, y de las tareas necesarias para generar la información a ser comunicada por y a los agentes del sistema.

- Las Distribuidoras informan al ENARGAS las necesidades de gas a nominar mediante el siguiente procedimiento y régimen.

(1) Información por Subzona:

- Pronóstico de temperaturas.
- Estimación de demanda R.
- Estimación de demanda P.
- Demanda GNC firme contratada con la distribuidora (capacidad), que reciben gas de la distribuidora.
- Demanda G contratada con la distribuidora (capacidad), que reciben gas de la distribuidora.
- Demanda FD, que reciben gas de la distribuidora, contratada (capacidad) y nominada por hasta la contratada con la distribuidora.
- Para estos dos últimos casos, deberán considerarse aún a aquellos usuarios que fueron históricamente abastecidos con gas natural adquirido por esas prestatarias, y que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte por parte de esas prestatarias, para seguir abasteciéndolos. Estos usuarios serán identificados acorde a los especiales criterios que elabore y disponga el ENARGAS, los cuales criterios deberán estar fundados en toda la normativa aplicable en la materia.
- Necesidad de reposición de desbalances provocados exclusivamente por diferencias entre los volúmenes requeridos por la prestataria de distribución para abastecer la demanda protegida por este mecanismo y validada por el ENARGAS y los confirmados por los productores y/o comercializadores.
- Volúmenes a abastecer por los Productores suscribientes del Acuerdo homologado por la Resolución 208 de fecha 21 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, acorde al contrato vigente o al volumen correspondiente, según el Anexo II de ese Acuerdo.
- Volumen disponible por otras fuentes de suministro de gas (spot, peaking, recall u otras).
- TF disponible por cuenca/ruta.
- Volúmenes asignados mediante el procedimiento denominado “Mecanismo De Uso Prioritario del Transporte para el Abastecimiento de la Demanda no Interrumpible”.
- Requerimiento en base a la Disposición SSC Nº 27/2004 para cada Subzona, de cada cuenca/ ruta, obtenido por diferencia entre (i) disponibilidades de gas y transporte informadas, más el volumen que le resultare asignado según el apartado inmediato anterior, y (ii) la demanda protegida por este mecanismo, por hasta el TF más asistencias disponible para la distribuidora.
- Toda otra información que el ENARGAS considere de utilidad para el control y posterior verificación de las solicitudes.
- Toda la información anteriormente mencionada revestirá el carácter de Declaración Jurada.

(2) ENARGAS informa a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, con copia a las Transportadoras y por Distribuidora, los requerimientos validados para cada cuenca/ruta, identificando volúmenes de gas no confirmados por los productores y/o comercializadores y necesarios para completar el abastecimiento de la demanda protegida por este mecanismo (validada por el ENARGAS) y para reposición de desbalances provocados por diferencias entre (i) la demanda protegida por este mecanismo y (ii) la suma de: (a) los volúmenes confirmados en Días Operativos anteriores por los productores y/o comercializadores, (b) los provistos por el “Mecanismo de uso prioritario del transporte para el abastecimiento de la demanda no interrumpible” y (c) los provistos por este mismo mecanismo.

(3) El ENARGAS deberá validar o corregir a la baja este volumen obtenido en (2), previa verificación de la siguiente información:

Para cada Subzona;

- Pronóstico de temperatura.
- Estimación propia para consumos R y P contra número de usuarios y modelo de demanda temperatura u otro mecanismo de estimación que el ENARGAS disponga.
- Demanda GNC firme informada a la fecha (que firmaron contrato).
- Demanda G contratada y con gas provisto por la prestataria, que identificó el ENARGAS cuando confeccionó el informe “Abastecimiento de Gas Invierno 2004” publicado en el sitio de internet de esa Autoridad y obrante en el Expediente Nº S01:0042902/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.
- Demanda FD contratada y con gas provisto por la prestataria, que identificó el ENARGAS cuando confeccionó el mencionado informe de “Abastecimiento de Gas Invierno 2004”.

Para estos dos últimos casos, debe incluirse a los volúmenes de capacidad correspondientes a los contratos que vencían antes de Junio de 2004, según lo consignado en el mencionado informe de “Abastecimiento de Gas Invierno 2004”.

Para cada cuenca/ruta;

- Volúmenes comprometidos por los Productores bajo la modalidad “entregar o pagar” según conste en los contratos originados en el Acuerdo homologado por la Resolución Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, una vez que los mismos se encuentren a disposición, o bien, volúmenes que sean identificados como correspondientes al Anexo II del mencionado Acuerdo, y asignados a cada prestataria de distribución, por otro mecanismo dispuesto por Autoridad Competente.
- Volúmenes confirmados por los Productores para ser entregados a la Distribuidora, netos de retenciones para combustible y pérdidas (según el Cuadro Tarifario).
- Compras SPOT y otras fuentes de suministro informadas.
- TF disponible según transportistas.
- TI disponible según transportistas.
- Inyección disponible por cuenca.
- Situación de desbalances de las distribuidoras y line-pack según transportistas, discriminando entre los OBA de cargadores y el linepack del sistema.

(4) Deberán crearse DOS (2) cuentas OBA para los volúmenes correspondientes a la Disposición SSC Nº 27/2004: uno para los volúmenes entregados a centrales (OED) y otro para los volúmenes entregados a las Distribuidoras (ENARGAS).

(5) OED informa a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, con copia a las transportadoras, los volúmenes disponibles de las fuentes normales de suministro de gas para generación por central, en función del despacho y las condiciones operativas previstas.

Los generadores deberán utilizar los volúmenes de gas y transporte originalmente contratados para la generación de energía eléctrica. Asimismo deberán informar la disponibilidad de otros combustibles y toda otra información que a juicio de OED sea de utilidad para el control y posterior verificación de las solicitudes.

Toda la información anteriormente mencionada revestirá el carácter de Declaración Jurada.

El OED con esa información, en el marco de una programación de mediano plazo (1 a 3 meses) y considerando los distintos aleatorios de demanda y oferta de generación determina, mediante un despacho hidrotérmico, el déficit de energía o potencia a nivel global o de áreas eléctricas. Con estos valores estima el requerimiento adicional de gas por Generador, a proporcionar mediante los mecanismos emergentes de la Disposición SSC Nº 27/2004, para viabilizar el despacho forzado y para eliminar el eventual déficit de oferta global, indicando prioridades por orden de eficiencia energética para las máquinas o centrales que no habrían sido despachadas sin este requerimiento adicional de gas.

Luego, solicita a esos generadores que declaren su disponibilidad de transporte para el requerimiento adicional de gas (los generadores deberán consultar disponibilidad de transporte interrumpible con

quienes les provean ese servicio o nominar su transporte firme si lo tienen, e informar su disponibilidad total de transporte).

A los efectos de llevar un control del cumplimiento de los volúmenes contratados, el OED comparará la disponibilidad neta de gas informada por los generadores contra contratos entregados por el ENARGAS, según lo dispuesto en la Nota de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 257 de fecha 11 de marzo del 2004.

El OED validará los requerimientos de los generadores mediante el procedimiento arriba descripto y enviará a la SSC y al ENARGAS esa información, indicando generador, Subzona, disponibilidad de transporte y volumen requerido para ser nominado bajo el régimen de la Disposición SSC Nº 27/2004.

(6) La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES analiza los requerimientos según los puntos (2 y 3) y, previa consulta con los Transportistas y Productores, determinará los volúmenes de exportaciones de gas natural a re-direccionar e informará:

A los productores: La cantidad de gas que deben ingresar a un “OBA Disposición SSC Nº 27/2004” de cada una de las Transportadoras, por ruta.

A OED: El total de gas redireccionado a las solicitudes de las Centrales Eléctricas, por cuenca/ ruta.

A ENARGAS: El total de gas redireccionado a las solicitudes de las Distribuidoras, por cuenca/ ruta.

A las Transportadoras: Copia de la información remitida a Productores, OED y ENARGAS.

Las Transportadoras asignarán el volumen dispuesto por la SSC para utilización de las Distribuidoras en función de lo solicitado por ENARGAS a SSC en punto (2). Asimismo, informarán a cada distribuidora, con copia a ENARGAS el volumen asignado según el presente mecanismo.

(7) El OED coordinará y asignará con las Transportadoras y las Distribuidoras correspondientes el despacho de las Centrales Eléctricas, debiendo la Transportadora priorizar previamente lo asignado por la SCC a las Distribuidoras según punto (4), y en cumplimiento del procedimiento “Uso Prioritario del Transporte para el Abastecimiento de la Demanda No Interrumpible”, para lo cual:

(7.1) OED notificará a las Centrales Eléctricas que tendrán despacho a consecuencia de este procedimiento, para que efectúen o confirmen las nominaciones de transporte y distribución según corresponda.

(7.1.a) Las Centrales Eléctricas efectuarán o confirmarán a las nominaciones correspondientes de transporte con quienes les provean esos servicios, indicándoles el volumen de gas recibido a través del presente mecanismo.

(7.1.b) Las Distribuidoras y las Centrales Eléctricas que utilicen transporte propio efectuarán la nominación a las Transportadoras según las reglamentaciones vigentes.

(8) Los Productores involucrados en esta operatoria confirmarán a las Transportadoras, según la Resolución del ENARGAS Nº 716 de fecha 10 de septiembre de 1998, los volúmenes de gas que inyectarán a las cuentas OBA Disposición SSC Nº 27/2004, desde donde se abastecerá a los Cargadores acorde a lo establecido en los puntos (5) y (6).

(9) Comunicaciones posteriores al día operativo.

(9.1.) En su caso, las distribuidoras informarán a los transportistas correspondientes el volumen consumido por las Centrales Eléctricas abastecidas desde su red de distribución para el día operativo anterior.

(9.2) Las Transportadoras, con la información originada en este procedimiento y en el despacho, informarán a la SSC y ENARGAS un resumen de todas las transacciones realizadas a través del presente mecanismo para el día operativo anterior. Los desbalances que las distribuidoras y generadores pudieren haber ocasionado, se atenderán mediante los procedimientos propios a la normativa vigente o los que específicamente se establezcan a estos efectos.

ASPECTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

(8) En base a la información remitida por la SSC según punto (4) y a la obtenida por el OED mediante el procedimiento del punto (5), el OED realizará la programación y el despacho definitivo de las unidades nominadas. A lo largo del día se mantendrán las comunicaciones operativas requeridas para tener en cuenta novedades que afecten la disponibilidad de las unidades.

RESULTADOS DE LA OPERACION - ASPECTOS COMERCIALES

(9) Diariamente los Generadores informarán la generación neta horaria conforme al tipo de gas utilizado (de fuentes propias o proveniente de la Disposición SSC Nº 27/2004). El OED controlará la consistencia de los valores informados y los publicará en los Partes de Control Posoperativo.

(9.1) Asimismo, las Distribuidoras informarán al ENARGAS los volúmenes netos consumidos correspondientes a la aplicación del procedimiento y régimen de la Disposición SSC Nº 27/2004; esa Autoridad validará esos volúmenes en base a la información sobre los OBA y desbalances suministrada por los transportistas, y a sus propias consideraciones y estimaciones acerca de la demanda de las Distribuidoras.

(10) La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES informará a los Productores, al ENARGAS y al OED los precios a aplicar correspondientes a cada Productor de Gas y cualquier otra información que resulte necesaria para una correcta asignación posterior de los costos de utilización de los volúmenes de gas provenientes de la Disposición SSC Nº 27/2004.

(11) De no mediar observaciones, validadas por el ENARGAS y el OED, a los volúmenes informados, los Productores de Gas podrán facturar a los generadores y distribuidoras nominados los volúmenes correspondientes a este procedimiento y régimen, a los precios definidos por la SSC.

(12) La/s Transportistas y/o Distribuidoras de Gas realizarán la facturación de los cargos correspondientes a los volúmenes entregados mediante este procedimiento y régimen. Los valores correspondientes serán controlados por el ENARGAS.

(13) Para que el OED remunere los eventuales sobre-costos que esta operatoria origine, los Generadores deberán presentar las facturas correspondientes al producto gas y los eventuales cargos de Transporte y/o Distribución. El cálculo de los mismos se realizará siguiendo la metodología que se detalla más adelante. Los Generadores serán responsables del pago de las facturas correspondientes.

(14) La liquidación de todos los montos facturados a generadores siguiendo el procedimiento descripto, se deberá realizar en coincidencia con la de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Cálculo de Sobre-costos de Generación, correspondientes a este procedimiento y régimen- Metodología

(15) Las transacciones correspondientes al generador con gas nominado por sus operaciones en el MEM serán las que fija la normativa vigente, adicionándose a la misma un sobrecosto que contempla los eventuales mayores costos asociados.

(16) Mensualmente, para cada Generador nominado, el OED determinará el monto a reconocer que surja de las facturas de Gas y Transporte y/o Distribución presentadas. Ese monto se denomina $CombNom.

(17) En base al producto de la Energía Neta Nominada y el Precio de Remuneración de Energía correspondiente, se determinará un monto denominado $Remun, agregando los valores para todas las horas del mes.

(18) En base al producto de la Energía Neta Nominada y el Costo Variable No Combustible y de Operación y Mantenimiento aceptado correspondiente se determinará un monto denominado $NoComb, agregando los valores para todas las horas del mes.

(19) El sobre-costo a reconocer, de existir, $SobCosNom, se calculará como sigue:

$$\$SobCosNom = \$CombNom + \$NoComb - Remun$$

(20) Este valor será incluido en la remuneración al Generador e incorporado a la cuenta de Sobre-costos Transitorios de Despacho para su cobro a la demanda.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 552/04

Publicación Boletín Oficial N° 30411 del 31/05/04

Citas Legales: Res. SE 415/2004; Res. SE 416/2004; Res. SE 93/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Ley 25.790

Apruébese el Programa de USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, que será de aplicación en las áreas concesionadas a las firmas EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

BUENOS AIRES, 28 DE MAYO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que, como se indica en sus considerandos, tal resolución tiene por objeto esencial operar sobre la demanda de energía, incentivando el ahorro para generar excedentes que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica, garantizando el crecimiento del empleo.

Que resulta necesario reglamentar el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA instituido mediante dicha resolución en relación con el sector eléctrico.

Que la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004 encomendó a la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA la implementación de las medidas inmediatas necesarias para alcanzar las metas de ahorro que fuese menester.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 consideró necesario, en vista de la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda, modular el impacto del marcado incremento que técnicamente sería necesario implementar en ese momento para que toda demanda abonase los costos incurridos para abastecerla, excluyendo transitoriamente a aquellos consumos que no están en condiciones de afrontar dichos incrementos.

Que no obstante ello, se considera necesario y equitativo requerir de esos usuarios, la adopción de conductas de consumo racionales y conservativas en el uso de la energía eléctrica, que contribuyan al objetivo señalado ut supra.

Que a esos fines las medidas que se adopten deben también contemplar la promoción del consumo racional a través de la concientización de los usuarios, el desarrollo de campañas de difusión y la formulación de incentivos adicionales que alienten su aplicación.

Que a fin de promover y alentar el cumplimiento del propósito del GOBIERNO NACIONAL de propender al uso racional de la energía eléctrica en todo el Territorio Nacional, y teniendo en cuenta que el criterio del sacrificio compartido en procura del beneficio general permitirá generar en todo el país ahorros de energía, resultaría necesario lograr que las distintas jurisdicciones concedentes de concesiones o instrumentos equivalentes para la prestación del servicio público de distribución, adopten los objetivos propuestos y las pautas contenidas en el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA que se establecen en el presente acto, dejando librada la mecánica de implementación en cada jurisdicción a las características y legislación aplicable en cada caso.

Que a fin de mantener el debido control sobre la evolución de la situación en todo el Territorio Nacional, se considera necesario que todos los prestadores de dicho servicio público informen mensualmente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los datos técnicos y económicos requeridos que permitan evaluar el programa implementado y para la jurisdicción nacional, los requeridos en el Anexo I del presente acto.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 2º de la Ley Nº 25.790, promulgada el 21 de octubre de 2003, emitiendo el correspondiente dictamen.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, y los Artículos 2°, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA contenido en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución, que será de aplicación en las áreas concesionadas a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), todas bajo Jurisdicción Nacional.

Artículo 2°- Los distintos Poderes Concedentes, otorgantes de concesiones o instrumentos equivalentes para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en todo el Territorio Nacional, con independencia de la inclusión y categorización de esos prestadores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), propondrán la forma de alcanzar los objetivos y criterios del presente Programa, adecuándolos a las características propias de cada jurisdicción y con el acuerdo del organismo de control o autoridad de aplicación local, así como a implementar pautas tendientes a mejorar las condiciones de abastecimiento interno de energía eléctrica y promover y alentar en su ámbito el uso racional, disponiendo libremente la mecánica de implementación según las características y legislación aplicable en cada caso. A esos efectos se propone considerar como guía las pautas contenidas en el Anexo I del presente acto, considerando a título indicativo en cada jurisdicción, un objetivo porcentual de ahorro de energía para la categoría tarifaria con demandas de potencia de hasta DIEZ KILOVATIOS (10 Kw) vigente en cada caso, equivalente al consignado como objetivo para el Programa, según se detalla en el Anexo I de la presente resolución.

Artículo 3°- Todos los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica citados en el artículo precedente, informarán mensualmente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y dentro de los CINCO (5) días corridos subsiguientes a la finalización de cada mes calendario, los datos técnicos y económicos requeridos que permitan evaluar el programa implementado y para la jurisdicción nacional, los requeridos en el Anexo I del presente acto.

Artículo 4°- En relación con los requerimientos de ahorro de energía establecidos en el Anexo I de la presente, esta resolución entrará en vigencia para todas las facturas emitidas por las empresas EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), que comprendan como período de consumo a los que se hayan iniciado a partir de la fecha de publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial y posteriores, y hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGÍA lo dé por finalizado.

Artículo 5°- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dispondrá las medidas necesarias para instrumentar el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, reglamentado por el presente acto en el ámbito de concesión de las empresas referidas en el artículo precedente.

Artículo 6°- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 7°- La presente resolución entrará en vigencia al momento de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 8°- Notifíquese a todos los GOBIERNOS PROVINCIALES, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.).

Artículo 9°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTÍCULO 1°- El PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA será de aplicación en el área concesionada a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA

DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) bajo jurisdicción nacional, y forma parte del paquete de medidas dispuestas por el GOBIERNO NACIONAL a fin de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de energía eléctrica así como promover y alentar su uso racional en todo el Territorio Nacional.

ARTÍCULO 2°- Serán destinatarios de la aplicación de este Programa, la totalidad de los usuarios, con excepción de los suministros destinados al servicio de Alumbrado Público, registrados en la Categoría Tarifaria T1 del Cuadro Tarifario (Demandas de hasta DIEZ KILOVATIOS (10 kW) de las Distribuidoras EDELAP, EDENOR y EDESUR al 30 de abril de 2004 y los que se incorporen a esta Categoría en el curso del desarrollo del presente Programa. En el primer caso, el Programa tiene por objetivo que los usuarios lleven adelante prácticas de reducción del consumo de energía eléctrica respecto de los consumos registrados durante el año 2003.

Respecto de los usuarios que se incorporen con posterioridad al 30 de abril de 2004 a las categorías citadas, serán incluidos en el Programa una vez transcurrido un año calendario de su incorporación a la categoría. En tal caso, se tomarán como consumos de referencia los registrados en cada uno de los períodos de medición del primer año.

ARTÍCULO 3°- El Programa se aplicará sobre las facturas emitidas que comprendan como período de consumo a los que se hayan iniciado a partir de la fecha de publicación del presente en el Boletín Oficial y posteriores, y hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGÍA lo dé por finalizado.

ARTÍCULO 4°- A fin de consolidar en la Comunidad conductas individuales y sociales tendientes al empleo racional y conservativo de la energía eléctrica, el Programa aplicará un sistema de incentivos a la reducción del consumo de energía eléctrica a través de un mecanismo de bonificaciones y recargos según surja de la conducta individual que durante su vigencia, pongan de manifiesto los consumidores que integran las distintas subcategorías y subgrupos que participan de la Categoría T1, con excepción de los suministros destinados al servicio de Alumbrado Público.

ARTÍCULO 5°- Los usuarios residenciales que, por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003, fueron categorizados en alguna de las siguientes DOS (2) subcategorías:

a) T1-R1 y

b) T1-R2 registrando consumos bimestrales menores o iguales a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh), y que en cada período de medición reduzcan su consumo de energía eléctrica respecto del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003, es decir cuando el Consumo bimestral del usuario “U” en el período de medición “b” del año actual sea menor que el Consumo registrado por el usuario “U” en el período “b” del año 2003, se harán acreedores a la percepción de una bonificación equivalente a la cantidad de energía ahorrada medida en kWh, multiplicada por el valor del cargo variable de la energía calculado con el criterio de valorización establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace, la que le será acreditada al usuario “U” por parte de la Distribuidora en oportunidad de la facturación del período siguiente.

ARTÍCULO 6°- Los usuarios T1 que por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003 y por el tipo de actividad que desarrollan, fueron categorizados en alguna de las siguientes cuatro subcategorías:

a) T1-R2 registrando consumos bimestrales mayores a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh),

b) T1-G1,

c) T1-G2, y

d) T1-G3,

y que en cada período de medición reduzcan su consumo de energía eléctrica respecto del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003 al menos en un CINCO POR CIENTO (5%), es decir, cuando el Consumo bimestral del usuario “U” en el período de medición “b” del año actual sea menor o igual al NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del Consumo registrado por el usuario “U” en el período “b” del año 2003, se harán acreedores a la percepción de una bonificación equivalente a la cantidad de energía ahorrada medida en kWh, multiplicado por el valor del cargo variable calculado con el criterio de valorización establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace, la que le será acreditada al usuario “U” por parte de la Distribuidora en oportunidad de la facturación del período siguiente.

ARTÍCULO 7°- Los usuarios T1 que por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003 y por el tipo de actividad que desarrollan, fueron categorizados en las subcategorías T1-R2 con consumos bimestrales mayores a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh), T1-G1, T1-G2 y T1-G3 y que en cada período de medición del año actual consuman por encima del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003, es decir, cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "b" del año actual sea mayor que el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del Consumo registrado por el usuario "U" en el período "b" del año 2003, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003, medido en kWh, multiplicado por el valor de la sanción para cada kWh, calculado como el diferencial entre:

- el cargo variable de la energía correspondiente a su subcategoría tarifaria calculado con el criterio de valorización establecido en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace,
- y el cargo variable de la energía correspondiente a su subcategoría tarifaria con el criterio de valorización establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace.

Dicho cargo adicional le será debitado al usuario "U" por parte de la Distribuidora en esa facturación.

A efectos de aplicar el cargo adicional a los usuarios de la categoría tarifaria correspondiente a T1 R cuyo nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003 haya sido menor o igual a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh), y que en el período de medición homólogo del año 2004 presenten un consumo mayor a 600 kWh, les será de aplicación como Consumo Objetivo la cantidad de SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh) reducida en el porcentaje de ahorro establecido del CINCO POR CIENTO (5%), es decir, cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "b" del año actual sea mayor que el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del Consumo Objetivo, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del Consumo Objetivo, medido en kWh, multiplicado por el valor de la sanción para cada kWh, calculado como el diferencial entre:

- el cargo variable de la energía correspondiente a su subcategoría tarifaria calculado con el criterio de valorización establecido en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace,
- y el cargo variable de la energía correspondiente a su subcategoría tarifaria con el criterio de valorización establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace.

Dicho cargo adicional le será debitado al usuario "U" por parte de la Distribuidora en esa facturación.

ARTÍCULO 8°- En virtud de que el objetivo esencial de este Programa es el de operar sobre la demanda de energía, incentivando el ahorro para generar excedentes que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica, garantizando el crecimiento del empleo; y teniendo en cuenta que el principio de sacrificio compartido implica la aplicación de criterios de equidad y reciprocidad entre las partes intervinientes, resulta razonable que el costo de tales excedentes sea absorbido en su totalidad por quienes resultan sus destinatarios naturales. Por tal motivo, el Programa prevé que quede a cargo de la totalidad de los Usuarios de Medianas y Grandes Demandas (T2 y T3) de cada Distribuidora, el pago de los montos totales correspondientes a la bonificación que percibirán los Usuarios de Pequeñas Demandas (T1) de esa Distribuidora, el que mensualmente será determinado e informado según se indica en el Artículo 9° de este Programa.

ARTÍCULO 9°- Dentro de los CINCO (5) días hábiles subsiguientes a la finalización de cada mes, la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), deberán informar mensualmente ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en carácter de declaración jurada, la siguiente información mínima:

a. La demanda total de energía eléctrica facturada a los Usuarios Residenciales de energía eléctrica (T1-R1 y T1-R2), diferenciada por nivel de consumo por punto de suministro, en menores o iguales a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh) por bimestre y superior a esa cantidad.

b. La demanda total de energía eléctrica facturada a los Usuarios Generales de energía eléctrica (T1-G1, T1-G2 y T1-G3), diferenciada por nivel de consumo por punto de suministro.

c. La demanda total de energía eléctrica abastecida a los Usuarios de Medianas y Grandes Demandas, cuya demanda contratada por punto de suministro sea mayor a DIEZ KILOVATIOS (10 kW) de potencia (T2 y T3), con la siguiente discriminación:

   i. Identificación y dirección del punto de suministro;

   ii. Nombre de cada Usuario abastecido y su CUIT;

   iii. La Cantidad de Usuarios enmarcados en cada segmento, discriminada en T2, T3 BT, T3 MT y T3 AT;

   iv. Potencia contratada en punta y fuera de punta; v Los Consumos de Energía en cada punto de suministro, discriminados por banda horaria, dentro de cada período mensual de facturación.

d. El detalle de las cantidades de la energía eléctrica ahorrada por los Usuarios Residenciales y Generales, discriminada a nivel individual con la identificación de los titulares de los suministros y valorizada en cada caso aplicando el valor del cargo variable calculado con el criterio de valorización establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace. La categorización de los Usuarios deberá corresponder al período de medición homólogo de 2003 dentro de las categorías T1-R1, T1-R2, T1-G1, T1-G2 y T1-G3.

e. El detalle de las cantidades de la energía eléctrica consumida en exceso por los Usuarios Residenciales y Generales por encima del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) del consumo registrado en el período de medición homólogo de 2003 -categorizados en ese mismo período dentro de las categorías T1-R2 con consumos bimestrales mayores a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh), T1-G1, T1-G2 y T1-G3- discriminada a nivel individual con la identificación de los titulares de los suministros y valorizadas en cada caso aplicando el valor de la sanción, calculado según lo indicado en el artículo 7° del presente anexo.

f. El detalle de los importes recaudados -durante el mes declarado- en concepto de sanciones por consumo en exceso a los Usuarios Residenciales y Generales que no hayan cumplido con las metas de ahorro establecidas en el Programa, discriminados por usuario y con el detalle de las cantidades de energía penalizados.

g. La determinación de:

   i. la cantidad total de energía ahorrada An (kWh) por los Usuarios Residenciales y Generales en las facturas emitidas durante el mes n, según surge del apartado (d),

   ii. el monto total Pn ($) a reconocer por premios correspondientes al mes n, calculado multiplicando la energía total ahorrada An (kWh) -determinada en el punto anterior- por el valor del cargo variable ($/kWh) calculado con el criterio de valorización establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 416 del 30 de abril de 2004 o el que lo reemplace,

   iii. la cantidad total de energía En+1 (kWh), prevista abastecer durante el mes n+1 a los Usuarios de Medianas y Grandes Demandas, cuya demanda contratada por punto de suministro sea mayor a DIEZ KILOVATIOS (10 kW) de potencia (T2 y T3), discriminada por usuario,

   iv. el costo unitario Cn ($/kWh) del premio correspondiente al mes n, mediante el prorrateo del monto Pn ($) respecto de la cantidad de energía En+1 (kWh), el que será considerado como el valor unitario del recargo Rn+1 ($/kWh) a aplicar a los consumos que registren los Usuarios T2 y T3 durante el mes n+1, Al finalizar el mes n+2 deberá informar:

   v. el importe del recargo Gn+1 ($) (siendo equivalente a Cn * En+1 real) que durante el mes n+1 fue facturado y cobrado a cada uno de los Usuarios T2 y T3 en forma individual,

   vi. el monto total Qn+1 ($) de los recargos cobrados -que resulta de la suma de los Gn+1 ($)- y cuyo valor representa el monto total real de premios a reconocer Pn ($),

   vii. el crédito individual Dn ($) reconocido a cada uno de los usuarios T1 incluidos en el listado del apartado (d), que fue acreditado a dichos usuarios por parte de la Distribuidora en oportunidad de la emisión de la facturación correspondiente al período de medición inmediato siguiente al de producido el ahorro.

h. Toda otra información que las Distribuidoras consideren necesaria para evaluar adecuadamente el cumplimiento del Programa y la que oportunamente les sea requerida por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

i. El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) aceptará la acreditación de la información precedente en carácter de declaración jurada, realizando de forma periódica, por sí o por terceros, las auditorías necesarias como para verificar la exactitud, integridad y consistencia de los datos contenidos en las declaraciones juradas y la correspondencia entre lo previsto y lo ejecutado.

ARTÍCULO 10.- Dentro de los DOS (2) días hábiles de presentada la Declaración Jurada a que se hace referencia en el Artículo 9, la Distribuidora depositará el total de la suma recaudada en concepto de sanciones en el curso del mes calendario, en la cuenta perteneciente al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el curso de las siguientes VEINTICUATRO (24) HORAS hábiles de producido el depósito, notificará del mismo al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 11.- Las bonificaciones a reconocer a los Usuarios Residenciales y Generales incluidos en el Programa por la energía eléctrica ahorrada, discriminadas a nivel individual -conforme fueran presentados ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) tal como indica el Artículo 9° - y valorizadas según lo indicado en los Artículos 5° y 6° del presente, serán reintegradas a los usuarios que produjeron los ahorros en oportunidad de la facturación del período de consumo siguiente al que les dio origen como créditos en su factura del servicio de distribución de energía eléctrica. La discriminación de la factura deberá permitir al usuario identificar el monto y el origen del crédito haciendo referencia específica al presente Programa.

ARTÍCULO 12.- Con carácter excepcional y a los efectos de permitir la adaptación de los sistemas y procedimientos para la medición de los consumos de energía y potencia utilizados por las Distribuidoras alcanzadas por la presente disposición, se las habilita a que, en el primer mes de vigencia y aplicación de la misma, la Declaración Jurada a que se hace referencia en el Artículo 9° se efectúe en un plazo máximo de SIETE (7) días hábiles de culminado el mes calendario correspondiente.

ARTÍCULO 13.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dispondrá, las medidas complementarias que sea menester adoptar para contribuir a la mejor aplicación de este Programa así como los procedimientos a adoptar en la resolución de situaciones de carácter excepcional.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 606/04

Publicación Boletín Oficial N° 30417 del 08/06/04

Citas Legales: Ley 24.076; Dec. 1738/92; Dec. 180/2004; Disp. SSC 27/2004; Res. SE 503/2004; Res. ENARGAS 419/97; Res. SE 7/2004

> Establecese que los usuarios considerados en el inciso 7) de la Reglamentación del Artículo 26 de la Ley 24.076, dispuesta por el DECRETO 1738/92 y modificada por su similar 180/2004, podrán intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de Distribución de Gas Natural por redes, o la combinación de éste con otros productos o servicios brindados por terceros, hasta tanto el MERCADO ELÉCTRICO DE GAS entre en funcionamiento.

BUENOS AIRES, 2 DE JUNIO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y lo dispuesto por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que es de interés general promover la competencia en la industria del gas, y asegurar a los usuarios el derecho a utilizar en forma plena los servicios contratados con la distribuidora zonal.

Que el Artículo 26 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 dispone que se agregue a la reglamentación del Artículo 26 de la Ley Nº 24.076, dispuesta en el Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de setiembre de 1992, el siguiente inciso: “7) Los usuarios que contratan servicios con su distribuidora zonal, en donde se observan cargos por reserva de capacidad, obligaciones de tomar o pagar u otras equivalentes, estarán autorizados a revender el servicio recibido en el punto de entrega del sistema de transporte correspondiente (“city gate”), sin necesidad de aprobación de la firma Licenciataria de distribución zonal. Los usuarios (o quienes actúen por su cuenta) que hagan uso del derecho a revender esos servicios, deberán sujetarse a los procedimientos del MERCADO ELECTRICO DE GAS (MEG).”

Que si bien el MERCADO ELECTRICO DE GAS (MEG) aún no ha sido definitivamente conformado, resulta necesario facilitar a los usuarios su derecho a intercambiar, revender o ceder los servicios contratados con la distribuidora zonal, estableciendo los términos y condiciones básicos a los que se debe sujetar la contratación.

Que resulta necesario, tal lo puntualiza el mencionado Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, “brindar herramientas a los usuarios que contratan servicios con su distribuidora zonal, en donde se observan cargos por reserva de capacidad u obligaciones de tomar o pagar, para que puedan minimizar esos costos fijos.”

Que a partir de la especial situación que se plantea en consumos estacionales de la Zona de distribución de GASNOR S.A., se hace necesario proceder a la notificación de la presente a esa distribuidora y a la empresa de generación de electricidad PLUPETROL ENERGY S.A.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, ha tomado la intervención que le compete, conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 42 de la CONSTITUCION NACIONAL, y los Artículos 6°, 11 y 30 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Los usuarios considerados en el inciso 7) de la reglamentación del Artículo 26 de la Ley Nº 24.076, dispuesta por el Decreto Nº 1738 de fecha 18 de setiembre de 1992 y modificada por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, podrán intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de distribución de gas natural por redes, o la combinación de éste con otros productos o servicios brindados por terceros, en forma directa sin la intervención del MERCADO ELECTRICO DE GAS (MEG), y sólo hasta tanto esa entidad entre en funcionamiento. La reventa de los servicios podrá realizarse en forma total o parcial.

Artículo 2°- Podrán utilizar el mecanismo previsto en la presente resolución, tanto los usuarios que adquieran de la distribuidora un servicio completo (gas, transporte y distribución), así como aquellos que sólo le adquieren transporte y/o distribución.

Artículo 3°- El intercambio, reventa o cesión de este servicio en el punto de entrega del sistema de transporte correspondiente ("city gate"), deberá ser ofrecido por el Cliente en alguno de los puntos de entrega de la zona o subzona en la que la prestataria del servicio de distribución o licenciataria del servicio de transporte le entrega al Cliente el gas natural objeto de este específico proceso de intercambio, reventa o cesión.

Artículo 4°- Podrá ser receptor o comprador de los servicios ofrecidos por el Cliente revendedor, cualquier otro Cliente o Usuario, o quien actúe por cuenta de éste, de la distribuidora que presta el servicio de distribución en la misma Subzona en que se encuentra el Cliente revendedor, o de otra distribuidora, aguas arriba o aguas abajo de la primera aquí mencionada.

Este servicio también podrá ser adquirido o recibido por un comercializador o por cualquier prestador del servicio de distribución.

En su caso, la prestataria del servicio de distribución, deberá brindar, en tanto sea físicamente posible, un servicio de distribución interrumpible, en las condiciones habilitadas por la reglamentación vigente y aplicable.

Artículo 5°- En el caso que el Cliente comprador o receptor fuera una prestataria del servicio de distribución, ella podrá adquirir estos productos y/o servicios por exclusiva cuenta y orden de Clientes o Usuarios de su área licenciada, a los cuales podrá trasladar, previo acuerdo explícito de las partes, y en su exacta incidencia, el costo de éstos.

En caso que una prestataria adquiera o reciba estos productos y/o servicios para cumplir con obligaciones de entrega previamente asumidas con sus Usuarios, distintas de las recién mencionadas, ésta no podrá trasladar el costo de esa operación a las tarifas finales de los Usuarios, debiendo asumir íntegramente el costo de la misma.

Artículo 6°- Las prestatarias de distribución no deberán incluir en sus requerimientos o nominaciones realizados en virtud de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, ni en aquellos realizados aplicando el MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE, dispuesto por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004, los volúmenes de gas natural que sus Clientes oferten para intercambiar, revender o ceder mediante este procedimiento, o mediante el dispuesto por la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, Nº 419 de fecha 9 de enero de 1997.

El servicio adquirido bajo la presente resolución, no quedará sujeto a la aplicación del MECANISMO DE USO PRIORITARIO DEL TRANSPORTE PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NO INTERRUMPIBLE.

Artículo 7°- De ser necesario para la concreción de las transacciones aquí reglamentadas, y en tanto sea físicamente posible, la transportista a la que se le requiriera un servicio de Transporte Interrumpible (TI) y/o de Intercambio y Desplazamiento (ED), estará obligada a brindarlo de acuerdo con las reglamentaciones que estén vigentes al momento de realizarse ese requerimiento.

Artículo 8°- El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA deberá publicar las ofertas de los Clientes o Usuarios que deseen intercambiar, revender o ceder los servicios y/o productos que reciben, acorde a las habilitaciones de esta reglamentación y las de las reglamentaciones que la fundan, en una sección de su página de Internet habilitada a tal efecto. El período mínimo de publicación de una oferta será de VEINTICUATRO (24) horas. Las ofertas de esos Clientes deberán contener, al menos, los siguientes elementos: tipo de servicio ofrecido, plazo de la cesión, intercambio o reventa, Subzona de entrega del gas natural, persona de contacto y plazo de recepción de solicitudes. Luego de firmados los acuerdos previstos en la presente resolución, los mismos deberán ser presentados ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), quien procederá a publicarlos en la sección habilitada a estos efectos de su página de Internet. Los acuerdos podrán ejecutarse efectivamente, a partir del día operativo siguiente al de su publicación en la página de Internet del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS).

Hasta tanto el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), esté en condiciones de proceder con los requisitos de publicación aquí establecidos, los interesados deberán informar a esa autoridad los acuerdos a los que arribaren antes del 14 de junio próximo. Estos acuerdos en particular, podrán ejecutarse efectivamente, a partir del día operativo siguiente al de su notificación fehaciente al ENTE NACIONAL

REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) publicará todos los acuerdos que le hayan sido informados, y ello así a partir de que esa Autoridad haya implementado los mecanismos de publicación previstos en la presente resolución.

Artículo 9°- El precio, retribución o contraprestación que un Cliente revendedor vaya a obtener por los productos y/o servicios ofrecidos será negociado directa y libremente entre las partes.

Artículo 10.- Las transacciones económicas pertinentes, de concretarse, se acordarán y realizarán directamente entre todas las partes involucradas, pudiendo el revendedor o cedente estructurar la operación de modo tal que los beneficiarios de este servicio, paguen en forma directa todo o parte del costo del mismo a los proveedores originarios de los servicios o productos revendidos o cedidos, en caso que estos últimos presten el consentimiento respectivo.

Artículo 11.- Las prestatarias de distribución involucradas deberán facilitar la realización de estas transacciones, brindando todos los servicios que les fueran oportunamente contratados por el Cliente o Usuarios revendedor al Cliente, Usuario o prestatarias del servicio de distribución compradora.

Artículo 12.- Las prestatarias de distribución de las Subzonas del Cliente revendedor y del Cliente comprador no resultan obligadas por otras responsabilidades frente a los Clientes, salvo la de prestar los servicios que les fueren o hubieren sido contratados, y las que explícitamente establece la presente reglamentación, con más las disposiciones del inciso 7) de la reglamentación del Artículo 26 de la Ley Nº 24.076.

Artículo 13.- En el caso que el Cliente o Usuario revendedor sea una Generadora Térmica que hubiera comprometido reserva de disponibilidad con combustible en el marco del procedimiento denominado “REDISCOMB”, aprobado por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 7 de fecha 9 de enero de 2004, sólo podrá participar como revendedor en este mecanismo, previa autorización de la SECRETARIA DE ENERGÍA, y en base a la información que a esos efectos le será requerida por esta Autoridad, al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO.

Artículo 14.- Este procedimiento entrará en vigencia desde la fecha de publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial.

Artículo 15.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 657/04

Publicación Boletín Oficial N° 30422 del 15/06/04

Citas Legales: Dec. 180/2004; Dec. 181/2004; Dec. 2255/92; Ley 24.076; Ley 25.561; Ley 25.790; Res. ENARGAS 716/98; Res. SE 265/2004

> Modificase el Anexo V del DECRETO 180/2004, en su sección “Mecanismos de Corte, Introducción”, con la finalidad de evitar restricciones o interrupciones a los servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de distribución, las que serán limitadas sólo a aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios residenciales y a los dos primeros escalones del servicio general “P”.

BUENOS AIRES, 11 DE JUNIO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0046617/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y lo dispuesto en el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivan de la emergencia económica y social que vive la REPUBLICA ARGENTINA, el PODER EJECUTIVO NACIONAL adoptó medidas conducentes para reencauzar la industria del gas y de la electricidad, dictando los Decretos Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y otras disposiciones complementarias.

Que en la actual coyuntura que enfrenta la industria del gas natural, surgen DOS (2) temas prioritarios a ser atendidos: (i) la oferta de gas natural en boca de pozo para atender una creciente demanda interna y (ii) el incremento de la capacidad de transporte disponible en los gasoductos para atender el crecimiento registrado en la demanda desde el año 2002 hasta la fecha.

Que con respecto a la primera cuestión, la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el pasado 2 de abril de 2004, ha suscripto con los productores de gas natural el “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO Nº 181/2004”, homologado luego por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Que por ese Acuerdo, los productores de gas natural se comprometieron a suministrar volúmenes de gas destinados a recomponer los originalmente contratados por las prestadoras de los servicios de distribución de gas natural por redes, con más el crecimiento esperado en los servicios Residencial y los DOS (2) primeros escalones del Servicio General “P”, junto a volúmenes contratados con generadoras de electricidad que utilizan la capacidad de transporte contratada por las prestatarias de los servicios de distribución de gas natural.

Que ese compromiso de volúmenes a suministrar concurre junto a los demás que los productores de gas natural hayan suscripto con sus otros clientes, de los mercados interno y externo.

Que asimismo, y con el objeto de garantizar los volúmenes necesarios para abastecer la demanda no interrumpible del mercado interno, con más los volúmenes necesarios para generar la cantidad de electricidad necesaria para sostener ese servicio público, se han establecido determinadas limitaciones a las exportaciones de gas natural, en el marco de las disposiciones emergentes del Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004.

Que con respecto a la capacidad de transporte, se han puesto en marcha determinadas herramientas regulatorias al amparo del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, con el objeto de favorecer la inversión en infraestructura de gas, y ello sin perjuicio del proceso de renegociación de los contratos de prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas por redes, que se lleva adelante en el marco de las disposiciones de la Ley Nº 25.561, y cuyo plazo fuera extendido por imperio del Artículo 1º de la Ley Nº 25.790.

Que teniendo en cuenta las limitaciones existentes en la capacidad disponible de los gasoductos de transporte de gas, y el crecimiento de la demanda doméstica, algunos usuarios de servicios firmes de las distribuidoras se han visto ya obligados a negociar, con los prestadores del servicio de distribución, determinados períodos de interrupción y/o restricción al suministro de gas y/o capacidad de transporte y/o

distribución, y ello a partir del vencimiento de los contratos de distribución que originalmente garantizaban su suministro.

Que si bien dichas limitaciones a la contratación de capacidad firme por parte de los Clientes de las Distribuidoras, tienen por objeto asegurar la prestación de los demás servicios firmes comprometidos en los términos del Artículo 24 de la Ley Nº 24.076, esta Secretaría ve con preocupación que los usuarios afectados por las mismas, pudieran ver afectados sus procesos productivos, y ello así en circunstancias que pudieran resultar inequitativas, considerando el tratamiento eventualmente brindado por las prestatarias de distribución a los demás usuarios afectados por estas mismas restricciones.

Que asimismo, cabe destacar que el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 prevé la creación del mercado electrónico de gas, entre cuyas funciones específicas está la de transparentar las condiciones de contratación que se verifiquen en el mercado de venta de gas natural y provisión de servicios de transporte y distribución.

Que habida cuenta que las prestatarias tienen la obligación de garantizar el suministro de los servicios no interrumpibles, esta Secretaría considera necesario dar un marco de protección a los usuarios que contratan servicios firmes en los que la Distribuidora se hubiera reservado por contrato la opción de restringir o interrumpir el suministro bajo circunstancias acordadas con el cliente.

Que en esta particular situación, deben diferenciarse aquellos usuarios que adquirían volúmenes de capacidad firme y aún gas natural a la distribuidora, sin opción de restringir o interrumpir el suministro por requerimiento de la prestataria, y que habiendo manifestado fehacientemente y antes de su vencimiento, su voluntad de mantener esos servicios en las mismas condiciones, una vez vencido esos contratos por mera extinción del plazo contractual pactado, hayan suscripto, en su lugar, nuevos acuerdos en los que se prevea la opción de restringir o interrumpir el suministro por requerimiento de la prestataria.

Que a pesar de lo hasta aquí dicho, debe prestarse atención a lo establecido por la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, en cuanto a la obligación de las prestatarias de distribución, de tomar previsiones para cumplir con su obligación de suministrar el servicio en forma prudente y adecuada, asegurando el suministro de todos los servicios no interrumpibles, y llevando a cabo todas las acciones necesarias para brindar a los usuarios todos los servicios que se encuentren disponibles en virtud del Reglamento de Servicio de Distribución.

Que conforme lo expuesto, deben establecerse determinados derechos y garantías que aseguren a los usuarios de los servicios firmes un trato equitativo y transparente, en atención de la normativa vigente, y en particular, de las disposiciones del Artículo 12 del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes aprobado por el Decreto Nº 2.255 de fecha 2 de Diciembre de 1992.

Que el Artículo 27 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, aprobó el mecanismo de corte a ser utilizado por cada firma prestataria del servicio de distribución de gas, en situaciones en que se observen restricciones en el sistema, de conformidad a la metodología que se consigna en el Anexo V del citado Decreto.

Que seguidamente, dicho articulado instruye a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para que actualice, adapte o mejore, en todo o en parte, el mecanismo de cortes, en función de la evolución de la industria con el fin de garantizar una eficiente asignación de los recursos ante restricciones en el sistema.

Que por los fundamentos expuestos en la presente resolución, corresponde realizar modificaciones al mecanismo de corte incluido en el Anexo V del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, constituyendo tal accionar una herramienta necesaria para garantizar el abastecimiento interno a las industrias que pretenden acceder a los servicios firmes, aun cuando sólo exista posibilidad de brindarlo con restricciones.

Que asimismo, el inciso d) del Artículo 12 del Reglamento del Servicio de Distribución, aprobado por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, dispone que: “De ser necesario restringir parcialmente el servicio dentro de una clase de Clientes (bajo las mismas Condiciones Especiales e igual precio), entonces tal restricción se aplicará en base a un programa que al efecto establezca la Distribuidora para todos los Clientes de la clase en base a sus respectivas Cantidades Contratadas, y que deberá dar a conocer al Cliente al momento de contratar el servicio, manteniéndolo informado de las modificaciones que se produzcan”.

Que la mera aplicación de este principio podría generar rigideces operativas, en situaciones en que el sistema de transporte o uno de distribución alcancen el estado Crítico o el de Emergencia, en los términos de los REGLAMENTOS INTERNOS DE LOS CENTROS DE DESPACHO (Reglamentos de Despacho), aprobados por la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE

PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 716 de fecha 10 de septiembre de 1998, en momentos en los que se requiere efectividad en el accionar de cada prestataria, con el objeto de preservar los consumos de aquellos usuarios con prioridad de suministro.

Que el mencionado Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 establece que: “En el supuesto que la SECRETARIA DE ENERGÍA verifique, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, que el sistema de gas natural puede entrar en situaciones de crisis de abastecimiento o generar este tipo de situaciones sobre otro servicio público, podrá disponer todas las medidas que se consideren necesarias para mantener un adecuado nivel de prestaciones”

Que la situación caracterizada por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 recién transcripto ya se ha verificado y ha habilitado la intervención de la SECRETARIA DE ENERGÍA, quien accionó a través del dictado de las normas correspondientes arriba mencionadas, y que esa misma situación amerita, también en esta oportunidad, la intervención de esta Secretaría, disponiendo las medidas necesarias para evitar restricciones o interrupciones a servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de distribución, que pudieren no resultar útiles a los efectos de garantizar los objetivos establecidos en el mencionado Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y en las demás normas que resultan de aplicación para garantizar la estabilidad y continuidad de las prestaciones del servicio público de gas por redes.

Que frente a ello, corresponde establecer que, en las situaciones que afecten a los sistemas de transporte y/o distribución descriptas en el Punto 6, (Estados del Sistema) de los Reglamentos de Despacho, como “estado Crítico” o de “Emergencia” o de “Emergencia Local”, las restricciones o interrupciones que afecten a servicios firmes, reconocidos como tales en la reglamentación establecida en la presente resolución, serán limitadas sólo a aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios Residenciales y a los DOS (2) primeros escalones del Servicio General “P”.

Que corresponde disponer que las ampliaciones de capacidad de transporte en las que las Distribuidoras puedan participar, y las del sistema de distribución local que vayan a realizarse, cualquiera sea su origen y régimen, y en tanto hayan sido suficientes para satisfacer las necesidades de las prestatarias para abastecer los consumos Residenciales y los de los DOS (2) primeros escalones del Servicio General “P”, deberán ser prioritariamente utilizadas para poder restituir el nivel original de disponibilidad de capacidad de transporte y distribución, a aquellos Clientes firmes que, a su vencimiento, y aun habiendo manifestado su voluntad expresa de continuar recibiendo el mismo servicio que tenían contratado acorde a las disposiciones del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes, no hayan podido acordar con las prestatarias nuevos arreglos en esas requeridas condiciones, como consecuencia de la insuficiencia de la capacidad de transporte y/o distribución disponible en esos sistemas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 42 de la CONSTITUCION NACIONAL, y el Artículo 27 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º - Sustituir el Anexo V del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, en su sección “Mecanismos de Corte, Introducción”, el que quedará redactado de la siguiente manera: “A los efectos de la confección del orden de prioridades de restricciones y cortes, y a efectos de la aplicación del criterio de restricciones y cortes establecido en el Artículo 12 de las Condiciones Generales del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes, aprobado por el Decreto Nº 2.255 de fecha 2 de diciembre de 1992, los usuarios deben distinguirse según los componentes del servicio que le compran a la distribuidora. Debe, a estos efectos, también entenderse, que la expresión “precio” definida en el inciso (c) del mencionado Artículo, en el presente mecanismo corresponde a la expresión “tarifa sin gas”.

En este sentido, las siguientes son las principales posibilidades existentes:

a) Usuarios servicio completo (G/T/GR/D), que adquieren a la distribuidora tanto el gas (G) como el transporte (T), el gas retenido (GR) y la distribución (D).

b) Usuarios de transporte y distribución (T/D) o (T/GR/D).

c) Usuarios de distribución (D).

Los usuarios con servicios firmes en los que la distribuidora se hubiera reservado por contrato la opción de restringir o interrumpir el suministro bajo circunstancias acordadas con el cliente, serán considerados como interrumpibles a los efectos de la aplicación de restricciones o interrupciones de suministro, en un todo de acuerdo con lo establecido en el mencionado Artículo 12 del Reglamento del Servicio de Distribución de gas por redes, y con lo establecido en el Reglamento Interno de los Centros de Despacho aprobado por la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 716 de fecha 10 de septiembre de 1998.

Los servicios firmes en los que la distribuidora se hubiera reservado por contrato la opción de restringir o interrumpir el suministro bajo circunstancias acordadas con el cliente, sólo podrán ser restringidos o interrumpidos cuando hayan sido ya interrumpidos todos aquellos servicios aquí considerados interrumpibles, que pagan una “tarifa sin gas” menor a la que paga el usuario al que se pretenda interrumpir en cada oportunidad.

A los efectos de determinar esta circunstancia se tendrán en cuenta el ingreso promedio por metro cúbico, neto del costo del gas (“tarifa sin gas”), y con un CIEN POR CIENTO (100%) de factor de uso de la capacidad neta del total de las restricciones y/o interrupciones posibles acordadas, para el caso de los servicios firmes con restricciones acordadas; y la “tarifa sin gas” por cada metro cúbico a suministrar, para el caso de servicios de la categoría interrumpibles.

Para los casos de servicios que incluyan el pago de un cargo de reserva de capacidad, la tarifa sin gas se determinará a partir de la tarifa promedio estimada en PESOS POR METRO CUBICO ($/m3) por la distribuidora para ese usuario (que surgirá de las condiciones establecidas en el contrato:

volúmenes programados, cargo de reserva de capacidad y cargo por METRO CUBICO (m3) consumido); la distribuidora deberá adjuntar la memoria de cálculo y el respectivo soporte magnético, de las tarifas promedio estimadas para los usuarios que reúnan estas características”.

Artículo 2º - Todos los usuarios con servicios firmes sin opción de restringir o interrumpir el suministro por requerimiento de la prestataria, cuyos vencimientos operaron a partir del 6 de enero de 2002, y que con posterioridad - ante la negativa de la Distribuidora a renovar su contrato firme en idénticas condiciones - se hayan visto en la obligación de incluir cesiones de días de capacidad o se encuentren obligados a incluirlas, serán considerados interrumpibles mientras se ejecute la cesión de días cedidos contractualmente y serán considerados firmes una vez que la Distribuidora haya agotado la utilización de los días cedidos contractualmente.

Artículo 3º - En los contratos que celebren las distribuidoras con clientes para la prestación de servicios firmes en los que la distribuidora se reserve la opción de restringir o interrumpir el suministro bajo circunstancias acordadas con el cliente, y en el marco de la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, deberán observarse, en particular, los siguientes principios:

a) Principio de transparencia, que tiene por objeto asegurar al usuario el acceso a la información relativa a los días de cesiones de capacidad de transporte pactados con otros usuarios del servicio, y el costo efectivo del servicio para cada situación de días de cesión.

b) Principio de no discriminación, que tiene por objeto prohibir al prestador favorecer algún usuario o grupo de usuarios con ventajas de prestación que no están disponibles para todos los usuarios del servicio.

c) Principio del menor perjuicio al usuario, que tiene por objeto obligar a los prestadores del servicio de distribución a arbitrar todos los mecanismos a su alcance para reducir al máximo posible los días de restricciones o cortes, que los mismos se programen con la mayor anticipación posible y garantizar el suministro de todos los servicios no interrumpibles.

d) Principio de Información, que tiene por objeto asegurar la publicación en el Mercado Electrónico del Gas (MEG), en el ámbito que se indique, de las restricciones de corte y bonificaciones establecidas para su publicación.

e) Principio de Prioridad de Cortes: El presente principio tiene por objeto asegurar y difundir el criterio de prioridades de corte conforme las prerrogativas vigentes y consecuentes con los principios anteriores y con el procedimiento del Anexo V del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, modificado por la presente resolución.

Artículo 4º - El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA deberá encargarse de asegurar el respeto y cumplimiento de los principios establecidos en el artículo anterior, en todas las controversias que se susciten relativas a la negociación o renegociación de los contratos entre usuarios y prestatarias del servicio de distribución, a los fines de reducir las asimetrías de información existentes entre las partes.

Artículo 5º - En caso de desacuerdo entre un Cliente o Usuario y la Distribuidora de su Zona, sobre el tipo de restricciones que afectarán a Clientes que pretenden contratar servicios firmes con la Distribuidora, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA deberá convocar, en el marco del Artículo 66 de la Ley Nº 24.076, una audiencia de conciliación, y resolver la controversia en la misma audiencia, o dentro del plazo de CINCO (5) días hábiles de haber oído a las partes, según lo considere más conveniente, a través de un proceso simple y expedito.

Artículo 6º - Las ampliaciones de capacidad de transporte en las que las Distribuidoras puedan participar, y las del sistema de distribución local que vayan a realizarse, cualquiera sea su origen y régimen, y en tanto hayan sido suficientes para satisfacer las necesidades de la Distribuidora para abastecer a sus consumos Residenciales y a los de los primeros DOS (2) escalones del Servicio General “P”, deberán ser prioritariamente utilizadas para poder restituir el nivel original de restricción o interrupción por falta de capacidad de transporte y/o distribución que cada Cliente firme de la Distribuidora haya pactado antes del 6 de enero de 2002, y ello en tanto esos Clientes vayan a afrontar el costo del servicio, en todos sus componentes, acorde a las disposiciones de la Autoridad Regulatoria.

Artículo 7º - Las restricciones o interrupciones que resultare necesario aplicar a servicios firmes, reconocidos como tales en la reglamentación vigente y en la presente resolución, y en situaciones que afecten a los sistemas de transporte y/o distribución descriptas en el Punto 6 (Estados del Sistema) de los Reglamentos de Despacho, como “estado Crítico” o de “Emergencia” o de “Emergencia Local”, serán limitadas sólo a aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios Residenciales y a los DOS (2) primeros escalones del Servicio General “P”; y ello así, independientemente de la “tarifa sin gas” que pague cada uno de los usuarios con servicios aquí reconocidos como firmes. A esos efectos, las prestatarias de distribución deberán elaborar y presentar al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA para su aprobación, un esquema de “corte útil” aplicable a los servicios firmes, que determine, para cada punto de entrega del sistema de transporte al de la prestataria (“City Gate”), cuáles servicios serían afectados y en qué proporción, frente a limitaciones que afecten al transporte, a la distribución, o a ambos, y exclusivamente en las situaciones consideradas en los Reglamentos de Despacho recién mencionadas. Todo ello sin perjuicio de la responsabilidad que pudiere caber a esas prestatarias, acorde a la normativa vigente en materia de restricciones y/o interrupciones del servicio, ya sean de carácter contractual o reglamentario. La prestataria del servicio de distribución sólo podrá aplicar el esquema de “corte útil”, luego de su aprobación expresa por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 8º - La presente resolución entrará en vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 9º - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 659/04

Publicación Boletín Oficial N° 30425 del 18/06/2004

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Dec. 1738/92; Dec. 180/2004; Dec. 181/2004; Dec. 951/95; Disp. SSC 27/2004; Ley 17.319; Ley 24.076; Res. SE 265/2004; Res. SE 503/2004.

(Nota: modificada por Resolución SE 1681/2004 . Punto 5 del Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural, sustituido por Resolución SE 2022/2005 . Modificación al último párrafo del punto 15 del Anexo I e incorporación del Reglamento de Operaciones de Sustitución de Energía, aprobados por Resolución SE 496/2006).

> Apruébese el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural, que sustituye al Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte, establecido por la Disposición Nº 27/2004 de la SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES. Prioridades. Inyecciones adicionales y valorización del gas. Circuito de información. Alternativas y flexibilidad del programa.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES, 17 DE JUNIO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0042902/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076, el Decreto Nº 1.738 de fecha 18 de septiembre de 1992, y sus modificatorios, el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004, y la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que resulta de interés general y constituye una necesidad fundamental asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6° de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076.

Que por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, se facultó a la SECRETARIA DE ENERGÍA, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para disponer las medidas que considere necesarias para evitar que el sistema de gas natural alcance una situación de crisis de abastecimiento o genere este tipo de situaciones sobre otro servicio público.

Que por Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004, se dispusieron determinadas medidas destinadas a asegurar el abastecimiento interno, entre otras, se dispuso a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA, a los fines de que elabore un PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, que debía ser instrumentado sobre la base de un esquema de cortes útiles sobre el gas natural, hecho que se concretó con el dictado de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004.

Que en cumplimiento del mandato legal de proteger el abastecimiento del mercado interno, frente al fenómeno de escasez de gas natural que dio lugar al dictado de la normativa antes mencionada, se dispuso, entre otras medidas, que para superar los niveles de exportaciones de gas natural registrados durante el año 2003 se requería autorización expresa de la Autoridad Competente, para el caso, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES.

Que la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, le informó a las empresas que solicitaron las autorizaciones para exportar excedentes del año 2003, en el marco de lo establecido en el Capítulo II, punto 5 del Anexo I de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, para el mes de mayo de 2004, que “la exportación de volúmenes de gas, autorizados en exceso por encima de los niveles registrados en el mes mayo de 2003, estaba sujeta, al igual que el total de los volúmenes exportados, a la satisfacción de la demanda no interrumpible de las firmas prestadoras del servicio de distribución (que cuenten con capacidad de transporte disponible) y/o para la adecuada prestación del servicio público de electricidad”.

Que en cada oportunidad se informó a esas empresas que en el caso que ejercieran la opción de exportar gas en los términos que se les informaba, ello implicaría la aceptación de la misma normativa aplicable a los

permisos de exportación que se les habían otorgado, es decir la del mismo régimen legal referenciado en cada una de las respuestas a los requerimientos efectuados para mayo de 2004 por los exportadores.

Que las decisiones tomadas en el marco de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, no limitaron ni impidieron que los productores exportadores pudieran cumplir sus compromisos de exportación, toda vez que el Capítulo IV punto 14 del Anexo I de la citada disposición habilitaba al productor a continuar exportando si reemplazaba en el mercado interno un volumen de energía efectiva equivalente. De esta forma, la no utilización por parte de los productores de esta prerrogativa demuestra la falta de inyección necesaria para abastecer a ambos mercados -interno y externo- de manera simultánea.

Que el conjunto de medidas adoptadas tuvieron por objeto atender el problema de escasez de gas natural, dando prioridad al abastecimiento interno, sin impedir innecesariamente la exportación de volúmenes de gas natural, acorde a las autorizaciones oportunamente emitidas, en total respeto del marco normativo aplicable, y teniendo en cuenta las herramientas y situación del mercado de gas natural al momento del dictado de las mismas.

Que en el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/2004”, homologado por Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS (el Acuerdo) Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004, se han acordado volúmenes de gas para abastecer los consumos no interrumpibles de las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes y parte de los consumos de centrales de generación de electricidad abastecidos mediante el transporte de las mencionadas prestatarias.

Que a la firma del Acuerdo antes referenciado, debe agregarse la rehabilitación del gasoducto “Pocitos-Campo Duran”, que vincula al sistema de transporte interno con el mercado de gas natural de la REPUBLICA DE BOLIVIA, que permite a los agentes privados del sistema argentino la importación de gas natural desde ese país, reforzando, de esta manera, el abastecimiento de nuestro mercado.

Que la importación de energía eléctrica desde la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL y la firma del acuerdo para garantizar la importación de Fuel Oil desde la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, también son elementos que contribuyen a robustecer el abastecimiento interno de energía, en este caso mediante el aporte y esfuerzo presupuestario del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que por lo tanto, corresponde adaptar y perfeccionar el régimen emergente del Artículo 1° inciso c) de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004 y de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, preservando la prioridad de abastecimiento al mercado interno, acorde a la normativa vigente, y en particular, el abastecimiento de aquellos consumos que por sus características y por los compromisos asumidos para con los usuarios del sistema, corresponden a modalidades no interrumpibles.

Que por todo lo dicho, en las actuales circunstancias corresponde establecer un PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO, en adelante “PROGRAMA”, que atienda a los objetivos de abastecimiento interno planteados, que tenga en cuenta la experiencia recogida con la aplicación de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, que tenga en consideración la nueva realidad del mercado de gas y que permita reducir al mínimo indispensable, la afectación a volúmenes de gas destinados a la exportación.

Que la entrega de gas al mercado interno por parte de cualquier productor y en cualquier condición contractual, constituye en sí mismo la fuente primaria de abastecimiento de ese mercado, y que por lo tanto, si bien es conveniente evaluar la colaboración en el abastecimiento a las prestatarias de los servicios de distribución de gas natural y a las generadoras de electricidad del mercado interno que cada productor haya concretado, es indispensable considerar, como fuente complementaria de abastecimiento al mercado interno, la inyección de volúmenes adicionales por parte de aquellos productores que exportan gas natural, aumentando de esta manera la oferta interna de gas.

Que proceder de esta manera, implica respetar el principio establecido en el Artículo 6° de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076.

Que en esa inteligencia, y sujeto a la prioridad de abastecimiento interno arriba expuesta, es dado entender que la obligación de los productores exportadores de gas natural de producir y poner a disposición el total de los volúmenes comprometidos a suministrar, tanto al mercado interno como al externo, no habrá de redundar en perjuicio alguno para cualquiera de las partes que participan del mercado de producción y venta de gas natural.

Que por lo tanto, la utilización en el mercado interno de volúmenes comprometidos a suministrar al mercado externo, y siendo que los mismos fueran abonados a precios que los propios productores han

explícitamente aceptado percibir como surge del “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/2004”, ello no puede constituir perjuicio alguno para estos últimos.

Que de esta manera, las eventuales afectaciones a las exportaciones de gas que fuere necesario disponer, en absoluto cumplimiento de las normas vigentes y aplicables en la materia y arriba mencionadas, habrán de ser reducidas al mínimo, o incluso evitadas, en tanto el mercado externo no requiera el total de los volúmenes de gas que los productores exportadores se hubieren comprometido a suministrarle, y esas eventuales afectaciones habrán de ser definitivamente eliminadas cuando la producción de gas natural sea suficiente para abastecer ambos mercados.

Que el impacto de las decisiones que se adopten en los términos del “PROGRAMA” que se aprueba por la presente, sobre los consumos afectados cuando resulta necesario afectar exportaciones de gas natural, está directamente relacionado con la colaboración que se obtenga de las autoridades energéticas de países importadores de gas, en materia de información relevante, precisa y oportuna sobre la demanda de gas natural proveniente de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que corresponde contemplar aquellas medidas que posibiliten dotar al “PROGRAMA” de un adecuado grado de flexibilidad, instruyendo a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES para que dicte disposiciones complementarias que permitan facilitar el funcionamiento del mismo.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076, y su reglamentación, el Artículo 3° del Anexo I del Decreto Nº 1.738 de fecha 18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto Nº 951 de fecha 11 de julio de 1995, y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase el PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, en adelante el “PROGRAMA”, que como Anexo I forma parte integrante de la presente resolución.

El presente “PROGRAMA” sustituye al PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecido por la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27 de fecha 29 de marzo de 2004, y así debe entenderse al aplicar otros procedimientos o reglamentaciones vigentes que hacen mención, reglamentan o están de cualquier manera relacionados con lo establecido en esa Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, tal el caso de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004.

Artículo 2°- El “PROGRAMA” resultará de aplicación mientras la inyección de gas natural por Cuenca sea inferior a la demanda de: (i) los usuarios contemplados en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004; con más (ii) la de los usuarios del Servicio SGP (tercer escalón de consumo) y la de los usuarios firmes (SGG, FT, FD y FIRME GNC), por su capacidad reservada; y con más (iii) la de las centrales de generación térmica, que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de electricidad. Todo lo antedicho será de aplicación, en tanto y en cuanto las demandas mencionadas puedan ser atendidas con la capacidad de transporte existente.

Para el caso (ii), deberán considerarse aún a aquellos usuarios que fueron históricamente abastecidos con gas natural adquirido por las prestatarias del servicio de distribución de gas natural por redes, y que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte por parte de esas prestatarias, para seguir abasteciéndolos. Estos usuarios serán identificados acorde a los especiales criterios que elabore y disponga el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), o esta Secretaría, criterios los cuales deberán estar fundados en toda la normativa aplicable en la materia.

Art. 3°- Instrúyese a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES para que dicte las disposiciones complementarias que faciliten y optimicen el funcionamiento del “PROGRAMA”.

Artículo 4°- La presente resolución entrará en vigencia al TERCER (3°) día hábil posterior al de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 5°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I - RES. S.E. 659/04

PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO

AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL

CAPITULO I

Prioridades

1. El “PROGRAMA” tiene por objeto asegurar, en la medida que el sistema de transporte y/o distribución lo permita, el abastecimiento de gas y transporte para:

   1.1. Aquellos usuarios contemplados especialmente en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004;

   1.2. los usuarios SGP (tercer escalón de consumo) y los usuarios firmes de la prestataria de distribución (SGG FT, FD y FIRME GNC - por su capacidad reservada-) con servicios destinados al consumo interno;

   1.3. las centrales de generación térmica, por hasta los volúmenes necesarios para evitar la interrupción del servicio público de electricidad.

   Para los casos previstos en el apartado 1.2, deberán considerarse aún a aquellos usuarios que fueron históricamente abastecidos con gas natural adquirido por esas prestatarias de los servicios de distribución de gas natural, y que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte por parte de esas prestatarias, para seguir abasteciéndolos. Estos usuarios serán identificados acorde a los especiales criterios que elabore y disponga el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), o autoridad superior, los cuales criterios deberán estar fundados en toda la normativa aplicable en la materia.

   Todo lo indicado en los apartados precedentes, no exime a las prestadoras del servicio de distribución de gas de su responsabilidad de gestionar su demanda para asegurar la prestación del servicio, y de agotar todos los mecanismos a su alcance para asegurar el abastecimiento de gas al universo de usuarios indicados en el presente punto.

2. Para las demandas involucradas en los apartados 1.1 y 1.2 precedentes, el presente “PROGRAMA” resulta de aplicación, exclusivamente, cuando se den simultáneamente las siguientes condiciones:

   a) Que la demanda mencionada en el punto 1, no pueda ser satisfecha por la suma de: (i) la oferta de gas natural comprometida y entregada en el marco del “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/2004”, homologado por Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004, (el Acuerdo), (ii) otros suministros obtenibles en el marco del “Mecanismo de Uso Prioritario del Sistema de Transporte” previsto en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004, y (iii) todo otro suministro de gas obtenido por cada prestataria.

   b) Que exista capacidad disponible de transporte y distribución que físicamente pueda ser utilizada para abastecer al mercado interno.

3. Al darse las condiciones antes mencionadas, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES instruirá a los productores exportadores de gas natural para que inyecten al sistema de transporte o distribución, el volumen de gas adicional para el mercado interno, que resulte necesario para satisfacer las demandas mencionadas en el punto 1 precedente.

4. El destino de esos volúmenes de inyección adicional al mercado interno, cuyo objeto es el establecido en el Punto 1 del presente “PROGRAMA”, será indicado por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, y ello así, en base a los requerimientos del ENARGAS y el Organismo Encargado del Despacho (OED) del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), según se dispone en este “PROGRAMA” y en las demás reglamentaciones que resultan de aplicación.

5. El orden de prioridad para determinar las empresas a las cuales se instruirá a realizar la inyección de gas adicional para el mercado interno, será determinado conforme al procedimiento 5.1), teniendo en cuenta la utilidad de la inyección adicional, en términos operativos, para el abastecimiento del mercado interno.

5.1. Procedimiento.

Las solicitudes de inyección adicional, en cada cuenca, se orientarán conforme al siguiente criterio:

a) Para cada productor de gas se determinará la relación entre las obligaciones de entregar o pagar (DOP) asumidas en la columna A del Anexo II del “Acuerdo” y la suma de: i) las obligaciones de entregar o pagar antes referidas, ii) los DOP de los contratos de exportación, y iii) los DOP de otros contratos para el mercado interno distintos de los incluidos en i). Dicha relación para la empresa i se denominará Xi. La información que será utilizada para determinar lo previsto en ii) será la disponible por la SECRETARIA DE ENERGÍA, en base a los contratos registrados por cada productor exportador. La información que será utilizada para determinar lo previsto en iii) será la disponible por el ENARGAS, en base a los registros de contratos que ese organismo tiene a su cargo. La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES podrá determinar una nueva fuente de información a estos fines, en vista de las necesidades futuras. El DOP que se utilizará para cada caso será la media aritmética del DOP aplicable a cada mes, y en caso de no disponerse de la información relativa al DOP para cada mes, se tomará el valor más alto. En caso que existieran situaciones en las cuales el DOP fuera cero, se tomará el nivel de entregas efectivas.

b) La sumatoria de la diferencia entre 1 (UNO) y cada uno de los valores Xi hallados dará un valor total que se denominará Xt.

c) Para cada productor resultará un coeficiente ai = (1-Xi)/Xt.

d) Para cada productor se estimará a su vez un volumen de gas contratado para exportación bajo condición de entregar o pagar, no demandado. Dicho volumen para la empresa i y la cuenca j se denominara Yij, y surgirá de restar de los compromisos de entregar o pagar vigentes en cada mes, el volumen promedio diario exportado correspondiente al mismo mes del año 2003.

e) Al requerirse un volumen adicional de inyección de la cuenca j, que denominaremos Zj, ese requerimiento se distribuirá entre los productores con exportaciones autorizadas de dicha Cuenca, requiriendo a cada productor exportador la inyección adicional de un volumen denominado Rij, que se determinará como producto de (Zj x ai), siempre que este producto sea igual o menor que el volumen Yij.

f) De darse para algún productor exportador la situación (Zj x ai) > Yij, entonces, para ese productor exportador, Rij será igual a Yij, resultando de la suma total de los requerimientos así calculados un total Z´j < Zj.

g) La diferencia Zj - Z´j será distribuida entre los productores exportadores de la cuenca, utilizando los ponderadores ai. Los productores exportadores deberán inyectar adicionalmente al Rij determinado en e) y f), el gas resultante de [(Zj - Z´j) x ai], que denominaremos Hij.

h) En el caso que la suma Fij = (Rij + Hij) correspondiente a un productor sea mayor que las exportaciones efectivas de ese productor en la cuenca, la inyección adicional para el mercado interno que se requerirá, en esta instancia, a ese productor, será igual a las exportaciones efectivas, Eij.

i) Ante situaciones como la descripta en el punto anterior, la sumatoria de las diferencias mayores a cero de (Fij - Eij), a la que denominaremos Z´´, será distribuida entre los productores de la cuenca, utilizando para ello nuevos ponderadores (ßi), calculados en base a la misma metodología que se utilizó para los ai, pero sólo con los Xi de los productores exportadores que en esta instancia aún exportan gas natural. Los productores exportadores que, cuando Z´´ es mayor que cero, aún exporten gas, deberán inyectar al mercado interno, adicionalmente a (Rij + Hij), el volumen resultante de [Z´´ x ßi], que denominaremos Sij, y ello en tanto Rij+Hij+Sij £ Eij. Este procedimiento deberá repetirse de manera iterativa hasta completar el nivel de inyección adicional total requerido a cada productor o hasta que el volumen efectivamente exportado por cada uno de ellos en la cuenca sea enteramente destinado a inyección adicional para el mercado interno, lo que ocurra antes.

j) Los productores exportadores cuyas exportaciones resulten afectadas por este procedimiento podrán, en los términos del Punto 15 de este “PROGRAMA”, sustituir los volúmenes de exportaciones afectados de una cuenca por volúmenes de inyección adicional en otra cuenca, y ello así en tanto la situación del sistema de transporte lo permita.

6. El productor exportador que reciba la instrucción de realizar una inyección adicional para el mercado interno deberá dar cumplimiento a la misma procediendo, de resultar necesario, a afectar volúmenes autorizados a ser exportados, y la capacidad de transporte que esos volúmenes ocuparen en el sistema de transporte doméstico. Ello así, en caso que no pudiera completar con cualquier otra de las alternativas previstas en la presente reglamentación los volúmenes de inyección adicional solicitados. El

productor exportador que reciba la instrucción de realizar una inyección adicional para el mercado interno, no podrá exportar volumen alguno, de ninguna cuenca, hasta no cumplir con lo previsto en la presente.

6.1. En tal sentido, el volumen de gas que ingrese al sistema de transporte de Transportadora de Gas del Sur (TGS) o Transportadora de Gas del Norte (TGN), por sobre el gas comprometido por cada productor en la columna A del Anexo II del "Acuerdo", y luego de la eventual reasignación de volúmenes por aplicación de las disposiciones del Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004, deberá ser afectado primariamente al cumplimiento de los volúmenes de inyección adicional solicitados acorde a esta reglamentación. Del total de las inyecciones de cada productor, siempre la primera prioridad la tendrá el volumen de gas comprometido por cada productor en la columna A del Anexo II del "Acuerdo", hasta completar el volumen que cada uno hubiera comprometido, y en segundo lugar se asignará el volumen correspondiente a la reasignación a prestatarias de distribución que resultare en consecuencia de la aplicación del mecanismo establecido en el Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004, y por último los volúmenes de inyección adicional solicitados a cada productor. TGS y TGN serán las responsables del cumplimiento estricto de lo dispuesto en este punto.

6.2. Los concesionarios u operadores de gasoductos, cualquiera sea su condición regulatoria o régimen de habilitación, no podrán transportar bajo ningún concepto gas natural para exportación que hubiera sido inyectado, directa o indirectamente, por un productor exportador que no hubiera cumplido con su obligación de inyección adicional para el mercado interno, conforme lo dispuesto en el presente "PROGRAMA".

6.3. El incumplimiento por parte de la empresa exportadora, de la instrucción de inyección de gas natural adicional para el mercado interno, i) dará lugar a la suspensión automática de la/s autorización/ es de exportación otorgada/s, lo cual será comunicado en forma inmediata a la Aduana, y ii) se considerará un incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones del Concesionario conforme al inciso c) del Artículo 80 de la Ley Nº 17.319.

6.4. Es dado entender que a la capacidad de transporte de los sistemas de TGS y TGN, que se utilizara bajo la modalidad interrumpible para exportar gas, le resulta aplicable el procedimiento dispuesto en el Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004.

CAPITULO II

Inyecciones adicionales y valorización del gas

7. Para cada cuenca, los volúmenes de inyección adicional de gas natural que se soliciten en el marco del presente, serán valuados a los precios denominados "Valor de Referencia a Julio del 2005" en el Anexo I del "Acuerdo" arriba mencionado.

CAPITULO III

Circuito de Información

8. El requerimiento por faltante de gas para la demanda interna no prestatarias de servicios de distribución de gas por redes (incisos 1.1. y 1.2 del Punto 1 del presente "PROGRAMA"), será validado y luego informado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES el día anterior al día operativo en el cual se prevea el faltante, y ello según los procedimientos vigentes a esos efectos, conforme lo dispuesto en la presente resolución.

9. El requerimiento por faltante de gas para las centrales de generación térmica (inciso 1.3 del Punto 1 del presente "PROGRAMA"), con el objeto de evitar la interrupción del servicio público de electricidad, será validado y luego informado por el OED a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES el día anterior al día operativo en el cual se prevea el faltante, y ello según los procedimientos vigentes a esos efectos, conforme lo dispuesto en la presente resolución.

10. Analizados los requerimientos conforme lo solicitado por el OED y/o el ENARGAS, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES notificará a los titulares de las autorizaciones de exportación que correspondan, para que instrumenten la inyección adicional al mercado interno afectando, de ser necesario, sus exportaciones, por hasta los volúmenes que esos productores exportadores no estuvieren en condiciones de producir, o importar y/o sustituir, en los términos del Punto 15 de este "PROGRAMA",

para cumplir con los requerimientos adicionales necesarios para abastecer la demanda determinada en los incisos 1.1. 1.2 y 1.3 del Punto 1 de este mismo “PROGRAMA”.

11. La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES notificará a los centros de despacho los requerimientos de inyección adicional al mercado interno, que resultaren de las disposiciones emitidas como consecuencia de los procedimientos establecidos en este “PROGRAMA”.

12. La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES notificará a la Aduana las eventuales suspensiones de las autorizaciones para exportar, que pudieran resultar de aplicación ante situaciones en las cuales un productor exportador no cumpla con su obligación de inyectar volúmenes adicionales al mercado interno.

13. Régimen especial para exportaciones de la Cuenca Noroeste. Los volúmenes de exportación de gas de la Cuenca Noroeste no podrán superar, durante el período de vigencia del Acuerdo Transitorio para la Compra de Gas suscripto entre los presidentes de Argentina y Bolivia, el nivel que resulte de promediar las exportaciones de los noventa días previos a la firma de dicho Acuerdo Transitorio. A fin de satisfacer este requisito las firmas exportadoras deberán presentar sus programas de exportación, expresados en volúmenes promedio diarios para cada mes de vigencia del mencionado Acuerdo Transitorio. Dichos volúmenes no podrán superar, para cada empresa y día, los volúmenes promedio de exportación de los últimos noventa días previos a la firma del mencionado Acuerdo Transitorio. Hasta tanto se aprueben expresamente los programas de exportación mencionados, serán de aplicación las limitaciones impuestas por el punto 5° de la Disposición de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES Nº 27/2004.

14. Las firmas prestadoras del servicio de distribución que soliciten, a través del ENARGAS, el suministro de gas natural en el marco del presente “PROGRAMA”, deberán asumir los costos, términos y condiciones previstos en el mismo y en las reglamentaciones que al respecto se dispongan, independientemente del tratamiento que el costo de este gas tenga al momento de la aplicación del punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución. El no pago, por parte de una prestataria del servicio de distribución, del gas recibido en el marco de este “PROGRAMA” la inhabilitará para volver solicitar volúmenes adicionales hasta tanto regularice su situación, sin perjuicio de las responsabilidades contractuales derivadas de eventuales cortes de suministro. Idéntico criterio se aplicará a los generadores de electricidad que hubieran recibido gas natural bajo este “PROGRAMA”.

CAPITULO V

Alternativas y Flexibilidad del “PROGRAMA”.

15. A los efectos de dotar de flexibilidad al presente “PROGRAMA”, queda establecido que cualquier productor exportador al cual se le requieran inyecciones adicionales y cuyos volúmenes de exportación de gas hubiesen resultado afectados por este “PROGRAMA”, podrá reemplazar los volúmenes de gas natural que hubiesen sido requeridos para el mercado interno, por cantidades de energía equivalentes (en la forma de gas o electricidad u otros combustibles para generarla, o de menor demanda acordada y consentida por el consumidor afectado), y en tanto y en cuanto, dicha operación no implique una reducción en la oferta de energía total disponible para el mercado interno, y la misma resulte útil, en términos operativos, para el fin específico para el que fuere destinado el gas requerido. La energía alternativa será valorizada de conformidad a las pautas establecidas en el CAPITULO II de este “PROGRAMA” y sustituirá al gas natural detraído de la exportación una vez que la energía equivalente pueda ser entregada físicamente al consumidor.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 663/04

Publicación Boletín Oficial N° 30429 del 25/06/2004

Citas Legales: Dec. 1023/2001; Dec. 1142/2003; Dec. 180/2004; Ley 19.550; Ley 24.076; Ley 25.551; Res. MPFIPyS 185/2004.

> Obras de Expansión y/o Extensión en Transporte y Distribución de Gas en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2º de la Ley 24.076. Apruébese el Reglamento de Contrataciones para la contratación de obras incluidas en el programa global para la emisión de valores representativos de deuda y/o certificados de participación en Fideicomisos Financieros, constituido por el Artículo 1º de la resolución 185/2004.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES, 23 DE JUNIO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0046617/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, lo dispuesto por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 se creó el Fondo Fiduciario para atender inversiones en Transporte y Distribución de Gas cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras para la expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley Nº 24.076, especialmente de conformidad con lo dispuesto por el inciso b) de ese Artículo.

Que la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, se establecieron las bases técnicolegales para realizar ampliaciones en los sistemas de transporte y distribución de gas, sobre la base de la creación de fideicomisos financieros y/o de administración, en el marco de lo establecido en el Artículo 1° y concordantes del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Que los fideicomisos financieros o de administración que se constituyan serán motivo de un proyecto o conjunto de proyectos de inversión desarrollados por Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas, cooperativas y los restantes sujetos de la Industria del Gas, conforme se lo define en el Artículo 9° de la Ley Nº 24.076.

Que mediante el Artículo 13 de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, se ha encomendado a la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la tarea de establecer el régimen de contratación bajo el cual se contratarán las obras de ampliación que se realicen sobre la base de la creación de fideicomisos financieros y/o de administración, en el marco de lo establecido en el Artículo 1° y concordantes del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 13 de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase el Reglamento de Contrataciones para la contratación de obras incluidas en el Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros constituido por el Artículo 1° de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004 y en el Fideicomiso de Administración previsto en el TITULO II de la citada Resolución.

Artículo 2º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I – RES. S.E. 663/04

REGLAMENTO DE CONTRATACIONES

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1°- AMBITO DE APLICACION.

De acuerdo con lo establecido en los Artículos 13 y 26 de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, las disposiciones del presente Reglamento serán de aplicación a todos los procedimientos de contratación de las obras que se realicen en el marco de lo dispuesto en la citada Resolución.

ARTÍCULO 2°- REGLAMENTO DE CONTRATACION.

El presente Reglamento conforma un sistema para la información, contratación, supervisión y control de la ejecución de las obras fideicomitidas, que establece los principios y reglas a que se sujetarán las contrataciones establecidas en el Artículo 1° y los lineamientos que deberán seguir para la selección del contratista y ejecución de las obras en los procedimientos e instrumentos que se indican a continuación:

a) Contratantes Procedimientos de Selección.

b) Registros de Contrataciones de Obras;

c) Pliego de Bases y Condiciones:

c1) Generales;

c2) Particulares.

d) Mecanismo de seguimiento de precios de mercado.

e) Publicidad y difusión de los actos del Contratante.

f) Documentos e Informes

g) Auditores

ARTÍCULO 3°- PRINCIPIOS.

Los sujetos contratantes deberán prever y seguir en los documentos de selección del contratista y en la contratación de las obras la aplicación de las siguientes prescripciones:

a) Trato igualitario para con contratistas y proveedores.

b) Aplicación de los procedimientos de contrataciones de obras incluidos en el presente reglamento a todas las contrataciones realizadas bajo los fideicomisos.

c) Aplicación de precios competitivos de mercado o en su defecto la debida justificación por el apartamiento de dichos precios en las contrataciones efectuadas.

d) Cumplimiento del Régimen de “Compre Trabajo Argentino”, con las excepciones que autorice la Autoridad de Aplicación de la Ley Nº 25.551, para que las obras de expansión correspondientes al invierno del año 2005, puedan realizarse en tiempo oportuno y estar operativas.

e) Las firmas que resulten adjudicatarias a través del procedimiento de selección respectivo no podrán asociarse, para el cumplimiento de los contratos pertinentes, con ninguna otra firma que haya competido con ella en el referido procedimiento de selección, ni con ninguna firma controlada, controlante o vinculada a las mismas, en los términos establecidos en el Artículo 33 de la Ley Nº 19.550, y sus modificatorias.

f) Las firmas controladas, controlantes o vinculadas del fiduciante sólo podrán participar de contrataciones cuando el procedimiento de selección sea por medio de licitaciones o concursos, y cuando dicha vinculación societaria sea conocida, en forma previa, por todos quienes participan en el concurso o licitación.

g) Las firmas controladas, controlantes o vinculadas del fiduciante no podrán participar de las contrataciones directas o concursos privados, conforme se autoriza en general en el presente reglamento.

h) Informar a la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o a quien ella designe la nómina de las “empresas vinculadas” en cada contratación en la que exista dicha condición, antes del inicio del proceso de selección.

Será de aplicación obligatoria el presente reglamento, sus normas reglamentarias, y las disposiciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGÍA o quien ella designe.

ARTÍCULO 4°- CONTRATACIONES INCLUIDAS EN EL PROGRAMA DE FIDEICOMISOS FINANCIEROS.

Aprobado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS un proyecto de expansión y/o ampliación a ser incluido en el Programa Marco de Fideicomisos Financieros establecido en el TITULO I de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, quien vaya a contratar deberá presentar en la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o a quien ella designe, en su carácter de Organizador, dentro de los TREINTA (30) días contados a partir de dicha aprobación, un programa detallado de la contratación a efectuarse en base al presupuesto que dio origen al fideicomiso, el plan de inversión, su financiamiento y repago. La SECRETARIA DE ENERGÍA analizará y definirá, conjuntamente con el Fiduciario y agente colocador, las tasas posibles de financiamiento, términos y condiciones del Fideicomiso individual que permita la ejecución del emprendimiento.

ARTÍCULO 5°- CONTRATACIONES INCLUIDAS EN EL FIDEICOMISO DE ADMINISTRACION.

La SECRETARIA DE ENERGÍA determinará las obras que se efectuarán bajo el Fideicomiso de Administración establecido en el TITULO II de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004, de acuerdo al presupuesto estimado de recaudación del Fideicomiso.

TITULO II

PROCEDIMIENTOS DE SELECCION

ARTÍCULO 6°- CLASES DE PROCEDIMIENTOS.

Selección del Contratista. La selección de los contratistas y proveedores deberá realizarse de acuerdo con los procedimientos establecidos en el presente Reglamento:

a) Licitación o concurso, público o privado, nacional o internacional, de etapa única o múltiple; o

b) Contratación directa.

ARTÍCULO 7°- CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL PROCEDIMIENTO.

La selección del procedimiento aplicable así como de las modalidades del llamado estará determinada por una o más de las siguientes circunstancias, sin perjuicio de otras no previstas expresamente, debiendo dejarse constancia en la documentación del trámite, la fundamentación del mecanismo de selección utilizado. Cualquiera resulte la modalidad de llamado a contratación que se aplique corresponderá que en relación a los bienes, servicios u obras de que se trate se observen las pautas normativas del régimen de “Compre Trabajo Argentino”:

a) Características de los bienes o servicios a contratar.

b) Monto estimado del contrato.

c) Condiciones de comercialización de los bienes y servicios y configuración del mercado de proveedores de dichos bienes y servicios.

d) Razones de urgencia o emergencia.

En todos los casos se utilizará el procedimiento más apropiado y conveniente, los que deberán ser sometidos por el contratante a la consideración previa de la SECRETARIA DE ENERGÍA o quien ella designe, con los fundamentos concretos de la selección adoptada, la cual tendrá un plazo de DIEZ (10) días para expedirse. El silencio será considerado en positivo. En caso de negativa, el interesado podrá recurrir la decisión o someter a la Secretaria a un procedimiento alternativo.

ARTÍCULO 8°- POR MONTO DE LOS CONTRATOS.

Para la determinación del procedimiento de selección del contratista y/o proveedor de obras fideicomitidas en base al criterio establecido en el inciso b) del artículo anterior se aplicará la siguiente escala según el

monto estimado del contrato. A estos efectos se considerará el importe total en que se estimen las adjudicaciones, incluidas las opciones de prórroga o desvíos previstas:

a) Contratación Directa: Hasta CINCO POR CIENTO (5%) del monto de la obra.

b) Licitación o concurso privado: más del CINCO POR CIENTO (5%) y hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del monto de la obra.

c) Licitación o Concurso Público Nacional o Internacional, priorizando el trato nacional: más del CINCUENTA POR CIENTO (50%) del monto de la obra.

ARTÍCULO 9°- CRITERIO DE SELECCION.

La adjudicación de los contratos deberá realizarse en favor de la oferta más conveniente teniendo en cuenta el precio, la calidad, la idoneidad del oferente y demás condiciones de la oferta. Deberá establecerse en los Pliegos de Bases y Condiciones Particulares el criterio de evaluación y selección de las ofertas, ya sea mediante la inclusión de fórmulas polinómicas o la clara determinación de los parámetros que se tendrán en cuenta a dichos fines, tomando en consideración el grado de complejidad, el monto y el tipo de contratación a realizar. Se estima conveniente, para facilitar el examen, evaluación y contratación de las ofertas, solicitar a los oferentes que especifiquen los precios unitarios en todos aquellos casos que la importancia de las obras o la modalidad de contratación así lo aconseje.

TITULO III

LICITACIONES Y CONCURSOS

ARTÍCULO 10.- LICITACION O CONCURSO.

Los procedimientos de licitación y concurso serán aplicables de acuerdo con los criterios dispuestos en los Artículos 6° y 7° del presente Reglamento. La licitación se realizará cuando el criterio de selección del contratista recaiga primordialmente en factores económicos. El procedimiento de concurso se hará cuando el criterio de selección del contratista recaiga en factores primordialmente no económicos, tales como la capacidad técnica científica, condiciones económicas financieras, según corresponda.

ARTÍCULO 11.- CLASES DE LICITACIONES Y CONCURSOS. Podrán efectuarse licitaciones y concursos de las siguientes clases:

a) Públicos o privados.

b) De etapa única o múltiple.

c) Nacionales o Internacionales.

ARTÍCULO 12.- LICITACION O CONCURSO PÚBLICO.

La licitación o concurso es público cuando el llamado a participar esté dirigido a una cantidad indeterminada de posibles oferentes con capacidad para obligarse, sin perjuicio del cumplimiento de los demás requisitos que exija el Pliego de Bases y Condiciones Particulares y el Pliego de Bases y Condiciones Generales.

ARTÍCULO 13.- LICITACION O CONCURSO PRIVADO.

La licitación o concurso es privado cuando se invita a participar a una determinada cantidad de posibles oferentes y será procedente cuando el monto estimado de la contratación no exceda el porcentaje establecido en el Artículo 8° de este reglamento.

ARTÍCULO 14.- LICITACION O CONCURSO DE ETAPA UNICA.

La licitación o concurso es de etapa única cuando la comparación de las ofertas y de las calidades de los oferentes se realiza en un mismo acto.

ARTÍCULO 15.- LICITACION O CONCURSO DE ETAPA MULTIPLE.

Cuando el alto grado de complejidad del objeto del contrato o las características específicas de la prestación lo justifiquen, la licitación o el concurso podrán instrumentarse bajo la clase de etapa múltiple.

La licitación o concurso es de etapa múltiple cuando se realiza en DOS (2) o más fases la evaluación y comparación de las calidades de los oferentes, los antecedentes empresariales y técnicos, la capacidad económico-financiera, las garantías, las características de la prestación y el análisis de los componentes económicos de las ofertas, mediante preselecciones sucesivas.

En los casos en que se utilice esta variante la recepción de los sobres respectivos será simultánea para todos los oferentes. Sólo se procederá a abrir los correspondientes a las ofertas económicas de aquellos oferentes que hubieran sido precalificados.

Este procedimiento se utilizará para toda contratación mayor al porcentaje establecido en el Artículo 8° de este reglamento.

ARTÍCULO 16.- LICITACION O CONCURSO NACIONAL.

La licitación o concurso es nacional cuando la convocatoria está dirigida a interesados y oferentes cuyo domicilio o sede principal de sus negocios se encuentre en el país o que tengan sucursal en el país debidamente inscripta.

ARTÍCULO 17.- LICITACION O CONCURSO INTERNACIONAL.

La licitación o concurso es internacional cuando, por las características del objeto o la complejidad de la prestación, la convocatoria se extienda a interesados y oferentes del exterior, revistiendo tal carácter aquel cuya sede principal de sus Negocios se encuentre en el extranjero y no tengan sucursal debidamente inscripta en el país.

TITULO IV

PLIEGOS DE BASES Y CONDICIONES

ARTÍCULO 18.- Para la elaboración y aprobación de los Pliegos de Bases y condiciones se seguirán las siguientes pautas:

a) PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES GENERALES. La SECRETARIA DE ENERGÍA y/o quien ella designe, aprobará el Pliego de Bases y Condiciones Generales, el que será elaborado por el contratante y utilizado exclusivamente en las contrataciones de las obras fideicomitidas. Las aprobaciones deberán ser emitidas en un plazo de CINCO (5) días. En silencio será considerado aprobación.

b) PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES PARTICULARES. Los Pliegos de Bases y Condiciones Particulares serán elaborados por el contratante y aprobados por La SECRETARIA DE ENERGÍA y/o quien ella designe, para cada procedimiento de selección y deberán contener los requisitos mínimos que indicará el Pliego de Bases y Condiciones Generales e incluirán las especificaciones técnicas. El pliego de bases y condiciones particulares incluirá la normativa de “Compre Trabajo Argentino” tal como lo determina el Artículo 13 de la Ley Nº 25.551. Las aprobaciones deberán ser emitidas en un plazo de CINCO (5) días. En silencio será considerado aprobación.

c) OBRAS INICIADAS POR OTROS FIDUCIANTES. En caso que actuaran como Fiduciantes las Cooperativas y los restantes sujetos activos de la Industria del Gas conforme se los define en el Artículo 9° de la Ley Nº 24.076, éstos elaborarán los Pliegos de Bases y Condiciones Particulares y los Pliegos de Bases y Condiciones Generales para cada procedimiento de selección y los someterán a la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o quien ella designe. Dichos instrumentos incluirán la normativa de “Compre Trabajo Argentino” tal como lo determina el Artículo 13 de la Ley Nº 25.551.

d) Cuando en un determinado proyecto actúen en carácter de Fiduciante las Licenciatarias del servicio de Transporte y/o Distribución de Gas conjuntamente con cooperativas y/u otros Sujetos Activos de la Industria del Gas, conforme se los define en el Artículo 9° de la Ley Nº 24.076, los Pliegos de Bases y Condiciones Generales a utilizar serán los correspondientes a las Licenciatarias, debiendo someter a aprobación de la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o a quien ella designe, todos los Fiduciantes en conjunto, el Pliego de Bases y Condiciones Particulares que será elaborado para cada proyecto en particular.

ARTÍCULO 19.- VALOR DE LOS PLIEGOS.

Los pliegos de condiciones generales, particulares y técnicas de la requisitoria no podrán tener un valor para su adquisición superior al CINCO POR MIL (5‰) del valor del presupuesto de dicha adquisición.

ARTÍCULO 20.- ESPECIFICACIONES TECNICAS.

Las especificaciones técnicas deberán consignar en forma clara e inconfundible:

a) Las características y especies de los bienes y servicios de la prestación.

b) La calidad exigida y en su caso, las normas de calidad que deben cumplir los bienes o servicios a satisfacer los contratistas y/o proveedores, como así también las normas que deben observar éstos en los términos del régimen de “Compre Trabajo Argentino”.

c) Si los elementos deben ser nuevos, usados o reacondicionados.

d) Si se aceptarán tolerancias.

Para la reparación de aparatos, máquinas o motores deberán solicitarse repuestos denominados legítimos.

No se deberán formular especificaciones cuyo cumplimiento sólo sea factible para determinadas empresas o productos, ni transcribirse detalladamente textos extraídos de folletos, catálogos o presupuestos informativos.

ARTÍCULO 21.- PARAMETROS DE EVALUACION.

Los Pliegos de Bases Condiciones Particulares deberán incluir, tal lo establecido en el Artículo 9° el criterio para la evaluación y selección de las ofertas.

TITULO V

REGISTROS

ARTÍCULO 22.- REGISTRO DE CONTRATACIONES DE OBRAS FIDEICOMITIDAS.

En el área de Compras y Contrataciones de las licenciatarias se llevará un registro actualizado de todas las contrataciones, incluidas en cualquiera de los fideicomisos previstos en la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004 en curso de ejecución en el ámbito de cada una de ellas, actúen éstas como fiduciantes o no, indicando los aspectos centrales de las mismas. El Registro de Contrataciones contendrá la nómina de todos los contratos, convenios y acuerdos con identificación y descripción de la obra, identificación del contratista y/o Proveedor, si es una empresa vinculada o no, montos de contrato, ampliaciones, fecha de inicio y finalización de las obras, resultado de la evaluación del cumplimiento que han tenido. Aspectos relevantes de esta información, en forma sintética deberán estar publicados en el Sitio de Internet del fiduciante. Los registros deberán ser puestos a disposición del ENARGAS y la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o quien ella designe.

ARTÍCULO 23.- PERSONAS HABILITADAS.

Podrán contratar bajo el presente régimen en calidad de contratistas o proveedores todas las personas físicas o jurídicas con capacidad para obligarse y que no se encuentren alcanzadas por la causal prevista en el artículo siguiente.

ARTÍCULO 24.- PERSONAS NO HABILITADAS.

No podrán contratar a las personas inhabilitadas para contratar conforme el Artículo 28 del Decreto Nº 1023 de fecha 13 de agosto de 2001.

TITULO VI

ORDEN DE PRELACION DE LA DOCUMENTACION

ARTÍCULO 25.- ORDEN DE PRELACION.

Las compras y contrataciones de obra incluidas en la presente resolución se reglarán por los documentos que se enumeran a continuación:

a) El Presente Reglamento

b) Pliego de Bases y Condiciones Generales.

c) Pliego de Bases y Condiciones Particulares.

d) Pliegos de Especificaciones Técnicas.

e) El contrato y/o la orden de compra.

TITULO VII

PUBLICIDAD Y DIFUSION DE LOS ACTOS DEL FIDUCIANTE

ARTÍCULO 26.- Las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas, las cooperativas y sujetos de la Industria del Gas que actúen como Fiduciantes, deberán dar a publicidad y difusión respecto de las obras

que se financian por el Fideicomiso por los siguientes medios de acuerdo a los criterios establecidos en el presente reglamento:

a) Publicación en el Boletín Oficial.

b) Publicación en diario/s de mayor circulación.

c) En el sitio de Internet de la Concesionaria (Página Web).

d) En los sitios de Internet de la Oficina Nacional de Compras y Contrataciones y del ENARGAS.

ARTÍCULO 27.- LICITACION O CONCURSO PRIVADO.

Se deberán remitir invitaciones por medio fehaciente con DIEZ (10) días corridos de antelación a la fecha de apertura de las ofertas a por lo menos, TRES (3) posibles contratistas.

ARTÍCULO 28.- LICITACION O CONCURSO PÚBLICO NACIONAL.

Los anuncios pertinentes se publicarán en el Boletín Oficial por DOS (2) días y con QUINCE (15) días corridos de anticipación a la fecha de la apertura respectiva. Asimismo, se deberán publicar avisos por DOS (2) días, coincidente con el término de publicación en el Boletín Oficial, en UN (1) diario de mayor circulación en el país. Los días de anticipación se computarán a partir del día hábil inmediato siguiente al de la última publicación. Asimismo, se difundirá en forma permanente, por lo menos desde el primer día de la publicación en el Boletín Oficial hasta la fecha de apertura, en el sitio de Internet del Fiduciante, en cuyo ámbito se ejecuten las obras.

ARTÍCULO 29.- LICITACION O CONCURSO PÚBLICO NACIONAL O INTERNACIONAL.

Deberán disponerse las publicaciones pertinentes en países extranjeros.

Los anuncios se publicarán en el Boletín Oficial por DOS (2) días y con VEINTE (20) días corridos de anticipación a la fecha de la apertura respectiva. Asimismo, se deberán publicar avisos por DOS (2) días, coincidente con el término de publicación en el Boletín Oficial, en UN (1) diario de mayor circulación en el país. Los días de anticipación se computarán a partir del día hábil inmediato siguiente al de la última publicación. Asimismo se difundirá en forma permanente, por lo menos desde el primer día de la publicación en el Boletín Oficial hasta la fecha de apertura, en el sitio de Internet del Fiduciante en cuyo ámbito se ejecuten las obras.

ARTÍCULO 30.- PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES GENERALES.

El mencionado pliego deberá poder ser consultado en la página de Internet y/o en la oficina de compras y contrataciones del Fiduciante, en cuyo ámbito se ejecuten las obras y en la página de Internet del ENARGAS.

ARTÍCULO 31.- REQUISITOS DE LOS ANUNCIOS.

El contenido del aviso del proceso de selección respectivo, a publicarse en el Boletín Oficial y en UN (1) periódico de circulación nacional masiva, podrá limitarse a consignar una remisión al sitio de Internet del Fiduciante, en cuyo ámbito se ejecuten las obras fideicomitidas y del ENARGAS. En los avisos deberá estipularse como mínimo los siguientes datos:

a) Tipo, objeto e identificación de la contratación.

b) Base de la contratación: si la hubiere.

c) Lugar, día y hora donde pueden retirarse o consultarse los pliegos.

d) Costo de la impresión del Pliego si correspondiese.

e) Lugar, día y hora de presentación de las ofertas y del acto de apertura.

TITULO VIII

DOCUMENTOS E INFORMES

ARTÍCULO 32.- Respecto a cada proyecto de ampliación y a los efectos de su aprobación por la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o quien ella designe, el Fiduciante enviará a dicho organismo la siguiente documentación:

a) Proyecto de obra de ampliación y/o extensión.

b) Presupuesto de obra, con la discriminación de precios correspondiente.

c) Cronograma de compras y contrataciones con la discriminación correspondiente que permita realizar el seguimiento de precios del mercado.

d) Procedimiento de selección del Contratista y de Adjudicación de la obra, dentro de las pautas establecidas en el presente reglamento.

ARTÍCULO 33.- Los encargados del Seguimiento y Control de Gestión dependientes del ENARGAS y SECRETARIA DE ENERGÍA y las Licenciatarias, cada uno en lo que sus incumbencias compete, deberán incluir en su plan anual de gestión y/o control, el seguimiento del plan de obras e inversiones Fideicomitidas.

Las Licenciatarias, conforme el Artículo precedente, deberán contar con el correspondiente Informe del Sector que de ella dependa, certificando:

a) El cumplimiento de los procedimientos de contratación establecidos en la presente reglamentación;

b) Los estudios de las obras

c) Los grados de avance de las obras, conforme los certificados y procedimientos que se especifican en los Anexos al Contrato de Fideicomiso.

d) Cualquier otro informe que se requiera.

Las incumbencias del Área de Seguimiento y Control de Gestión serán las que a continuación se detallan, no siendo éstas taxativas sino enunciativas:

I. Controlar el cumplimiento de los Plazos y los lineamientos técnicos de las Obras de Ampliación de capacidad de Transporte y Distribución.

II. Supervisar el proceso de Compras y Contrataciones a realizar por las Licenciatarias, garantizando la participación del mayor número de interesados, la publicidad de estos actos, velando por la transparencia y adecuación a las normas vigentes, presentes y futuras.

III. Verificar la preadjudicación de las Compras y Contrataciones, con el propósito que éstas resulten ajustadas a los montos presupuestados y acordes a los valores de mercado.

IV. Control de la calidad de los trabajos de acuerdo a las pautas técnicas propuestas en el proyecto ejecutivo. V. Controlar los procesos de Certificación de Obra y el cierre final, conciliando los montos de inversión erogados por el fideicomiso.

VI. Controlar el cumplimiento del mecanismo adoptado para seguimiento de precios de mercado indicado en el Artículo 26 del presente reglamento.

VII. Controlar los criterios referentes a las especificaciones técnicas, artículo 20 y los parámetros de evaluación artículo 21, así como los criterios de selección. Las observaciones que pudieran efectuarse se comunicaran al comitente con cargo a que éste haga las aclaraciones correspondientes.

ARTÍCULO 34.- La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGÍA definirá, dentro del plazo de QUINCE (15) días, un sistema de control administrativo y de auditoría de campo de las obras de ampliación que se aprueben en marco de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 de fecha 19 de abril de 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 712/04

Publicación Boletín Oficial N° 30442 del 15/07/2004

Citas Legales: Res. SE 240/2003; Res. SE 365/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 415/2004; Res. SE 512/2004; Res. SE 552/2004; Res. SE 943/2003; Dec. 1142/2003; Dec. 1181/2003; Dec. 27/2003; Dec. 432/82; Ley 25.561

(Nota: ampliada por Resolución SE 826/2004 . Prórroga de la invitación a todos los Agentes acreedores del MEM con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del Sistema de Ofertas y Adjudicaciones (SLOYA) que el OED utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM por resoluciones SE 933/2004 , 936/2004 y 948/2004 . Determinación de las acreencias mínimas con Fecha Cierta de Vencimiento en el MEM y creación del Cargo para Reserva Sustentable de Mediano Plazo, aprobado por Resolución SE 956/2004)

> Créase el Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA hacia el año 2007.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES, 12 DE JULIO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0153496/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado a partir de marzo de 2002, en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, diversas resoluciones destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con el objetivo de favorecer su funcionamiento adecuando las normas vigentes a la realidad imperante.

Que atento la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda resultó necesario modular el impacto del marcado incremento estacional que era necesario implementar distribuyendo el mismo a futuro, impactando esto en la evolución del FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) el cual se encuentra en déficit desde junio de 2003, razón por la cual desde ese mes no han sido cubiertas el CIEN POR CIENTO (100%) de lo devengado a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con los recursos recaudados por facturación a la demanda.

Que atento a esto, esta SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, por la que se estableció un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), buscando privilegiar el pago de los costos aceptados, con el objeto de preservar el funcionamiento de las Centrales de Generación eléctrica y el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término, teniendo además, en consideración que aquellas Centrales de Generación eléctrica que no pudieran cubrir sus Costos Mínimos de Operación y Mantenimiento mediante el mecanismo allí implementado solicitaran el saldo necesario para el cubrimiento de los mismos.

Que por aplicación de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), fundamentalmente las Centrales de Generación eléctrica, han acumulado acreencias documentadas con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir por magnitudes importantes de dinero.

Que la experiencia recogida indica que, hasta la fecha, el mecanismo instrumentado ha permitido a las Centrales de Generación eléctrica cubrir los Costos Mínimos de Operación y Mantenimiento, no habiéndose observando inconvenientes en la gestión realizada a tal efecto, manteniendo por consiguiente la oferta de generación eléctrica en niveles adecuados.

Que por decisión política del PODER EJECUTIVO NACIONAL, con el objeto de mitigar las acreencias documentadas con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir para con los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), así como para facilitar el pago de gastos incurridos y a incurrir por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) producto de la desadaptación en

la cual se encuentra inmerso, se han dictado los Decretos Nº 1181 del 5 de diciembre de 2003, Nº 365 del 26 de marzo de 2004 y Nº 512 del 23 de abril de 2004 por los que se transfirieron recursos con destino al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), los cuales se han aplicado según precisas instrucciones de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Que la anormal situación en el abastecimiento de gas natural a Centrales de Generación eléctrica detectado a partir de agosto de 2003, agravó la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de los precios que del mismo resultan, motivando la necesidad del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 240 del 14 de agosto 2003.

Que ante el constante incremento de la demanda de energía eléctrica fruto del crecimiento de la economía argentina, y la escasez de gas natural para generación eléctrica en centrales térmicas, esta SECRETARIA DE ENERGÍA recurrió a la implementación del Programa para el Uso Racional de la Energía Eléctrica mediante el dictado de las Resoluciones Nº 415 del 28 de abril de 2004 y Nº 552 del 28 de mayo de 2004, con el objetivo de ahorrar gas natural y reducir la necesidad de utilización de combustibles líquidos, con el drenaje de recursos monetarios que éstos implican.

Que surge del informe “Evaluación de Riesgos de Mediano y Largo Plazo - Período 2004- 2007”, elevado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)), la necesidad de incrementar la infraestructura disponible para asegurar el abastecimiento de gas natural a centrales de generación eléctrica a más tardar en el invierno del año 2006, y equipamiento para generación y/o transporte de energía eléctrica a partir del año 2007, existiendo el riesgo potencial de incapacidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica creciente si la infraestructura en la que se funda la oferta de energía eléctrica que se mantiene estancada.

Que atento a la situación imperante en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no es previsible la concurrencia en el corto plazo de capitales de riesgo que realicen las inversiones necesarias para favorecer la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), provocando además el potencial riesgo de desabastecimiento indicado en el considerando previo.

Que en tanto compete a esta SECRETARIA DE ENERGÍA el desarrollar y poner en práctica una política en energía eléctrica razonable en el actual contexto económico-financiero, se considera oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en materia de inversiones estimulando la realización de las mismas generando instrumentos adecuados a las condiciones económicas actuales.

Que teniendo en cuenta el estado actual y futuro del sistema y las condiciones macroeconómicas sectoriales así como las evidentes dificultades de financiamiento para el sector, es conveniente definir e instrumentar un procedimiento para financiar y gestionar las inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica disponible en los centros de demanda con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) logrando su readaptación.

Que en la medida que no se adelanten inversiones, los costos operativos del sector eléctrico cada día serán mayores y más difíciles de soportar.

Que los aportes previstos por el Tesoro Nacional se prevén aplicar a las nuevas inversiones manteniendo además operativo el sistema con el fin de reducir los costos operativos que, de otra forma, treparían a niveles inmanejables.

Que tanto la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA), como diversos generadores han manifestado a esta SECRETARIA DE ENERGÍA que comparten la necesidad de expandir el Sistema para lograr la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) hacia el año 2007.

Que atento a la experiencia acumulada en los últimos DOS (2) años, la constitución de un fondo específico en el Sector Eléctrico para obras ha demostrado ser un instrumento eficiente y efectivo para financiar y gestionar inversiones, por lo que se considera adecuado constituir un Fondo cuyo objeto sea el de encauzar los recursos económicos para la realización de las inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica disponible en los centros de demanda con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) logrando su readaptación y disminuyendo, en consecuencia, los costos operativos que se tornarían excesivamente altos y difíciles de soportar.

Que se debe alentar la participación de los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en dichas inversiones procurando la sustentabilidad y readaptación del sector eléctrico en beneficio de los usuarios e inversores.

Que para que ello resulte factible, se entiende conveniente dar la oportunidad para que los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) inviertan parte de sus Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir conforme lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003.

Que en función de lo reseñado, es necesario dar inicio a la conformación de dicho Fondo estableciendo las bases elementales a efectos de encaminar las inversiones necesarias que se definan.

Que, a través del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003 se le encomendó a la SECRETARIA DE ENERGÍA analizar el comportamiento de los mercados, elaborar el planeamiento estratégico y promover políticas en la asignación de recursos.

Que resulta además adecuado que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sea el medio por el cual se administrarán los recursos económicos necesarios y su asignación correspondiente.

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Créase el “FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica hacia el año 2007.

Artículo 2º- Establécese que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será el responsable de administrar el fondo creado por el artículo precedente bajo las normas y procedimientos que a ese efecto determine esta SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 3º- La instrumentación de la administración de los recursos económicos con destino a las inversiones precedentemente mencionadas, será realizada conforme las instrucciones que esta SECRETARIA DE ENERGÍA dicte oportunamente.

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 715/04

Publicación Boletín Oficial N° 30441 del 14/07/2004

Citas Legales: Dec. 741/2004; Dec. 1142/2003; Res. SE 984/2003; Res. SE 108/2004

Apruébese la Reglamentación de los Procedimientos de Compensación de los Mayores Costos y Lucros Cesantes establecidos en el Acuerdo Transitorio de Disposición y Redireccionamiento de Gas Natural suscripto en función de la facultad conferida por medio del DECRETO 741/2004.

BUENOS AIRES, 13 DE JULIO DE 2004

VISTO el expediente Nº S01:0117358/2004, del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo establecido en el Decreto Nº 741, de fecha 14 de junio de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Nº 741/04, mencionado en el Visto, se facultó al Secretario de Energía a suscribir un Acuerdo entre el ESTADO NACIONAL, las Provincias de MENDOZA y SAN JUAN y las empresas YPF SOCIEDAD ANONIMA y CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA, a fin de que esta última sustituyera el gas natural que utiliza para su actividad de generación por combustibles líquidos a ser provistos por la primera durante el término de CIENTO VEINTE (120) días corridos, todo ello con el objeto de dejar disponible el hidrocarburo gaseoso para su redireccionamiento hacia otros consumidores de las Provincias mencionadas, de conformidad con lo establecido en el mencionado Decreto.

Que dicho Decreto reconoce como antecedente para su dictado la suscripción de un acuerdo, denominado ACUERDO PARA EL ABASTECIMIENTO TEMPORARIO DE GAS, entre el señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, los señores Gobernadores de las Provincias de MENDOZA y SAN JUAN y el señor presidente de la empresa CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA, el día 29 de abril de 2004.

Que dicho ACUERDO PARA EL ABASTECIMIENTO TEMPORARIO DE GAS dejó sentadas las pautas para el entendimiento entre el ESTADO NACIONAL y las restantes partes ya mencionadas.

Que con fecha 17 de junio, y como consecuencia de lo dispuesto en el Decreto Nº 741/ 04 ya citado, fue suscripto el ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL entre el ESTADO NACIONAL, a través del Secretario de Energía, las Provincias de MENDOZA y SAN JUAN, YPF SOCIEDAD ANONIMA y CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA.

Que el compromiso tomado entre las partes se sustenta sobre la base de procurar asegurar, desde el ESTADO NACIONAL, la neutralidad económica de los cambios de combustible utilizado por CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA y sus consecuencias sobre el Contrato de Generación de Vapor que vincula a dicha empresa con YPF SOCIEDAD ANONIMA, razón por la cual han sido establecidos mecanismos de compensación por parte del ESTADO NACIONAL de los mayores costos y lucros cesantes involucrados.

Que dicha neutralidad económica implica, a su vez, que ni CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA ni YPF SOCIEDAD ANONIMA pretenden la obtención de beneficios extraordinarios como consecuencia de la implementación de este ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL.

Que el ESTADO NACIONAL ha asegurado, además, a CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA, la liberación de potenciales penalidades que le fueran aplicables en la operatoria del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO, como consecuencia de la vigencia del Acuerdo.

Que los mecanismos de compensación concebidos mediante el Decreto Nº 741/04 y desarrollados en el ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL, requieren del dictado de un reglamento que perfeccione los mecanismos administrativos que deberán seguirse a los efectos de cumplir adecuadamente con los plazos fijados en el mencionado Acuerdo, sin que por ello se vean afectados los controles que deben realizarse desde la administración pública para mantener razonablemente asegurados los principios que las partes tuvieron en miras al suscribir el señalado Acuerdo.

Que en atención a que el sistema a implementarse en función de lo establecido en el Decreto Nº 741/04 y de lo fijado en el ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL involucra la afectación de fondos públicos, se entiende como absolutamente necesario e imprescindible que se implementen controles adecuados, los cuales quedan establecidos a través de la presente Resolución.

Que a su vez corresponde sean emitidas determinadas instrucciones y comunicaciones a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA), dado que el Acuerdo contempla que dicha empresa brinde información de sustancial importancia para la verificación de mayores costos y lucros cesantes, dentro de plazos predeterminados.

Que el ya citado Decreto Nº 741/04 dispuso en el segundo párrafo del artículo quinto que la SECRETARIA DE ENERGÍA quedaba "...facultada para dictar y/o acordar toda la normativa técnica que facilite la ejecución transparente y equitativa del Acuerdo..."

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente Resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 741/04.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase la reglamentación de los procedimientos de compensación de los mayores costos y lucros cesantes establecidos en el ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL suscripto el día 17 de junio de 2004 en función de la facultad conferida por medio del Decreto Nº 741, de fecha 14 de junio de 2004, la cual forma parte de la presente como ANEXOS I, II, III, IV y V.

Artículo 2º- Sin perjuicio de lo específicamente establecido al respecto en los ANEXOS a la presente Resolución, la SECRETARIA DE ENERGÍA podrá en todo momento realizar auditorías a los fines de controlar la ejecución de cualquiera de los aspectos involucrados en el ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL, pudiendo para ello solicitar la participación de la UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 3º- Instrúyase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a fin de que ésta remita a la SECRETARIA DE ENERGÍA la información detallada en el ANEXO VI del presente, en la forma y los tiempos allí señalados.

Artículo 4º- Cuando los hechos que dieran lugar a la penalización de CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANONIMA por incumplimiento al régimen establecido mediante las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 984, de fecha 22 de diciembre de 2003 y Nº 108, de fecha 29 de enero de 2004, sean consecuencia del cumplimiento del ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL, será de aplicación lo dispuesto en el ANEXO VII de la presente Resolución, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Cláusula XVI del mencionado Acuerdo. Idéntico trámite será dado a los demás supuestos previstos en el mencionado ANEXO.

Se deja asimismo expresamente establecido que, en ningún caso, las penalidades tratadas en el presente artículo, que sean objeto de compensación, podrán ser tomadas como antecedentes negativos en procesos de licitación o concursos públicos futuros.

Artículo 5º- Remítase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) una copia autenticada del ACUERDO TRANSITORIO DE DISPOSICION Y REDIRECCIONAMIENTO DE GAS NATURAL y, simultáneamente, notifíquesela de la presente Resolución.

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I – Resolución SE 715/04

PROCEDIMIENTO PARA LA TRAMITACION DE LA CERTIFICACION Y COMPENSACION A YPF SOCIEDAD ANONIMA (YPF) POR EL GAS OIL ENTREGADO A CENTRALES TERMICAS MENDOZA SOCIEDAD ANOMIMA (CTM) EN SUSTITUCION DEL GAS NATURAL OBJETO DEL ACUERDO

1. Para iniciar el trámite de la certificación y compensación del mayor valor del gas oil entregado a CTM en sustitución del gas natural objeto del Acuerdo, YPF deberá presentar ante la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, dependiente de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, de la SECRETARIA DE ENERGÍA, sita en Av. Paseo Colón Nº 171, 5º piso, oficina 518, la siguiente documentación:

a) Volumen de gas oil: Presentará copia autenticada de los remitos conformados correspondientes a las entregas de gas oil sujetas a compensación en el período semanal en cuestión.

b) Suma de dinero que percibirá YPF por la venta del gas natural objeto del Acuerdo, a ser descontada del valor del gas oil entregado a CTM: Junto con lo requerido en el apartado a) del presente punto, presentará un informe conteniendo las sumas devengadas en el período semanal en cuestión y que le corresponda oportunamente percibir por la venta de gas natural objeto del presente Acuerdo, a los consumidores que las Provincias de MENDOZA y SAN JUAN designen de conformidad a lo establecido en el Decreto Nº 741/04 y en el Acuerdo, al precio de $ 0,18 por m3 de gas natural más IVA y los demás impuestos que correspondieren, menos el costo de distribución determinado en la cláusula II del Acuerdo. Este informe contendrá fecha, volumen entregado, apellido y nombre o razón social del adquirente, precio neto de IVA y otros impuestos y precio total. Deberá asimismo YPF solicitar a DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS) y remitir junto con el primer informe, un informe relativo a la tarifa de distribución aplicada para cada uno de los usuarios.

c) Precio del gas oil nacional: Junto con la información requerida en los apartados a) y b) del presente punto presentará, para el período semanal en cuestión, una copia autenticada de las Declaraciones Juradas informadas a la AFIP del precio del gas oil Nº 2 (Ultradiesel XXI) para sus operaciones en el mercado mayorista en el punto de venta Luján de Cuyo. Dicha presentación deberá individualizar claramente los tributos y su incidencia sobre el valor del producto, que como consecuencia de la operación sean declarados a los órganos de fiscalización. De requerirse la compensación de algún tributo, deberá remitirse en forma mensual una certificación de Contador Público Independiente, de la cual surja la declaración de los tributos cuya compensación se requiere, por los volúmenes involucrados en la operación.

d) Precio del gas oil importado: En el caso en que YPF emita una orden de compra en firme de gas oil en mercados internacionales, para hacer uso de la posibilidad de que las compensaciones en el marco del Acuerdo contemplen esta circunstancia, deberá adjuntar comprobante certificado de dicha orden de compra en firme, junto con una copia certificada de una publicación donde conste la cotización del precio del US Gulf Coast Waterborne Mean Nº 2 (promedio semanal), que se corresponda con el período en el que fuera tomada la orden de compra en firme.

e) Constancia de nacionalización: Para que YPF pueda iniciar el trámite de compensación por el eventual mayor valor del gas oil importado, conforme las pautas dadas en la Cláusula VII del Acuerdo, deberá presentar constancia certificada de la documentación que acredite que ha nacionalizado el gas oil adquirido mediante la orden de compra en firme mencionada en el apartado anterior.

f) Transporte del gas oil desde la Refinería Luján de Cuyo hasta CTM: Para obtener compensación por el transporte del gas oil que YPF entregue a CTM, deberá presentar copia autenticada de las facturas presentadas por el proveedor del servicio de transporte, o en su defecto documento probatorio del pago de dicho servicio. Las facturas o documentación a ser presentada deben ser absolutamente congruentes con la documentación indicada en el apartado a), y podrán ser por un valor menor, pero no por uno mayor al establecido en el Acuerdo para este rubro.

g) Escrito de presentación: La presentación de la documentación que sustente el pedido de certificación deberá estar acompañada de un escrito que contenga, además de la descripción detallada de la documentación, el cálculo desarrollado con el máximo nivel de detalle, que conduzca al monto que se requiere sea compensado por el ESTADO NACIONAL.

2. Para que el Acuerdo pueda entrar en operación, CTM, en forma previa, deberá informar a la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, con carácter de Declaración Jurada, el listado de personas autorizadas a firmar los remitos de entrega de gas oil que le envíe YPF, así como sus firmas certificadas ante Escribano Público.

3. Recibida la presentación, la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS deberá corroborar, dentro de los CINCO (5) días, que:

a. Los cálculos desarrollados por YPF sean correctos y contestes con la documentación presentada.

b. Que las firmas insertas en los remitos conformados por CTM se correspondan con las presentadas de acuerdo con lo establecido en el apartado 2) del presente Anexo.

c. Que la restante documentación acompañada por YPF esté conforme con las exigencias establecidas en el punto 1) del presente Anexo.

4. Completos los análisis detallados en los acápites a), b) y c) del apartado anterior, y formalizados los mismos en el correspondiente informe, la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS

HIDROCARBUROS proyectará y elevará a la firma del Secretario de Energía la documentación pertinente a los efectos de que YPF esté en condiciones de realizar la compensación del monto acreditado de lo que deba ingresar en concepto de retenciones sobre las exportaciones de hidrocarburos. Dicha compensación no incluirá en ningún caso impuestos aplicables a las ventas de gas oil que no se devenguen en el marco de la transferencia de producto a CTM.

5. YPF S.A. presentará en forma mensual, y dentro de los CINCO (5) días de emitidas, copia certificada de las facturas por venta de gas realizadas en el marco del Acuerdo, y dentro de los cinco días de recibida, copia certificada de las facturas recibidas por la DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS) en concepto de márgenes de distribución por las ventas de gas afectadas al Acuerdo.

6. CTM deberá presentar, mediante nota de apoderado de la empresa, y en forma previa a la entrada en vigencia del Acuerdo, un informe en el cual se detallen las instalaciones de almacenaje de gas oil afectadas al Acuerdo, incluyendo la descripción técnica de las mismas, capacidad de almacenaje y stock de gas oil inicial existente en dichas instalaciones.

7. La Secretaria de Energía podrá disponer auditorías periódicas, para verificar que los volúmenes de gas oil efectivamente entregados por YPF se hayan afectado razonablemente al objeto del presente acuerdo. Todo volumen que, según se verifique, exceda el consumo de gas oil imputable al presente acuerdo deberá ser informado a CTM e YPF para que se ajusten las entregas posteriores a fin de normalizar esta situación.

8. Sin perjuicio de la certificación e incluso de la compensación que efectúe YPF sobre las sumas en cuestión, los montos estarán sujetos a posteriores controles y auditorías que la SECRETARIA DE ENERGÍA disponga llevar a cabo, sea con personal propio o a través de profesionales contratados a tal efecto.

ANEXO II – Resolución SE 715/04

PROCEDIMIENTO PARA LA CERTIFICACION Y COMPENSACION DE LOS MAYORES COSTOS QUE ASUMA YPF SOCIEDAD ANONIMA AL TENER QUE AUTOGENERARSE VAPOR POR PARADAS TECNICAS DE CTM QUE ESTEN CAUSADAS EXCLUSIVAMENTE EN EL USO DE GAS OIL

A.- PAUTAS QUE DEBERÁN ESTAR REFLEJADAS EN EL PROCESO DE ACREDITACION Y CERTIFICACION CORRESPONDIENTE A ESTE ANEXO.

1. El proceso de autogeneración de vapor sobre el que YPF reclame compensación debe estar originado en una parada técnica, causada por el uso de gas oil como combustible, de la turbina que CTM tenga afectada a la producción de vapor para ser entregado a YPF, conforme esté acreditado en la ejecución del Acuerdo.
2. El período de tiempo durante el cual YPF hubiera tenido que autogenerar vapor debe estar comprendido dentro del período de tiempo durante el cual estuvo parada la turbina de CTM, conforme surja de la información de la cual dispone la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA).
3. El rendimiento de la caldera de generación de vapor debe ser corroborado en función de la información técnica que sobre la misma haya aportado YPF en forma previa a la puesta en funcionamiento del Acuerdo.
4. Toda la información recibida estará sujeta a las verificaciones que la SECRETARIA DE ENERGÍA decida realizar a través de inspecciones o auditorías.

B.- INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE YPF DEBERA ACOMPAÑAR A LA DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SITA EN AV. PASEO COLON Nº 171, 7º PISO, OFICINA 704, EN FORMA PREVIA A QUE ENTRE EN VIGOR EL REGIMEN ESTABLECIDO EN EL ACUERDO.

1. Acompañará copia del manual operativo de la caldera que estará afectada a la autogeneración de vapor.
2. Presentará un informe técnico que establezca sus actuales condiciones de rendimiento, discriminando los detalles de puesta en marcha y de parada, del funcionamiento en régimen.
3. Informará detalladamente cómo mide el consumo de fuel oil y el vapor generado.

4. Informará dónde y cómo registra el funcionamiento de la caldera. 5. Acompañará copia del mencionado registro, correspondiente al último año de funcionamiento de la caldera.

C.- INFORMACIÓN QUE, CONJUNTAMENTE, CTM E YPF DEBERAN ACOMPAÑAR A LA DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN FORMA PREVIA A QUE ENTRE EN VIGOR EL REGIMEN ESTABLECIDO EN EL ACUERDO.

1. CTM e YPF deberán acompañar, con carácter de Declaración Jurada y en forma previa a la entrada en vigencia del régimen establecido en el Acuerdo, el precio del vapor que la primera le entrega a la segunda, así como el promedio diario de entrega. Si durante el transcurso de la ejecución del Acuerdo dicho precio se viera modificado, deberán informar las modificaciones dentro de los CINCO (5) días de formalizadas entre las partes.

D.- INFORMACIÓN QUE CTM DEBERÁ ACOMPAÑAR A LA DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN FORMA PREVIA A QUE ENTRE EN VIGOR EL REGIMEN ESTABLECIDO EN EL ACUERDO.

1. Deberá informar, con carácter de declaración jurada, la identificación de la turbina que se encuentra afectada al contrato de cogeneración de vapor y, en consecuencia, al cumplimiento del presente Acuerdo. Si en el transcurso de la ejecución del Acuerdo decidiera afectar una turbina distinta, deberá comunicarlo dentro de los DOS (2) días de realizado el cambio.

E.- INFORMACIÓN QUE CTM DEBERÁ ACOMPAÑAR A LA DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, MENSUALMENTE.

1. Deberá acompañar, mensualmente, una Declaración Jurada en la que conste el total mensual de gas oil recibido en el marco del Acuerdo. Las presentaciones deberán ser realizadas antes del día DIEZ (10) del mes posterior al vencido. Esta información será utilizada para corroborar su consistencia con los remitos acompañados por YPF, en controles ex post.

F.- PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE CADA HECHO SOBRE EL QUE YPF SOLICITE COMPENSACION POR AUTOGENERACION DE VAPOR.

1. YPF presentará, ante la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, dependiente de la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de la SECRETARIA DE ENERGÍA, la solicitud de compensación, por medio de un escrito que, con carácter de Declaración Jurada, deberá detallar:

   a) Día y hora en que se puso en funcionamiento la caldera.

   b) Día y hora en que se detuvo el funcionamiento de la caldera.

   c) Volumen de vapor generado en el período involucrado entre la puesta en funcionamiento y la detención de la caldera.

   d) Volumen de fuel oil consumido en el período involucrado entre la puesta en funcionamiento y la detención de la caldera.

   e) En el caso en que el ESTADO NACIONAL no haya adquirido fuel oil a YPF para el suministro a Centrales Térmicas, deberá detallar las operaciones, precios y volúmenes de venta de fuel oil desde Destilería La Plata que deberán tomarse para definir el precio que pagará el ESTADO NACIONAL por tonelada de combustible.

   f) Costo del flete del fuel oil desde Destilería La Plata hasta Destilería Luján de Cuyo, en su incidencia proporcional sobre el combustible consumido.

2. La presentación deberá estar acompañada por copia certificada de los registros que lleve de las mediciones de vapor y de fuel oil, copia certificada de factura por el flete, desde Destilería La Plata hasta destilería Luján de Cuyo o, en su defecto, documento probatorio del pago de dicho servicio. En el caso de verificarse el supuesto establecido en el acápite e) del apartado anterior, deberá completarse la documentación con las certificaciones correspondientes, efectuadas por auditor contable, conforme lo establecido en el Anexo a la Cláusula XIII del Acuerdo.

3. Deberá contener, a su vez, el cálculo detallado que conduzca a determinar el valor de la compensación solicitada.

4. La DIRECCIÓN NACIONAL DE PROSPECTIVA deberá corroborar razonablemente, dentro de los CINCO (5) días hábiles de recibida la solicitud, que:

   a) El período de tiempo de funcionamiento sobre el que YPF solicite le sea compensado el mayor costo por la autogeneración de vapor se corresponda con un período de tiempo en que la turbina de CTM haya estado parada, por causa del gas oil.

   b) El volumen de vapor autogenerado tiene que ser conteste con el volumen de fuel oil reclamado, conforme lo que indique el manual operativo de la máquina y lo informado por YPF, y todo ello debe ser congruente con el período de tiempo denunciado desde la puesta en marcha hasta la parada.

5. Completos los análisis detallados en los acápites a) y b) del apartado anterior, y formalizados a través de un informe que se integrará al expediente del trámite, la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA deberá girar inmediatamente la actuación a la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, la que en el término de CINCO (5) días de recibido, deberá corroborar que:

   a) El costo del flete reclamado sea proporcional con el volumen de combustible consumido.

   b) El precio del fuel oil reclamado sea conteste con la información aportada y con los parámetros establecidos en el Anexo a la Cláusula XIII del Acuerdo.

6. Completos los análisis detallados en los acápites a) y b) del apartado anterior, y formalizados a través de un informe que se integrará al expediente en trámite, la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS proyectará y elevará a la firma del Secretario de Energía la documentación pertinente a los efectos de que YPF esté en condiciones de realizar la compensación del monto acreditado de lo que deba ingresar en concepto de retenciones sobre las exportaciones de hidrocarburos. La compensación no incluirá, en ningún caso, el valor correspondiente a impuestos sobre las ventas de gas oil que no se hayan devengado en los casos en que YPF consuma fuel oil producido por ella misma.

7. Sin perjuicio de la certificación e incluso de la compensación que efectúe YPF sobre las sumas en cuestión, los montos estarán sujetos a posteriores controles y auditorías que la SECRETARIA DE ENERGÍA disponga llevar a cabo, sea con personal propio o a través de profesionales contratados a tal efecto.

ANEXO III – Resolución SE 715/04

PROCEDIMIENTO PARA LA CERTIFICACIÓN Y COMPENSACION DEL LUCRO CESANTE DE CTM, GENERADO EN PARADAS TECNICAS O SALIDAS DE SERVICIO QUE ESTEN CAUSADAS EXCLUSIVAMENTE EN EL USO DE GAS OIL, CONFORME LAS PAUTAS ESTABLECIDAS EN LA CLAUSULA X DEL ACUERDO Y SU ANEXO.

A.- PAUTAS QUE DEBERÁN ESTAR REFLEJADAS EN EL PROCESO DE ACREDITACION Y CERTIFICACION CORRESPONDIENTE A ESTE ANEXO.

1. El lucro cesante cuya compensación se procura asegurar a CTM debe basarse en paradas de la turbina afectada al cumplimiento del Acuerdo, que hayan sido originadas en el uso del gas oil como combustible, incluyendo las salidas de servicio o paradas de inspección que correspondan, de Acuerdo con lo expresado en el manual operativo de la turbina en cuestión.

2. La causa en el uso del gas oil como combustible, señalada como de acreditación necesaria a los efectos de ser procedente la acreditación y posterior compensación, será analizada teniendo en cuenta los siguientes parámetros, aspectos y/o controles:

   a) Estadísticas que surjan de la información con que cuenta la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), en relación con las paradas que ha registrado la turbina afectada al cumplimiento del Acuerdo, en donde deberá constar el tipo de combustible utilizado en cada período analizado.

   b) Estadísticas que surjan de los registros de mantenimiento que CTM lleve respecto de la turbina en cuestión.

   c) Explicitación de los hechos por CTM, que hacen que la parada sea atribuible al uso del gas oil como combustible.

   d) Información que surja del manual operativo de la turbina afectada al cumplimiento del Acuerdo.

e) Controles in situ que pueda disponer la SECRETARIA DE ENERGÍA, a través de personal propio o de profesionales contratados al efecto.

3. Los lucros cesantes cuya descripción conceptual se encuentra en los incisos a), b) y c) del Anexo a la Cláusula X del Acuerdo serán calculados sobre la base de la información que se encuentre registrada en la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA).

4. El lucro cesante por el vapor no entregado a YPF deberá ser conteste con los valores y promedios de entrega habituales para el tiempo de parada acreditado.

5. Acreditados los valores correspondientes al lucro cesante, los certificados que se emitan a favor de YPF estarán sujetos, para su utilización en la compensación sobre lo que deba ingresar al ESTADO NACIONAL en concepto de derechos sobre las exportaciones de hidrocarburos, a que efectivamente se acredite la cancelación del importe certificado, del cual es acreedor CTM.

B.- INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE CTM DEBERA ACOMPAÑAR A LA DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SITA EN AV. PASEO COLON Nº 171, 7º PISO, OFICINA 704, EN FORMA PREVIA A QUE ENTRE EN VIGOR EL REGIMEN ESTABLECIDO EN EL ACUERDO.

1. Deberá informar, con carácter de declaración jurada, la identificación de la turbina que se encuentra afectada al contrato de cogeneración de vapor y, en consecuencia, al cumplimiento del presente Acuerdo. Si en el transcurso de la ejecución del Acuerdo decidiera afectar una turbina distinta, deberá comunicarlo dentro de los DOS (2) días de realizado el cambio.

2. Deberá acompañar una copia del manual de operación de la turbina en cuestión.

3. Deberá acompañar copia certificada de los registros en los que la empresa asiente los eventos de operación y mantenimiento de la turbina en cuestión.

4. Deberá acompañar un documento conformado por YPF en el que indique la cantidad de vapor promedio diario entregado en los últimos SEIS (6) meses, en el marco del contrato de cogeneración que los vincula.

5. Deberá informar el número de cuenta bancaria y entidad en la que YPF podrá depositar o girar las sumas de dinero que hayan sido facturadas por CTM en concepto de lucro cesante. Asimismo, deberá informar los nombres de las personas autorizadas a suscribir documentación que indique la cancelación de las sumas facturadas, así como sus firmas autenticadas ante Escribano Público.

C.- PROCESO DE ACREDITACIÓN Y CERTIFICACION DE CADA HECHO SOBRE EL QUE CTM SOLICITE COMPENSACION POR LUCRO CESANTE ORIGINADO EN UNA PARADA CAUSADA EXCLUSIVAMENTE EN EL CONSUMO DE GAS OIL COMO COMBUSTIBLE.

1. CTM presentará, ante la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, dependiente de la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de la SECRETARIA DE ENERGÍA, la solicitud de compensación, por medio de un escrito que, con carácter de Declaración Jurada, deberá contener:

   a) La descripción minuciosa y detallada de las causas que originaran la parada técnica en cuestión, reflejando si la misma se produjo de modo programado o no.

   b) Una descripción detallada del período en el que la turbina estuvo detenida, consignando día y hora en que se produjo la parada, los trabajos realizados en la turbina, los componentes afectados, consignando los nombres y especialidades del personal involucrado en las tareas, y el día y hora en que entró la turbina nuevamente en funcionamiento.

   c) Un cálculo detallado que desarrolle cada uno de los rubros consignados en el Anexo a la Cláusula X del Acuerdo, que concluya en el monto presentado en cada uno de dichos conceptos para su compensación. Dicho cálculo deberá reseñar la fuente de información de cada uno de los valores que no sean provenientes de mediciones propias de CTM.

2. Juntamente con el escrito de presentación de la solicitud de compensación del lucro cesante, CTM deberá acompañar copia certificada de los registros de operación y mantenimiento que lleve de la turbina en cuestión, en la que se encuentre volcada la información concerniente a la parada técnica sobre la cual se presenta la solicitud. Deberá acompañar asimismo copia certificada del comprobante o los comprobantes de recepción de fax por medio de los cuales informara del hecho de la parada, conforme lo establecido en el apartado 4 del presente punto C) de este Anexo.

3. Simultáneamente a la presentación que CTM efectúe ante la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, deberá realizar la presentación de la información no económica a la que alude el párrafo cuarto de la Cláusula X del Acuerdo. El plazo al que está obligada la SECRETARIA DE ENERGÍA comenzará a correr cuando se haya efectivizado la última de las dos presentaciones exigidas por el Acuerdo.

4. Para que la petición de compensación sea procedente, CTM deberá haber informado la parada sobre la que esté basada la solicitud, por fax, a la SECRETARIA DE ENERGÍA y/o a quienes ésta designe, dentro de la primeras CUATRO (4) horas de sucedido el evento que ocasionara la parada, o con UN (1) día de anticipación, si la misma fuera programada. A tal efecto, la SECRETARIA DE ENERGÍA establece como número de fax habilitado para tal al 011-4349-8038. Sin perjuicio de ello, la SECRETARIA DE ENERGÍA podrá comunicar nuevos números de fax y/o telefónicos para que se realicen las comunicaciones pertinentes.

5. Para que la petición de compensación sea aceptada por la SECRETARIA DE ENERGÍA deberá CTM permitir que la SECRETARIA DE ENERGÍA, a través de personal propio o de profesionales contratados al efecto, controle y/o audite la parada en cuestión, sea simultáneamente a la realización de los trabajos de reparación, inspección y/o mantenimiento, o bien con posterioridad a los mismos. La negativa a permitir la inspección o auditoría será causa suficiente para tener por denegada la petición.

6. Recibida la presentación efectuada por CTM por la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, ésta procederá a corroborar razonablemente, dentro de los QUINCE (15) días, que:

   a) El hecho o evento que origine la parada esté ocasionado o sea imputable al uso de gas oil como combustible, siguiendo los parámetros establecido en el punto A) del presente Anexo.

   b) Los cálculos desarrollados para llegar a los montos a ser compensados a CTM sean contestes con la información aportada por dicha empresa en forma previa a la presentación, y con la información que suministre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA).

7. Completos los análisis indicados en los acápites a) y b) del apartado anterior, y formalizados los mismos a través de un informe que será incorporado a la actuación por medio de la cual trámite la petición, la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA girará inmediatamente el expediente a la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, la que, dentro de los CINCO (5) días de recibido procederá a proyectar y elevar al Secretario de Energía la documentación que tenga por acreditado el lucro cesante peticionado y que habilitará a CTM a emitir una factura por dicho monto, que será pagada por YPF. Proyectará y elevará, a su vez, la documentación que permitirá a YPF compensar dicho monto de lo que deba ingresar en concepto de derechos sobre la exportación de hidrocarburos, una vez que acredite la cancelación de la factura emitida por CTM. Para ello, YPF deberá acompañar copia certificada del recibo de pago, suscripto por una de las personas autorizadas para ello por CTM, o bien el comprobante de depósito o giro bancario a la cuenta denunciada por CTM.

8. Sin perjuicio de la acreditación, pago, certificación e incluso de la compensación que efectúe YPF sobre las sumas en cuestión, los montos estarán sujetos a posteriores controles y auditorías que la SECRETARIA DE ENERGÍA disponga llevar a cabo, sea con personal propio o a través de profesionales contratados a tal efecto.

ANEXO IV – Resolución SE 715/04

PROCEDIMIENTO PARA LA CERTIFICACIÓN Y COMPENSACION DE LOS MAYORES COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN QUE INCURRA CTM POR EL USO DE GAS OIL EN SUSTITUCION DEL GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE, CONFORME LAS PAUTAS ESTABLECIDAS EN LA CLAUSULA IX DEL ACUERDO Y SU ANEXO.

A.- PAUTAS QUE DEBERÁN ESTAR REFLEJADAS EN EL PROCESO DE ACREDITACION Y CERTIFICACION CORRESPONDIENTE A ESTE ANEXO.

1. El cálculo que mensualmente presente CTM a los efectos de que le sean compensados los mayores costos de operación y mantenimiento debe ser conteste con lo informado por dicha empresa en cuanto a la turbina afectada al cumplimiento del Acuerdo.

2. El proceso de acreditación se realizará, conforme lo establece la Cláusula IX del Acuerdo, sobre la base de la información que suministre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO

MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) y en función de la fórmula de cálculo fijada en el Anexo a la mencionada Cláusula.

B.- PROCESO DE ACREDITACIÓN Y CERTIFICACION DEL MAYOR COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN EL QUE INCURRA CTM COMO CONSECUENCIA DEL USO DE GAS OIL EN SUSTITUCION DEL GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE.

1. A fin de solicitar la compensación del mayor costo de operación y mantenimiento de la unidad o unidades afectadas al cumplimiento del Acuerdo, CTM deberá presentar ante la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA un escrito conteniendo:

   a) El desarrollo del cálculo fijado en el Anexo a la Cláusula IX del Acuerdo, con expresa indicación de la o las unidades afectadas al cumplimiento del Acuerdo.

2. Simultáneamente a la presentación ante la SECRETARIA DE ENERGÍA, CTM deberá presentar ante la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) la memoria a la que hace referencia el párrafo segundo de la Cláusula IX del Acuerdo. El plazo al que está obligada la SECRETARIA DE ENERGÍA comenzará a correr cuando se haya efectivizado la última de las dos presentaciones exigidas por el Acuerdo.

3. La DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA corroborará razonablemente, dentro de los SIETE (7) días de efectuada la presentación, la consistencia de los cálculos presentados por CTM, contrastándolos para ello con la información suministrada por CAMMESA y verificando que las turbinas sobre las que se efectúa el cálculo hayan sido las informadas como afectadas al cumplimiento del Acuerdo en los períodos en cuestión.

4. Completo el análisis indicado en el apartado anterior, y formalizado el mismo a través de un informe que será incorporado a la actuación por medio de la cual trámite la petición, la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA girará inmediatamente el expediente a la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, la que, dentro de los TRES (3) días de recibido procederá a proyectar y elevar al Secretario de Energía la documentación que tenga por acreditado el lucro cesante peticionado y que habilitará a CTM a emitir una factura por dicho monto, que será pagada por YPF. Proyectará y elevará, a su vez, la documentación que permitirá a YPF compensar dicho monto de lo que deba ingresar en concepto de derechos sobre la exportación de hidrocarburos, una vez que acredite la cancelación de la factura emitida por CTM. Para ello, YPF deberá acompañar copia certificada del recibo de pago, suscripto por una de las personas autorizadas para ello por CTM, o bien el comprobante de depósito o giro bancario a la cuenta denunciada por CTM.

5. Sin perjuicio de la acreditación, pago, certificación e incluso de la compensación que efectúe YPF sobre las sumas en cuestión, los montos estarán sujetos a posteriores controles y auditorías que la SECRETARIA DE ENERGÍA disponga llevar a cabo, sea con personal propio o a través de profesionales contratados a tal efecto.

ANEXO V – Resolución SE 715/04

PROCEDIMIENTO PARA LA ACREDITACION, CERTIFICACION Y COMPENSACION DE LOS EXTRA COSTOS Y LUCROS CESANTES NO PRESUPUESTADOS EN LOS QUE INCURRAN CTM Y/O YPF COMO CONSECUENCIA DEL CUMPLIMIENTO DEL ACUERDO.

A.- LINEAMIENTOS GENERALES PARA EL PROCESO DE ACREDITACION Y CERTIFICACION CORRESPONDIENTE A ESTE ANEXO.

1. En atención a que el Acuerdo prevé, como causa suficiente de la obligación del ESTADO NACIONAL de compensar los extra costos y el lucro cesante no presupuestado en los que eventualmente incurran CTM o YPF, el que sean costos extra a los devengados en forma habitual por su relación contractual de suministro de vapor y/o el eventual lucro cesante y/o penalidades, que tuvieran su origen en cualquier causa relativa a la ejecución del Acuerdo, y en virtud de lo exiguo del plazo establecido, la parte solicitante de la compensación deberá realizar la presentación correspondiente conteniendo:

   a) Un desarrollo pormenorizado y minucioso del razonamiento conducente a adjudicar dicho extra costo a la ejecución del Acuerdo.

b) Todas las probanzas que sean requeridas para acreditar el razonamiento conducente a adjudicar dicho extra costo o lucro cesante no presupuestado a la ejecución del Acuerdo, ya producidas, en debida forma.

2. Las presentaciones que en función de lo establecido en este Anexo realice CTM deberán ser ingresadas ante la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, dependiente de la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de la SECRETARIA DE ENERGÍA. Aquellas que realice YPF lo serán ante la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, dependiente de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

3. Las partes solicitantes de compensaciones conforme lo establecido en este Anexo deberán permitir a la SECRETARIA DE ENERGÍA la realización de las inspecciones y/o auditorías que estime correspondan a los efectos de realizar las comprobaciones conducentes a la acreditación de los extra costos, sea a través de personal propio o de profesionales contratados a dicho efecto. La negativa a permitir la inspección o auditoría será causa suficiente para tener por denegada la petición.

4. La Dirección Nacional interviniente en el proceso de acreditación deberá corroborar razonablemente que la presentación fue efectuada en el término señalado en el párrafo segundo de la Cláusula X del Acuerdo.

5. En el caso en que un extra costo de CTM fuese acreditado por la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, girará la actuación a la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS, la cual procederá a proyectar y elevar al Secretario de Energía la documentación que permita realizar las compensaciones, conforme el sistema detallado en el punto B), apartado 4) del Anexo IV de la presente Resolución.

6. En el caso en que el extra costo acreditado correspondiese a una presentación efectuada por YPF, la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS procederá conforme lo establecido en el punto E), apartado 6), del Anexo II de la presente Resolución.

7. 7. Sin perjuicio de la acreditación, pago, certificación e incluso de la compensación que efectúe YPF sobre las sumas en cuestión, los montos estarán sujetos a posteriores controles y auditorías que la SECRETARIA DE ENERGÍA disponga llevar a cabo, sea con personal propio o a través de profesionales contratados a tal efecto.

ANEXO VI – Resolución SE 715/04

INFORMACIÓN QUE LA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) DEBERA SUMINISTRAR A LA SECRETARIA DE ENERGÍA: FORMA, PLAZOS Y DESTINATARIOS.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) deberá acompañar a la DIRECCION NACIONAL DE PROSPECTIVA, dependiente de la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de la SECRETARIA DE ENERGÍA, la siguiente información:

1. El informe previsto en los párrafos segundo y tercero de la Cláusula IX del Acuerdo, el cual deberá ser provisto en el término allí establecido y simultáneamente enviado a CTM.

2. El informe previsto en el párrafo cuarto de la Cláusula X del Acuerdo, el cual deberá ser provisto en el término allí establecido y simultáneamente enviado a CTM.

3. La entrada y salida de funcionamiento de la turbina de CTM afectada al cumplimiento del Acuerdo, dentro de las VEINTICUATRO (24) horas de producido el evento.

4. Las penalidades y/o reducciones de ingresos que, en virtud de la normativa vigente y de las obligaciones asumidas por CTM en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, resulten contra la misma como consecuencia de la sustitución de gas natural por gas oil originada en el Acuerdo, incluyendo las derivadas de los compromisos asumidos por CTM de reserva de disponibilidad de potencia (REDISCOMB y potencia base), simultáneamente con la emisión de la liquidación mensual que se realiza sobre el mencionado sistema.

5. La información histórica sobre las paradas sufridas por las distintas máquinas generadoras de CTM correspondientes a los tres últimos años de funcionamiento, dentro de los DIEZ (10) días de notificada la presente Resolución.

ANEXO VII - Resolución SE 715/04

PROCEDIMIENTO PARA COMPENSAR LAS PENALIDADES QUE PUDIERAN RESULTAR APLICABLES EN EL MARCO DEL REGIMEN DEL REDISCOMB O LAS REDUCCIONES DE INGRESOS POR COMPROMISOS ASUMIDOS POR CTM ANTE EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

A.- LINEAMIENTOS GENERALES PARA EL PROCESO DE ACREDITACION Y CERTIFICACION CORRESPONDIENTE A ESTE ANEXO, CONDUCENTE A COMPENSAR LAS PENALIDADES Y/O REDUCCIONES DE INGRESOS APLICABLES A CTM.

1. Las penalidades y/o reducciones de ingresos de las que sea pasible CTM como consecuencia de incumplir sus compromisos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o en función de compromisos asumidos en el marco del régimen denominado REDISCOMB, sólo serán liberadas por el ESTADO NACIONAL, a través de un régimen de compensación que mantenga indemne a CTM, en el caso en que las mismas sean imputables al funcionamiento de la turbina afectada al cumplimiento del Acuerdo y causadas en la utilización del gas oil objeto del Acuerdo como combustible en sustitución del gas natural.

2. El procedimiento para la acreditación, certificación, pago y compensación de los montos que surjan en función de lo establecido en el presente Anexo será el fijado en los apartados 2, 5 y 7 del punto A) del Anexo V de la presente Resolución, correspondiendo que los plazos establecidos sean contabilizados desde el ingreso del informe que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) debe remitir a la SECRETARIA DE ENERGÍA en función de lo establecido en el punto 4) del Anexo VI de la presente Resolución.

3. Las penalidades y/o reducciones de ingresos que sean compensadas a CTM en función de lo aquí establecido deberán ser congruentes, en cuanto al tiempo en que se originaran, con paradas técnicas o de mantenimiento, programadas o no, que sean consecuencia del uso de gas oil como combustible en sustitución del gas natural.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 801/04

Publicación Boletín Oficial N° 30441 del 03/08/2004

Citas Legales: Res. SE 415/2004; Res. SE 552/2004; Dec. 1142/2003; Dec. 180/2004; Ley 15.336

(Nota: artículo 1º dejado sin efecto por Resolución SE 745/05).

Aclaración sobre los Cargos Adicionales establecidos en el Artículo 7º del mencionado Programa, que sean transferidos al Fondo de Estabilización del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

BUENOS AIRES, 30 DE JULIO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, las Resoluciones Nº 415 del 28 de abril de 2004 y Nº 552 del 28 de mayo de 2004, ambas de la SECRETARIA DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO:

Que esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía a través de la implementación de un PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que en el Anexo I de dicha Resolución se estableció el Programa de ahorro para los usuarios de Gas Natural determinando no sólo la modalidad de facturación y cobro de los cargos adicionales por excedentes de consumo sino también el destino de los montos así recaudados, los que deberán ser depositados por las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas natural en el Fondo Fiduciario que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) indique, de entre aquellos constituidos a partir de las disposiciones del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

Que en el Anexo II de la misma Resolución se encomendó a la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA la implementación de las medidas necesarias para lograr el objetivo esencial del Programa instituido, que es operar sobre la demanda de energía, incentivando el ahorro para generar excedentes que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica, garantizando el crecimiento del empleo.

Que a tal fin esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 552 del 28 de mayo de 2004, por la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA instituido mediante la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415/04.

Que en el Artículo 7º del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 552/04 se estableció un cargo adicional para los usuarios alcanzados por el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE) que no registren ahorros y en el Artículo 10 del mismo Anexo se estableció que las prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica deberán depositar, en plazos determinados, el total de la suma recaudada por efecto de la aplicación de los cargos adicionales mencionados, en la cuenta perteneciente al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el Fondo de Estabilización, al cual deberán ingresar los cargos adicionales para el Programa del Sector Eléctrico, fue creado en los términos del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 con el fin de estabilizar los precios que paguen los distribuidores de energía eléctrica y atenuar los efectos que, sobre las tarifas a usuarios finales regulados pudieran provocar las eventuales volatilidades de precios de la energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que tanto los cargos adicionales establecidos en el Artículo 7º del Anexo I del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA como los cargos adicionales por excedentes de consumo establecidos en el Capítulo IV del PROGRAMA DE USO RACIONAL DEL GAS NATURAL, además de ser de la misma naturaleza y tener igual fundamento y justificación, son objeto de similar tratamiento en cuanto a su facturación y cobro y en ambos casos los recursos recaudados a través de los mismos deben ser depositados en fondos que permiten atenuar eventuales impactos tarifarios sobre los segmentos de usuarios regulados, por lo que, a todos sus efectos, corresponde que tales cargos adicionales sean considerados como totalmente equivalentes.

Que por ello corresponde igualar, en todos sus aspectos, el tratamiento de los cargos adicionales del Programa del Sector Eléctrico con los del Programa de Gas Natural, en particular en cuanto a que, en virtud de la finalidad de los cargos que ingresan a los fondos determinados, los mismos no constituyen base

imponible de ningún tributo de origen nacional, provincial o municipal, tal como lo establece el Artículo 4º del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

Que el Artículo 9º del Anexo I de la Resolución SECRETARIA, DE ENERGÍA Nº 552 del 28 de mayo de 2004 estableció el requerimiento de información para las declaraciones juradas que deben presentar las prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica en cuanto a la aplicación del Programa aprobado en dicha resolución y que, en virtud del tipo y volumen de información solicitada y de sus características particulares, entre ellas la confidencialidad de algunos datos recabados, resulta necesario que, a fin de no entorpecer el normal y habitual procesamiento de la información por parte de las Distribuidoras de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional y agilizar su tratamiento por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), este Organismo adecue el procedimiento de requerimiento de la información, modulando su tratamiento y plazos de presentación.

Que por razones operativas de las empresas prestadoras del Sector Eléctrico y para igualar el tratamiento con las empresas prestadoras del sector de Gas Natural resulta aconsejable que el plazo para la facturación de los cargos mencionados se realice en el período de facturación siguiente al que se hayan producido dichos cargos.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aclárese que los cargos adicionales establecidos en el Artículo 7º del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA contenido en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 552 de fecha 28 de mayo de 2004 que sean transferidos al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no constituyen base imponible de ningún tributo de origen nacional, provincial o municipal, en tanto revisten la misma finalidad de los cargos contemplados en el Artículo 4º in fine del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Artículo 2º- Establécese que los cargos adicionales mencionados en el artículo precedente serán incorporados a la factura correspondiente al período de facturación siguiente al que se hayan producido dichos cargos.

Artículo 3º- Instrúyase al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a que disponga todas las medidas que considere necesarias para modular el tratamiento y plazos de presentación de la información requerida en el Artículo 9º del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 552 del 28 de mayo de 2004.

Artículo 4º- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 5º- La presente resolución entrará en vigencia al momento de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 6º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA. ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 804/04

Publicación Boletín Oficial N° 30456 del 04/08/2004

Citas Legales: Res. SE 93/2004; Ley 25.561; Ley 24.065; Ley 15.336; Dec. 1142/2003; Dec. 432/82; Dec. 186/95

> Aclárense los alcances del Artículo 16 de la resolución SE 93/2004, que estableció que los Grandes Usuarios Mayores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGÓNICO que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica abonarán por sus compras en el mercado "SPOT" los precios de referencia estaciónales que determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en el sentido de que dicho artículo incluye a todos los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

BUENOS AIRES, 2 DE AGOSTO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0008346/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que la emergencia pública en materia social, económica y financiera declarada por la Ley Nº 25.561, hace necesario atenuar, y de ser posible evitar, las alteraciones en los precios "Spot" horarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que pueden ser trasladados a las tarifas eléctricas de algunos usuarios finales cuando sus prestadores no cuentan con un régimen tarifario que satisfaga los lineamientos de la Ley Nº 24.065.

Que en consecuencia, resulta conveniente que los usuarios finales de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que prestan el servicio público de electricidad reciban, transitoriamente, la misma señal económica estabilizada en el tiempo que se les aplica a los usuarios finales de las distribuidoras de energía eléctrica que cumplen tal requisito, aun cuando durante tal lapso dichos Agentes revistan la figura de GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA's) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el Artículo 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 establece que, hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA no disponga en otro sentido, los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA's) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica abonarán por sus compras en el Mercado "Spot" los precios de referencia estacionales que para ese Mercado establezca la SECRETARIA DE ENERGÍA. Consecuentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar tanto en las Programaciones Estacionales y Reprogramaciones Trimestrales, como en las Transacciones Económicas respectivas, todos los procedimientos y/o cargos que les sean aplicables a los Agentes Distribuidores de Energía Eléctrica para ese Mercado. Con el mismo criterio, deberá ser considerada toda otra disposición que les sea aplicable a los referidos Agentes Distribuidores.

Que es necesario aclarar que similar procedimiento se debe aplicar a todos los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aclárase que los alcances del Artículo 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 deben extenderse a todos los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica, por lo que el mismo debe leerse de la siguiente manera:

"ARTÍCULO 16.- Establécese que, hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA no disponga en otro sentido, los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA's) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica abonarán por sus compras en el Mercado “Spot” los precios de referencia estacionales que para esos Mercados establezca la SECRETARIA DE ENERGÍA. Consecuentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar tanto en las Programaciones Estacionales y Reprogramaciones Trimestrales, como en las Transacciones Económicas respectivas, todos los procedimientos y/o cargos que les sean aplicables a los Agentes Distribuidores de Energía Eléctrica para esos Mercados. Con el mismo criterio, deberá ser considerada toda otra disposición que les sea aplicable a los referidos Agentes Distribuidores, como ser las que se establecen seguidamente”.

Artículo 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) del dictado del presente acto.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 826/04

Publicación Boletín Oficial N° 30461 del 11/08/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82

> Invítase a todos los Agentes Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista, con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones que el organismo encargado del despacho utiliza para las declaraciones y licitaciones del mencionado mercado, antes de las 12:00 hs. Del día 18 de agosto del corriente año, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica, invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 6 DE AGOSTO DE 2004.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007, y con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), logrando su readaptación.

Que para que los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cobren el total de las acreencias según la normativa vigente a la fecha del dictado de la presente, y por un lapso prolongado de tiempo, en el cual se adaptarán los precios estacionales a los precios mayoristas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), será necesario que el ESTADO NACIONAL complemente los ingresos que se obtengan por aplicación de dichos precios estacionales a ser trasladados a los usuarios finales, con aportes específicos del TESORO NACIONAL para poder afrontar el total de las acreencias de los Agentes del Mercado.

Que estos aportes del TESORO NACIONAL excederán ampliamente los recursos que se prevé necesarios aplicar en las inversiones previstas acorde al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004.

Que, acorde a lo establecido en la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, es decisión de esta SECRETARIA DE ENERGÍA alentar la participación de los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en dichas inversiones, procurando la sustentabilidad y readaptación del sector eléctrico en beneficio de los usuarios e inversores.

Que para que ello resulte factible, se entiende conveniente dar la oportunidad a tales Agentes a que inviertan parte de sus Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, conforme lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003.

Que se entiende acertada la participación, en la gestión del o los proyectos de inversión de estas nuevas obras, de aquellos Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que decidan participar voluntariamente del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), aplicando a tal efecto un porcentaje de sus acreencias con Fecha de Vencimiento a Definir, la que deberá adaptarse a las normas que, con ese objeto, defina esta SECRETARIA DE ENERGÍA.

Que para aquellos Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que decidan no participar del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) voluntariamente aplicando el porcentaje que se defina de sus acreencias con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, esta SECRETARIA DE ENERGÍA realizará los estudios y gestiones pertinentes,

procediendo luego a dictar la normativa de detalle correspondiente a la emisión de documentos representativos de un volumen de energía eléctrica MEGAVATIOS HORA (MWh) compatible con las acreencias no involucradas en la conformación del mencionado Fondo, a los efectos de su canje, los cuales comenzarían a pagarse a partir de la fecha en que las obras construidas con los recursos del mismo tengan ingresos genuinos suficientes.

Que, considerando el estado alcanzado por las deudas acumuladas a la fecha con los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y sus proyecciones, es necesario conocer a la brevedad la decisión de los AGENTES GENERADORES respecto a su participación en el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º- Invítase a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DOCE HORAS (12:00 Hs.) del día 18 de agosto del corriente año, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

ARTÍCULO 2º- Los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que decidan participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), acorde a lo establecido en el artículo 1º de la presente, podrán participar en la gestión de los Proyectos conforme las normas que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto, las cuales contemplarán para esta última la capacidad de veto de las decisiones que adopten los mismos.

ARTÍCULO 3º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a arbitrar los medios necesarios para la recepción, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA), de la convocatoria acorde a lo establecido en el artículo 1º de la presente, e informar a esta SECRETARIA DE ENERGÍA los resultados de la misma, en un plazo máximo de VEINTICUATRO (24) horas a partir del cierre de aquélla.

ARTÍCULO 4º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a documentar, a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de julio de 2004, con vencimiento en setiembre de 2004, las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, separando los importes correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, de las restantes acreencias de los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTÍCULO 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 833/04

Publicación Boletín Oficial N° 30470 del 25/08/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82

(Nota: prórroga de la invitación a todos los Agentes acreedores del MEM con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del Sistema de Ofertas y Adjudicaciones (SLOYA) que el OED utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM por resolución SE 936/2004 y 948/2004)

> Prorrógase la invitación a todos los Agentes Acreedores del MEM con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el OED utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, antes de las 12:00 hs. Del día 30 de agosto del corriente año, su decisión de participar en la conformación del fondo de inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 17 DE AGOSTO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 23 de abril de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo-julio de 2004.

Que, la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) realiza una presentación con fecha 10 de agosto de 2004, donde requiere una serie de precisiones a los efectos de poder tomar el “compromiso irrevocable” que establece la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y solicita en su punto 1° se disponga de una prórroga del plazo establecido en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto 2004.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Prorrógase la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 30 de agosto del corriente año, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004. Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

ARTÍCULO 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 839/04

Publicación Boletín Oficial N° 30469 del 24/08/2004

Citas Legales: Res. SE 240/2003; Res. SE 406/2003; Res. SE 415/2004; Res. SE 943/2003; Dec. 1142/2003; Dec. 1181/2003; Dec. 180/2004; Dec. 365/2004; Dec. 512/2004; Dec. 962/2004; Ley 15.336; Ley 25.561

> Establécese que la Programación y el Despacho Económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), durante los meses comprendidos entre septiembre de 2004 y abril de 2005 inclusive, se realizarán utilizando exclusivamente como combustible el Gas Natural en todas aquellas unidades de generación habilitadas para su uso. Situaciones de excepción para la utilización de combustibles líquidos y/o carbón mineral.

BUENOS AIRES, 19 DE AGOSTO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0185970/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado a partir de marzo de 2002, en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, diversas Resoluciones destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con el objetivo de favorecer su funcionamiento adecuando las normas vigentes a la realidad imperante.

Que el FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se encuentra en déficit desde junio de 2003, razón por la cual desde ese mes no han sido cubiertas el CIEN POR CIENTO (100%) de las acreencias de los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con los recursos recaudados por facturación a la demanda eléctrica.

Que atento a esto, la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, por la que se estableció un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), buscando abonar el total de los costos de transporte y, privilegiar el pago de los costos aceptados a los Generadores, con el objeto de preservar el funcionamiento de las Centrales de Generación y el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término, teniendo además, en consideración que aquellas Centrales de Generación Eléctrica que no pudieran cubrir sus Costos Mínimos de Operación y Mantenimiento mediante el mecanismo allí implementado solicitaran el saldo necesario para el cubrimiento de los mismos.

Que por aplicación de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), fundamentalmente las Centrales de Generación Eléctrica, han acumulado acreencias documentadas con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir por magnitudes importantes de dinero.

Que por decisión política del PODER EJECUTIVO NACIONAL, con el objeto de mitigar las acreencias documentadas con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir para con los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), así como para facilitar el pago de gastos incurridos y a incurrir por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) producto de la desadaptación en la cual se encuentra inmerso, se han dictado los Decretos Nº 1181 del 5 de diciembre de 2003, Nº 365 del 26 de marzo de 2004, Nº 512 del 23 de abril de 2004 y Nº 962 del 29 de julio de 2004 por los que se transfirieron recursos con destino final al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), los cuales se han aplicado según precisas instrucciones de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Que para que los acreedores cobren el total de las acreencias según la normativa vigente a la fecha del dictado de la presente resolución, y por un lapso prolongado de tiempo en el cual se adaptarán los precios estacionales a los precios mayoristas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), será necesario que el ESTADO NACIONAL complemente aumentos de precios estacionales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que deberán ser trasladados a usuarios finales, con aportes del TESORO NACIONAL, siendo estos últimos el complemento de lo que se recaude pagado por la demanda, para afrontar el total de las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la situación en el abastecimiento de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica detectado a partir de agosto de 2003, agravó la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de los precios que del mismo resultan, motivando la necesidad del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 240 del 14 de agosto 2003.

Que ante el constante incremento de la demanda de energía eléctrica fruto del crecimiento de la economía argentina, y la escasez de gas natural a los precios autorizados para generación eléctrica en centrales térmicas, esta SECRETARIA DE ENERGÍA recurrió a la implementación del Programa para el Uso Racional de Gas Natural y Energía Eléctrica mediante el dictado de la Resolución Nº 415 del 28 de abril de 2004, con el objetivo de ahorrar gas natural y reducir la necesidad de utilización de combustibles líquidos, con el drenaje de recursos monetarios que éstos implican.

Que atento a que el esfuerzo que está realizando el PODER EJECUTIVO NACIONAL por la vía de aportes del TESORO NACIONAL con destino final al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para financiar el cubrimiento de los costos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no es sostenible ilimitadamente en el tiempo, razón por la cual, la operatoria económico-financiera del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), producto de la gran diferencia de costo entre los combustibles líquidos y el Gas Natural no es sustentable si se continuara demandando el volumen de combustibles líquidos utilizado a partir de abril del corriente año, en circunstancias en que no existen restricciones de transporte de gas natural.

Que la operatoria de Generación de Energía Eléctrica con combustibles líquidos y de carbón mineral, en las circunstancias antes apuntadas, pone en riesgo de abastecimiento de la demanda de electricidad por escasez de fondos, que podría ser evitado a través de la utilización de gas natural.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar la programación y el despacho económico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) durante los meses comprendidos entre septiembre de 2004 y abril de 2005 inclusive, utilizando exclusivamente como combustible el Gas Natural en todas aquellas unidades de generación habilitadas para su uso.

Artículo 2º- Habilítase a utilizar combustibles líquidos y/o carbón mineral en la programación y el despacho económico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) durante los meses comprendidos entre septiembre de 2004 y abril de 2005 inclusive, exclusivamente ante situaciones que pongan el riesgo de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, derivadas de:

a) bajas temperaturas respecto a las habituales para los meses del período;

b) demandas extraordinarias o inusuales de gas natural o energía eléctrica respecto a las habituales para los meses del período;

c) emergencias en la operación de los sistemas de abastecimiento de gas natural;

d) emergencias en la operación del SADI;

De ser necesario utilizar combustibles líquidos y/o carbón mineral, ante las situaciones descriptas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar a esta SECRETARIA DE ENERGÍA los volúmenes de combustible utilizado y las razones que motivaron tal operación.

Artículo 3º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a informar a esta SECRETARIA DE ENERGÍA en todas aquellas situaciones en que no pueda sustentarse la programación de la operación en los criterios establecidos en los artículos 1º y 2º de la presente resolución, indicando las causas y los volúmenes de gas natural adicionales que serían necesarios a los efectos de realizar la programación de la operación de acuerdo a las pautas fijadas en el artículo 1º de la presente norma.

Artículo 4º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos

de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 842/04

Publicación Boletín Oficial N° 30471 del 26/08/2004

Citas Legales: Res. SE 1/2003; Res. SE 126/2002; Res. SE 21/2003; Res. SE 246/2002; Res. SE 317/2002; Res. SE 406/2003; Res. SE 415/2004; Res. SE 552/2004; Res. SE 703/2003; Res. SE 804/2004; Res. SE 93/2004; Res. SE 943/2003; Res. SEE 61/92; Dec. 432/82; Ley 15.336

> Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP), correspondiente al período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004.

BUENOS AIRES, 25 DE AGOSTO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0167985/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 317 del 18 de julio de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 21 del 11 de julio de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 804 del 2 de agosto de 2004, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 del 28 de abril de 2004 y,

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado, con fecha 16 de julio de 2004, a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral agosto - octubre de 2004, realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y lo instruido por los Artículos 1º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como se mencionara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 del 26 de enero de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha merituado conveniente la aplicación de un mecanismo transitorio para la asignación de esos recursos escasos a solventar prioritariamente los costos operativos reconocidos y aceptados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término, el que se plasmara por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003.

Que, de la misma manera, la distorsión resultante de la disparidad manifiesta entre el actual Precio Estacional que es transferido a las Demandas que adquieren la energía eléctrica en el Mercado “Spot” y el Precio “Spot” Horario sancionado, además de la afectación que produce sobre el Fondo de Estabilización y la cobranza de los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), está influyendo negativamente en el Mercado a Término al desalentar la celebración de Contratos en dicho Mercado.

Que, aun siendo necesario la convergencia de los Precios Estacionales a los reales Precios “Spot” Horarios para darle sustento económico-financiero al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), recomponiendo al mismo tiempo el Mercado a Término, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera necesario armonizar los Precios Estacionales a ser abonados en el Mercado “Spot” por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a las capacidades para abonar los costos incurridos para abastecerlas con que cuentan los distintos estratos sociales y económicos, atento a la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda.

Que en esta última categorización se encuentran los consumos de carácter “Residencial”, por lo cual esta SECRETARIA DE ENERGIA considera procedente el sostener, para ese segmento de demanda, similar nivel de costos del servicio eléctrico que el representado por los Precios Estacionales dispuestos por el Artículo 17 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 del 26 de enero de 2004, durante la presente Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ajustando aquellos aspectos y conceptos de detalle que hacen al adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

Que, por otro lado, se entiende que el sostenido aumento del consumo de energía eléctrica verificado en todo el ámbito de la REPUBLICA ARGENTINA tiene directa relación con las medidas y objetivos de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 del 28 de abril de 2004 y Nº 552 del 28 de mayo de 2004, incentivando el ahorro, principalmente en las demandas residenciales y de bajos consumos, para generar los excedentes que pudieran ser utilizados por aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica.

Que las demandas “no residenciales” además de requerir un mayor suministro de energía como se pudo observar durante este último período, se encuentran en condiciones y deben hacer un uso más eficiente del suministro de energía eléctrica y, en consecuencia, afrontar los costos incurridos para su abastecimiento, reduciendo de este modo el consecuente déficit del Fondo de Estabilización que se produce en el Mercado “Spot”.

Que con el dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 del 26 de enero de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGIA entendió necesario diferenciar los Precios Estacionales a ser aplicados a distintas categorizaciones de demanda, tal el caso de los consumos mayores a DIEZ KILOVATIOS (10 Kw) y hasta TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), los menores a esa banda de demanda y los mayores a la misma.

Que conforme el déficit del Fondo de Estabilización y la situación económica general existente, a partir del dictado de la presente resolución se deben diferenciar los Precios Estacionales a ser aplicados, dentro de la clasificación de consumos de hasta DIEZ KILOVATIOS (10 Kw) de demanda, a aquellos de carácter “Residencial”, de aquellos otros cuyo uso de la energía eléctrica tiene fines generales y/o comerciales, que ostentan consumos no destinados a satisfacer los requerimientos domiciliarios de las casas de familia.

Que, por otro lado, corresponde establecer los precios de referencia a los que deberán valorizarse los premios por la reducción de consumos por debajo de los umbrales definidos, como así también los cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los mismos, en virtud del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA.

Que conforme se expresara en actos anteriores esta SECRETARIA DE ENERGIA ha procedido a analizar como instrumentar los mecanismos para recomponer gradualmente la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) procurando minimizar en lo posible los impactos sobre los segmentos socialmente más vulnerables de la demanda, todo ello a los efectos del dictado de la presente con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, calculada según LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 15 y siguientes de este acto, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO

MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004.

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL SEISCIENTOS PESOS POR MEGAVATIO- MES (4.600 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL OCHENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIOMES (1.082 $/MW-mes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: SEISCIENTOS VEINTIDOS PESOS POR MEGAVATIO-MES (622 $/MW-mes).

UNIFON: DOSCIENTOS NOVENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (290 $/MW-mes).

UNISAL: Los valores se incluyen como Anexo I del presente acto.

a.4) los Servicios de Reserva Instantánea: PESTSRI: SEIS PESOS POR MEGAVATIO-MES (6 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: CINCUENTA PESOS CON OCHENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (50,85 $/MWh).

En horas restantes: CUARENTA Y UN PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (41,50 $/MWh).

En horas de valle: TREINTA Y OCHO PESOS CON CINCUENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (38,59 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/MWh).

En horas restantes: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/MWh).

En horas de valle: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: UN PESO CON TREINTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,33 $/MWh).

Artículo 3º- Establécese que los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, son los indicados en el Anexo II del presente acto.

Artículo 4º- Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es el indicado en el Anexo III del presente acto.

Artículo 5º- Establécese que el Sobrecosto por Precios Locales a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es el indicado en el Anexo IV del presente acto.

Artículo 6º- Establécese que el Sobrecosto Transitorio de Despacho a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, se corresponderá con el TRES POR CIENTO (3%) de los valores indicados en el Anexo V del presente acto.

Artículo 7º- Establécese que la diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y el Artículo 27 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 del 26 de enero de 2004, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es la que se incluye en el Anexo VI del presente acto.

Artículo 8º- Establécese, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 15 y siguientes del presente acto, que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo VII del presente acto.

Artículo 9º- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 15 y siguientes del presente acto, los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL SEISCIENTOS PESOS POR MEGAVATIO- MES (4.600 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO-MES (134 $/MW-mes).

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

UNISAL: MENOS UN PESO CON OCHENTA Y SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (-1,86 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: CINCUENTA Y NUEVE PESOS CON SESENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (59,68 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y OCHO PESOS CON SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (58,06 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA Y OCHO PESOS CON SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (58,06 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional: En horas de pico: MENOS NOVENTA Y CINCO CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (-0,95 $/MWh).

En horas restantes: MENOS UN PESO CON VEINTIUN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (- 1,21 $/MWh).

En horas de valle: MENOS UN PESO CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (-1,39 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: TREINTA Y UN CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,31 $/MWh).

Artículo 10.- Establécese que los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es el indicado en el Anexo VIII del presente acto.

Artículo 11.- Establécese que el Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es el indicado en el Anexo IX del presente acto.

Artículo 12.- Establécese que el Sobrecosto Transitorio de Despacho a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es el indicado en el Anexo X del presente acto.

Artículo 13.- Establécese que la diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y el Artículo 27 de la Resolución

SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 del 26 de enero de 2004, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) durante el transcurso del período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, es la que se incluye en el Anexo XI del presente acto.

Artículo 14.- Establécese, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 15 y siguientes del presente acto, que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 9º de la presente resolución, son los que se incluyen en el Anexo XII del presente acto.

Artículo 15.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos en el Anexo XIII de la presente resolución, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos, debiéndose incluir en esta categoría aquellas demandas destinadas al alumbrado público.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º y 9º de la presente resolución incluyendo la salvedad mencionada, son los que se incluyen en el Anexo XIV del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el Anexo XV del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 16.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos en el Anexo XVI de la presente resolución, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), se corresponda a suministros generales en los correspondientes cuadros tarifarios y no sean identificados de carácter residencial o de alumbrado público, tal como los alcanzados por el artículo precedente. A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 9º de la presente resolución incluyendo la salvedad mencionada, son los que se incluyen en el Anexo XVII del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el Anexo XVIII del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 17.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2004, con vigencia a partir del 1º de setiembre de 2004, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos en el Anexo XIX de la presente resolución, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda contratada, por punto de suministro, sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVOLTIOS (300 Kw) de potencia y que, por sus características de demanda, califiquen como Grandes Usuarios del Mercado, ya sea GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), GRAN USUARIO MENOR (GUME) o GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 9º de la presente resolución incluyendo la salvedad mencionada, son los que se incluyen en el Anexo XX del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el Anexo XXI del presente acto para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Artículo 18.- Establécese que, para la valorización de los premios por la reducción de los consumos eléctricos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 del 28 de abril de 2004 y sus reglamentarias, deberán aplicarse los precios de referencia establecidos en el artículo 15 de la presente resolución.

Artículo 19.- Establécese que, para la valorización de los cargos adicionales a aquellos consumidores que excedan los consumos eléctricos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 del 28 de abril de 2004 y sus reglamentarias, deberán aplicarse los precios de referencia establecidos en el artículo 17 de la presente resolución.

Artículo 20.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 21.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 22.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

UNISAL

SETIEMBRE 2004 – OCTUBRE 2004

EMPRESA	UNISAL $/MW-mes
APELPALD	47.20
C3AR3A3W	58.79
CARECO1W	63.15
CBARKE3W	30.33
CCASTE3W	35.60
CCHACA1W	126.75
CCOLON1W	57.41
CDORRE2W	42.24
CEOSCOEW	45.97
CEVIGE3W	1.03
CGCRUZMW	111.21
CGUALEEW	45.97
CLEZAM3W	35.60
CLFLOR3W	36.60
CLUJAN1W	49.21
CMONTE1W	-102.73
CMOREN1W	39.85
CNECNE3W	95.95
COAZUL3W	69.45
COLAVA3W	93.12
CPERGA1W	54.18
CPIGUE2W	75.64
CPRING2W	55.61
CPUNTA2W	28.22
CRAMAL1W	57.41
CRANCH3W	35.60
CRIVAD1W	57.41
CROJAS1W	87.93
CSALAD1W	-35.68
CSALTO1W	52.55
CSPEDR1W	40.91

EMPRESA	UNISAL $/MW-mes
CSPUAN2W	57.74
CTRLAU1W	42.60
CZARAT1W	85.70
DECSASJW	92.74
DPCORRWD	38.76
EDEABA3D	35.60
EDECATKD	18.81
EDEEERED	45.97
EDEFORPD	25.18
EDELAPID	93.10
EDELARFD	-5.00
EDEMSAMD	89.16
EDENBA1D	57.41
EDENORDD	73.52
EDERSARD	25.59
EDESAEGD	-2.66
EDESALDD	54.03
EDESASAD	12.12
EDESBA2D	57.74
EDESTEMD	25.88
EDESURCD	60.14
EDETUCTD	9.09
EJUESAYD	11.22
EMISSAND	131.52
EPECORXD	54.83
EPENEUQD	22.46
EPESAFSD	67.87
ESANJUJD	92.74
SECHEPHD	28.02
TANDIL3W	67.01

ANEXO II

Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para Distribuidores del MEM
SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
APELPALD	0.9663	0.9868	0.9942
C3AR3A3W	1.0000	1.0000	1.0000
CALFAVQW	0.8530	0.9084	0.9240
CARECO1W	1.0000	1.0000	1.0000
CBARKE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CCASTE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CCAUCAJW	1.0000	1.0000	1.0000
CCHACA1W	1.0000	1.0000	1.0000
CCOLON1W	1.0000	1.0000	1.0000
CDORRE2W	0.9817	1.0000	1.0000
CEOSCOEW	0.9944	0.9845	0.9851
CEVIGE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CGCRUZMW	1.0000	1.0000	1.0000
CLEZAM3W	1.0000	1.0000	1.0000
CLFLOR3W	1.0000	1.0000	1.0000
CLUJAN1W	1.0000	1.0000	1.0000
CMONTE1W	1.0000	1.0000	1.0000
CMOREN1W	1.0000	1.0000	1.0000
CNECNE3W	1.0000	1.0000	1.0000
COAZUL3W	1.0000	1.0000	1.0000
COLAVA3W	0.9870	1.0000	1.0000
CPERGA1W	1.0000	1.0000	1.0000
CPIGUE2W	0.9736	0.9934	1.0000
CPLURO2W	0.9472	0.9725	0.9815
CPRING2W	0.9568	0.9811	0.9884
CPUNTA2W	0.9488	0.9785	0.9860
CRAMAL1W	1.0000	1.0000	1.0000
CRIVAD1W	1.0000	1.0000	1.0000
CROJAS1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSALAD1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSALTO1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSPEDR1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSPUAN2W	0.9583	0.9877	0.9953
CTRLAU1W	1.0000	1.0000	1.0000
CZARAT1W	1.0000	1.0000	1.0000
DPCORRWD	0.9987	0.9743	0.9768
EDEABA3D	1.0000	1.0000	1.0000
EDECATKD	1.0000	1.0000	1.0000
EDEEERED	0.9944	0.9845	0.9851
EDEFORPD	1.0000	1.0000	1.0000
EDELAPID	0.9985	0.9996	1.0000
EDELARFD	1.0000	1.0000	1.0000
EDEMSAMD	1.0000	1.0000	1.0000
EDENBA1D	1.0000	1.0000	1.0000
EDENOROD	1.0000	1.0000	1.0000
EDERSARD	0.8500	0.9063	0.9218
EDESAEGD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESALDD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESASAD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESBA2D	0.9583	0.9877	0.9953
EDESTEMD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESURCD	1.0000	1.0000	1.0000
EDETUCTD	1.0000	1.0000	1.0000
EJUESAYD	1.0000	1.0000	1.0000
EMISSAND	0.9561	0.9454	0.9485
EPECORXD	1.0000	1.0000	1.0000
EPENEUQD	0.8486	0.9083	0.9228
EPESAFSD	1.0000	0.9991	0.9977
ESANJUJD	1.0000	1.0000	1.0000
SECHEPHD	0.9943	0.9695	0.9687
TANDIL3W	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXO III

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM
SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	0.61
C3AR3A3W	1.73
CARECO1W	-0.39
CBARKE3W	-0.25
CCASTE3W	-0.26
CCHACA1W	-0.57
CCOLON1W	2.77
CDORRE2W	-0.22
CEOSCOEW	1.75
CEVIGE3W	1.18
CGCRUZMW	0.95
CGUALEEW	1.75
CLEZAM3W	-0.26
CLFLOR3W	0.93
CLUJAN1W	1.09
CMOREN1W	1.53
CNECNE3W	-0.05
COAZUL3W	-1.09
COLAVA3W	1.33
CPERGA1W	3.55
CPIGUE2W	-0.02
CPRING2W	-0.97
CPUNTA2W	-1.95
CRAMAL1W	2.77
CRANCH3W	-0.26
CRIVAD1W	2.77
CROJAS1W	7.82
CSALTO1W	-0.07
CSPEDR1W	2.69

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSPUAN2W	-2.65
CTRLAU1W	1.15
CZARAT1W	-0.33
DECSASJW	1.50
DPCORRWD	-1.21
EDEABA3D	-0.26
EDECATKD	1.08
EDEEERED	1.75
EDEFORPD	-2.49
EDELAPID	0.01
EDELARFD	1.62
EDEMSAMD	1.25
EDENBA1D	2.77
EDENOROD	0.15
EDESAEGD	2.20
EDESALDD	1.73
EDESASAD	-0.38
EDESBA2D	-2.65
EDESTEMD	0.13
EDESURCD	-0.06
EDETUCTD	1.61
EJUESAYD	-0.06
EMISSAND	-0.54
EPECORXD	1.96
EPENEUQD	-3.37
EPESAFSD	1.30
ESANJUJD	1.50
SECHEPHD	-0.70
TANDIL3W	-1.21

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM para los Distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh.:

DISTRIBUIDOR	Saldo Fondo de Estabilización
	[$]
EDERSARD	-21998

ANEXO IV

Sobrecosto por Precios Locales en el MEM
SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	2.54
C3AR3A3W	-0.32
CARECO1W	0.06
CBARKE3W	-0.16
CCASTE3W	-0.22
CCHACA1W	-0.40
CCOLON1W	5.17
CDORRE2W	-0.26
CEOSCOEW	0.02
CEVIGE3W	-0.18
CGCRUZMW	6.41
CGUALEEW	0.02
CLEZAM3W	-0.22
CLFLOR3W	-0.31
CLUJAN1W	0.04
CMOREN1W	-0.50
CNECNE3W	-0.35
COAZUL3W	-1.10
COLAVA3W	-0.34
CPERGA1W	2.66
CPIGUE2W	-0.21
CPRING2W	-0.29
CPUNTA2W	-0.20
CRAMAL1W	5.17
CRANCH3W	-0.22
CRIVAD1W	5.17
CROJAS1W	10.08
CSALAD1W	-0.46

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSPEDR1W	3.78
CSPUAN2W	-0.35
CTRLAU1W	-0.34
CZARAT1W	0.22
DECSASJW	6.86
DPCORRWD	0.07
EDEABA3D	-0.22
EDECATKD	-2.38
EDEEERED	0.02
EDEFORPD	0.10
EDELARFD	-2.30
EDEMSAMD	5.93
EDENBA1D	5.17
EDESAEGD	-2.72
EDESALDD	0.81
EDESASAD	-2.28
EDESBA2D	-0.35
EDESTEMD	4.42
EDETUCTD	-2.22
EJUESAYD	-1.91
EMISSAND	0.21
EPECORXD	0.04
EPENEUQD	-6.89
EPESAFSD	0.12
ESANJUJD	6.86
SECHEPHD	0.09
TANDIL3W	-0.34

Sobrecosto por Precios Locales en el MEM para los distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh

DISTRIBUIDOR	Saldo Fdo. Estabil. $
CMONTE1W	-14
CSALTO1W	16
EDELAPID	138
EDENOROD	927
EDESURCD	198
EDERSARD	46125

ANEXO V

Sobrecosto Transitorio de Despacho para Distribuidores del MEM

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	$/MWh	DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	20.13	DPCORRWD	18.95
CARECO1W	18.36	EDEABA3D	18.53
CBARKE3W	14.71	EDECATKD	17.77
CCHACA1W	16.99	EDEEERED	19.46
CDORRE2W	18.48	EDEFORPD	17.53
CEVIGE3W	20.82	EDELAPID	17.74
CGCRUZMW	20.54	EDELARFD	14.54
CLFLOR3W	15.82	EDEMSAMD	17.25
CLUJAN1W	20.50	EDENBA1D	19.96
CMONTE1W	18.69	EDENOROD	18.17
CMOREN1W	20.80	EDESAEGD	18.81
CNECNE3W	21.77	EDESALDD	15.64
COAZUL3W	33.23	EDESASAD	17.32
COLAVA3W	21.43	EDESBA2D	19.48
CPERGA1W	19.41	EDESTEMD	14.95
CPIGUE2W	20.16	EDESURCD	17.80
CPRING2W	17.94	EDETUCTD	18.35
CPUNTA2W	15.43	EJUESAYD	16.15
CROJAS1W	30.32	EMISSAND	21.64
CSALAD1W	16.28	EPECORXD	26.76
CSALTO1W	21.94	EPENEUQD	19.29
CSPEDR1W	20.68	EPESAFSD	19.57
CTRLAU1W	21.66	ESANJUJD	16.73
CZARAT1W	22.65	SECHEPHD	18.98
C3AR3A3W	20.46	TANDIL3W	18.91

Sobrecosto Transitorio de Despacho del MEM para los distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh

DISTRIBUIDOR	Saldo Fdo. Estabil. $
EDERSARD	3522299

ANEXO VI

Diferencias de Precios Articulo 4° RES. S.E. Nº 126
Distribuidores del MEM
SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	-4.59
CARECO1W	-1.11
CBARKE3W	-0.52
CCHACA1W	0.20
CDORRE2W	0.80
CEVIGE3W	5.11
CGCRUZMW	-9.35
CLFLOR3W	1.17
CLUJAN1W	0.64
CMONTE1W	-0.53
CMOREN1W	2.79
CNECNE3W	1.18
COAZUL3W	-1.56
COLAVA3W	2.12
CPERGA1W	2.07
CPIGUE2W	0.28
CPRING2W	-0.89
CPUNTA2W	-2.54
CROJAS1W	2.87
CSALAD1W	1.89
CSALTO1W	-0.63
CSPEDR1W	-2.12
CTRLAU1W	0.35
CZARAT1W	-1.62

DISTRIBUIDOR	$/MWh
C3AR3A3W	2.02
DPCORRWD	-4.55
EDEABA3D	1.55
EDECATKD	5.70
EDEEERED	1.61
EDEFORPD	-1.88
EDELARFD	6.26
EDEMSAMD	-6.50
EDENBA1D	0.74
EDERSARD	7.31
EDESAEGD	6.92
EDESALDD	1.94
EDESASAD	4.17
EDESBA2D	-3.03
EDESTEMD	-3.28
EDETUCTD	4.23
EJUESAYD	3.42
EMISSAND	-2.62
EPECORXD	2.01
EPENEUQD	4.54
EPESAFSD	2.13
ESANJUJD	-7.03
SECHEPHD	-1.99
TANDIL3W	-0.62

ANEXO VII

Precios a Distribuidores para tarifas a Usuarios Finales en el MEM

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$ PEST			$ POTREF
		PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	61.33	48.77	41.64	2047.20
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	57.60	47.46	40.84	2000.00
CARECO1W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	64.92	51.10	43.57	2063.15
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	65.13	50.78	43.71	2030.33
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	65.09	51.41	43.80	2126.75
CDORRE2W	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	65.12	52.21	44.80	2042.24
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	69.33	54.94	48.03	2001.03
CGCRUZMW	C.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	63.82	49.88	42.62	2111.21
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	65.49	51.34	44.17	2036.60
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	65.34	51.53	43.89	2049.21
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	65.10	51.29	43.58	1897.27
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	66.34	52.55	45.00	2039.85
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	67.09	53.20	45.76	2095.95
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	64.21	50.30	42.82	2069.45
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	65.44	52.37	44.68	2093.12
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	66.47	52.69	45.14	2054.18
CPIGUE2W	C.OOP.DE PIGUE-DISTRIB.	64.39	51.73	44.36	2075.64
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	62.93	50.54	43.45	2055.61
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	61.58	49.48	42.37	2028.22
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	66.67	52.77	45.15	2087.93
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	66.96	53.10	45.65	1964.32
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	64.68	51.09	43.17	2052.55
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	64.40	50.37	43.00	2040.91
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	64.66	50.65	43.26	2042.60
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	64.82	50.83	43.42	2085.70
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	65.65	52.02	44.35	2058.79
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	62.24	47.23	40.16	2038.76
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	66.39	52.54	45.06	2035.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	67.85	53.96	46.41	2018.81
EDEEERED	EMP.DIST.ENERG.ENTRE RIOS	65.42	51.25	43.82	2045.97
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	66.25	52.12	44.91	2025.18
EDELAPID	EDELAP SA	65.43	51.68	44.24	2093.10
EDELARFD	E. DE ENERG. DE LA RIOJA SA	67.88	54.14	46.24	1995.00
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	64.63	50.78	43.23	2089.16
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	64.86	51.05	43.47	2057.41

EMPRESA	DESCRIPCION	$ PEST			$ POTREF
		PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	65.44	51.82	44.17	2073.52
EDERSARD	E. DE ENER. DE RIO NEGRO SA	58.37	48.36	41.77	2025.59
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	67.65	53.60	46.40	1997.34
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	66.60	52.83	45.19	2054.03
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	66.73	52.80	45.52	2012.12
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	62.37	50.27	43.02	2057.74
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.D. DEL ESTE)	65.19	51.27	43.67	2025.88
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	65.61	52.27	44.37	2060.14
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	66.07	52.21	44.84	2009.09
EJUESAYD	E. JUJEÑA DE ENERGIA SA	66.60	52.60	45.51	2011.22
EMISSAND	E. ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	61.53	47.70	40.22	2131.52
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	65.88	52.23	44.63	2054.83
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	56.91	46.75	40.22	2022.46
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	66.20	52.38	44.75	2067.87
ESANJUJD	E. SAN JUAN SA EX-EDESSA	65.47	51.74	44.18	2092.74
SECHEPHD	SECHEEP	64.14	49.15	41.93	2028.02
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	65.09	51.59	43.78	2067.01
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	66.39	52.54	45.06	2035.60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	64.86	51.05	43.47	2057.41
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	65.42	51.25	43.82	2045.97
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	65.42	51.25	43.82	2045.97
CLEZAM3W (*)	COOP. DE LEZAMA	66.39	52.54	45.06	2035.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	64.86	51.05	43.47	2057.41
CRANCH3W (*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	66.39	52.54	45.06	2035.60
CRIVAD1W (*)	C. ELEC. DE RIVADAVIA	64.86	51.05	43.47	2057.41
CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	62.37	50.27	43.02	2057.74
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE	65.47	51.74	44.18	2092.74

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO VIII

Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para Distribuidores del MEMSP

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
ALUAR S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
PETROLERA RIO ALTO S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. GAIMAN	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. PUERTO MADRYN	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. RAWSON	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. TRELEW	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. 16 DE OCTUBRE	0.9254	0.9300	0.9298
COOP. ELEC. C.RIVADAVIA	1.0000	1.0000	1.0000
EdERSA	1.0000	1.0000	1.0000
EDES S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
MUNICIP. DE PICO TRUNCADO	1.0000	0.9584	0.9646
PAN AMERICAN ENERGY LLC P.Clavada	1.0000	0.9591	0.9653
S.PUBL. S.E. SANTA CRUZ	1.0000	0.9621	0.9676
TECPETROL S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
VINTAGE OIL ARGENTINA INC.EL Huemul	1.0000	0.9584	0.9646
VINTAGE OIL ARGENTINA INC.	1.0000	0.9584	0.9646
Y.P.F. Km 5	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. CAÑADON SECO	1.0000	0.9584	0.9646
Y.P.F. EL TORDILLO	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. EL TREBOL	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. LOS PERALES AUTOGENERADOR	0.9957	0.8916	0.8974
Y.P.F. LAS HERAS	1.0000	0.9332	0.9392
Y.P.F. PICO TRUNCADO	1.0000	0.9584	0.9646
SIPETROL ARGENTINA S.A.	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXO IX

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo para Distribuidores y Grandes Usuarios del MEMSP

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

NEMO	$/MWh
C16OCTUY	0.04
EDERPSAD	0.34
HAREMAUY	0.01
MUPITRZY	-0.10
PRALTOUZ	0.40
SIPEPCUZ	0.50
SPSECRZD	-5.88
TECPETUZ	0.24
YPFKM5UY	0.74
YPFTORUY	0.34
PAENPTZY	-0.81

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEMSP para los Distribuidores y Grandes usuarios que contrataron toda su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh.:

DISTRIBUIDOR	Saldo Fondo de Estabilización ($)
EDESBPBD	43
VINTHUZY	-122139
VINTPTZY	-64707

ANEXO X

Sobrecosto Transitorio de Despacho para
Distribuidores y Grandes Usuarios del MEMSP

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CCOMODUY	0.24
CGAIMAUY	0.54
CMADRYUY	0.22
CRAWSOUY	0.35
CTRELEUY	0.25
C16OCTUY	0.59
EDERPSAD	10.30
HAREMAUY	12.63
MUPITRZY	0.26
PAENPTZY	0.17
PRALTOUZ	-0.59
SIPEPCUZ	-0.43
SPSECRZD	12.10
TECPETUZ	-0.26
VINTPTZY	-1.50
YPFKM5UY	11.19
YPFTORUY	8.41

Sobrecosto Transitorio de Despacho para aplicar al MEMSP
para los Distribuidores y Grandes usuarios que contrataron toda su demanda
o con ajustes menores a 0,01 $/MWh.:

DISTRIBUIDOR	Saldo Fondo de Estabilización ($)
VINTHUZY	108969

ANEXO XI

Diferencias de Precios Artículo 4° RES. S.E. Nº 126 para aplicar en el MEMSP

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

DISTRIBUIDOR	$/MWh
C16OCTUY	-0.43
EDERPSAD	-3.11
MUPITRZY	3.00
SPSECRZD	-4.25

ANEXO XII

Precios a Distribuidores para tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP
SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

EMPRESA	$ PEST			$ POTREF
	PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
CCOMODUY	70.63	64.07	59.41	132.14
CGAIMAUY	70.69	64.45	59.60	132.14
CMADRYUY	70.69	64.21	59.54	132.14
CRAWSOUY	70.83	64.46	59.71	132.14
CTRELEUY	70.73	64.40	59.53	132.14
C16OCTUY	65.71	59.62	55.16	132.14
EDERPSAD	76.86	70.45	65.82	132.14
MUPITRZY	74.05	64.94	61.10	132.14
SPSECRZD	83.97	75.45	71.05	132.14

ANEXO XIII

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGIA EN EL MERCADO PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A 10 kW CONFORME EL ARTICULO 15 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE - OCTUBRE 2004

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: DIECISEIS PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,50 $/MWh).

en horas restantes: DIECISEIS PESOS CON CERO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,00 $/MWh).

en horas de valle: CATORCE PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (14,50 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP)

Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: TREINTA Y SIETE PESOS CON TREINTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (37,37 $/MWh).

en horas restantes: TREINTA Y CUATRO PESOS CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,67 $/MWh).

en horas de valle: TREINTA Y CUATRO PESOS CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,67 $/MWh).

ANEXO XIV

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A 10 kW
CONFORME EL ARTICULO 15 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$ PEST			$ POTREF
		PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	28.14	23.60	17.69	2047.20
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	28.30	24.29	18.58	2000.00
CARECO1W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	30.57	25.60	19.48	2063.15
CBARKE3W	COOP DE BARKER	30.78	25.28	19.62	2030.33
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	30.74	25.91	19.71	2126.75
CDORRE2W	C.. CNEL. DORREGO BS. AS.	31.39	26.71	20.71	2042.24
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	34.98	29.44	23.94	2001.03
CGCRUZMW	C.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	29.47	24.38	18.53	2111.21
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	31.14	25.84	20.08	2036.60
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	30.99	26.03	19.80	2049.21
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	30.75	25.79	19.49	1897.27
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	31.99	27.05	20.91	2039.85
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	32.74	27.70	21.67	2095.95
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	29.86	24.80	18.73	2069.45
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	31.53	26.87	20.59	2093.12
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	32.12	27.19	21.05	2054.18
CPIGUE2W	COOP. DE PIGUE-DISTRIB.	30.94	26.40	20.27	2075.64
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	30.06	25.52	19.63	2055.61
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	28.98	24.52	18.61	2028.22
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	32.32	27.27	21.06	2087.93
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	32.61	27.60	21.56	1964.32
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	30.33	25.59	19.08	2052.55
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	30.05	24.87	18.91	2040.91
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	30.31	25.15	19.17	2042.60
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	30.47	25.33	19.33	2085.70
C3AR3A3W	COOP.CELTA - TRES ARROYOS	31.30	26.52	20.26	2058.79
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	27.93	22.39	16.63	2038.76
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	32.04	27.04	20.97	2035.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	33.50	28.46	22.32	2018.81
EDEEERED	EMP.DIST.ENERG.ENTRE RIOS	31.26	26.15	20.09	2045.97
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	31.90	26.62	20.82	2025.18
EDELAPID	EDELAP SA	31.15	26.20	20.15	2093.10

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A 10 kW
CONFORME EL ARTICULO 15 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$ PEST			$ POTREF
		PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	33.53	28.64	22.15	1995.00
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	30.28	25.28	19.14	2089.16
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	30.51	25.55	19.38	2057.41
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	31.09	26.32	20.08	2073.52
EDERSARD	E ENERGIA DE RIO NEGRO SA	29.17	25.25	19.56	2025.59
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	33.30	28.10	22.31	1997.34
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	32.25	27.33	21.10	2054.03
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	32.38	27.30	21.43	2012.12
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	29.44	25.08	19.03	2057.74
EDESTEMD	EDESTESA(E.DIST DEL ESTE)	30.84	25.77	19.58	2025.88
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	31.26	26.77	20.28	2060.14
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	31.72	26.71	20.75	2009.09
EJUESAYD	EMP.JUJENA DE ENERG. SA	32.25	27.10	21.42	2011.22
EMISSAND	EMP.ELEC.DE MISIONES S.A.	28.69	23.60	17.37	2131.52
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	31.53	26.73	20.54	2054.83
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	27.76	23.58	17.98	2022.46
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	31.85	26.90	20.72	2067.87
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA	31.12	26.24	20.09	2092.74
SECHEPHD	SECHEEP	29.99	24.43	18.59	2028.02
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	30.74	26.09	19.69	2067.01
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	32.04	27.04	20.97	2035.60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	30.51	25.55	19.38	2057.41
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	31.26	26.15	20.09	2045.97
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	31.26	26.15	20.09	2045.97
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	32.04	27.04	20.97	2035.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	30.51	25.55	19.38	2057.41
CRANCH3W (*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	32.04	27.04	20.97	2035.60
CRIVAD1W (*)	C. ELEC. DE RIVADAVIA	30.51	25.55	19.38	2057.41
CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	29.44	25.08	19.03	2057.74
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE	31.12	26.24	20.09	2092.74

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO XV

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP

PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A 10 kW
CONFORME EL ARTICULO 15 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES

EMPRESA	$ PEST			$ POTREF
	PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
CCOMODUY	48.32	40.68	36.02	132.14
CGAIMAUY	48.38	41.06	36.21	132.14
CMADRYUY	48.38	40.82	36.15	132.14
CRAWSOUY	48.52	41.07	36.32	132.14
CTRELEUY	48.42	41.01	36.14	132.14
C16OCTUY	45.07	37.87	33.41	132.14
EDERPSAD	54.55	47.06	42.43	132.14
MUPITRZY	51.74	42.52	38.54	132.14
SPSECRZD	61.66	52.94	48.42	132.14

ANEXO XVI

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGIA EN EL MERCADO PARA USUARIOS NO RESIDENCIALES MENORES A 10 kW CONFORME AL ARTICULO 16 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE - OCTUBRE 2004

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: TREINTA Y CINCO PESOS CON CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (35,04 $/MWh).

en horas restantes: VEINTISIETE PESOS CON VEINTICUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (27,24 $/MWh).

en horas de valle: VEINTICUATRO PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (24,74 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP)

Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: CINCUENTA Y DOS PESOS CON SESENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (52,68 $/MWh).

en horas restantes: CINCUENTA Y UN PESOS CON SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,06 $/MWh).

en horas de valle: CINCUENTA Y UN PESOS CON SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,06 $/MWh).

ANEXO XVII

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PARA USUARIOS NO RESIDENCIALES MENORES A 10 kW
CONFORME EL ARTICULO 16 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES NO RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$ PEST			$ POTREF
		PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	46.05	34.70	27.88	2047.20
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	44.12	34.50	28.05	2000.00
CARECO1W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	49.11	36.84	29.72	2063.15
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	49.32	36.52	29.86	2030.33
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	49.28	37.15	29.95	2126.75
CDORRE2W	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	49.59	37.95	30.95	2042.24
CEVIGE3W	C. VILLA GESELL	53.52	40.68	34.18	2001.03
CGCRUZMW	C..ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	48.01	35.62	28.77	2111.21
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	49.68	37.08	30.32	2036.60
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	49.53	37.27	30.04	2049.21
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	49.29	37.03	29.73	1897.27
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	50.53	38.29	31.15	2039.85
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	51.28	38.94	31.91	2095.95
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	48.40	36.04	28.97	2069.45
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	49.84	38.11	30.83	2093.12
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	50.66	38.43	31.29	2054.18
CPIGUE2W	COOP. DE PIGUE-DISTRIB.	48.99	37.57	30.51	2075.64
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	47.80	36.55	29.76	2055.61
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	46.58	35.52	28.71	2028.22
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	50.86	38.51	31.30	2087.93
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	51.15	38.84	31.80	1964.32
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	48.87	36.83	29.32	2052.55
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	48.59	36.11	29.15	2040.91
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	48.85	36.39	29.41	2042.60
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	49.01	36.57	29.57	2085.70
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	49.84	37.76	30.50	2058.79
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	46.45	33.34	26.63	2038.76
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	50.58	38.28	31.21	2035.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	52.04	39.70	32.56	2018.81
EDEEERED	EMP.DIST.ENERG.ENTRE RIOS	49.70	37.21	30.18	2045.97
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	50.44	37.86	31.06	2025.18
EDELAPID	EDELAP SA	49.65	37.43	30.39	2093.10
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	52.07	39.88	32.39	1995.00
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	48.82	36.52	29.38	2089.16
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	49.05	36.79	29.62	2057.41
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	49.63	37.56	30.32	2073.52
EDERSARD	E. DE E. DE RIO NEGRO SA	44.93	35.44	29.00	2025.59
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	51.84	39.34	32.55	1997.34
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	50.79	38.57	31.34	2054.03
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	50.92	38.54	31.67	2012.12
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	47.21	36.18	29.23	2057.74
EDESTEMD	EDESTESA(E.DIST DEL ESTE)	49.38	37.01	29.82	2025.88
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	49.80	38.01	30.52	2060.14
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	50.26	37.95	30.99	2009.09
EJUESAYD	E. JUJENA DE ENERGIA SA	50.79	38.34	31.66	2011.22
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES	46.42	34.22	27.09	2131.52
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	50.07	37.97	30.78	2054.83
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	43.49	33.79	27.43	2022.46
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	50.39	38.13	30.94	2067.87
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA	49.66	37.48	30.33	2092.74
SECHEPHD	SECHEEP	48.42	35.33	28.51	2028.02
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	49.28	37.33	29.93	2067.01
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	50.58	38.28	31.21	2035.60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	49.05	36.79	29.62	2057.41
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	49.70	37.21	30.18	2045.97
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	49.70	37.21	30.18	2045.97
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	50.58	38.28	31.21	2035.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	49.05	36.79	29.62	2057.41
CRANCH3W (*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	50.58	38.28	31.21	2035.60
CRIVAD1W (*)	COOP. ELEC. DE RIVADAVIA	49.05	36.79	29.62	2057.41
CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	47.21	36.18	29.23	2057.74
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE	49.66	37.48	30.33	2092.74

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO XVIII

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP

PARA USUARIOS NO RESIDENCIALES MENORES A 10 kW
CONFORME EL ARTICULO 16 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES NO RESIDENCIALES

EMPRESA	$ PEST			$ POTREF
	PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
CCOMODUY	63.63	57.07	52.41	132.14
CGAIMAUY	63.69	57.45	52.60	132.14
CMADRYUY	63.69	57.21	52.54	132.14
CRAWSOUY	63.83	57.46	52.71	132.14
CTRELEUY	63.73	57.40	52.53	132.14
C16OCTUY	59.23	53.11	48.65	132.14
EDERPSAD	69.86	63.45	58.82	132.14
MUPITRZY	67.05	58.23	54.35	132.14
SPSECRZD	76.97	68.71	64.28	132.14

ANEXO XIX

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGIA EN EL MERCADO PARA USUARIOS CON DEMANDAS MAYORES A 300 kW CONFORME AL ARTICULO 17 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE - OCTUBRE 2004

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: SESENTA Y SIETE PESOS CON SESENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (67,69 $/MWh).

en horas restantes: CUARENTA Y SEIS PESOS CON SESENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (46,63 $/MWh).

en horas de valle: CUARENTA Y TRES PESOS CON CINCUENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (43,57 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP)

Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: SETENTA Y DOS PESOS CON SESENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (72,68 $/MWh).

en horas restantes: SETENTA Y UN PESOS CON SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (71,06 $/MWh).

en horas de valle: SETENTA Y UN PESOS CON SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (71,06 $/MWh).

ANEXO XX

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PARA USUARIOS CUYA DEMANDA CONTRATADA, POR PUNTO DE SUMINISTRO, SEA MAYOR O IGUAL A 300 KW DE POTENCIA CONFORME AL ARTICULO 17 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES CON DEMANDA CONTRATADA ≥ 300 kW

EMPRESA	DESCRIPCION	$ PEST			$ POTREF
		PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	77.60	53.83	46.60	2047.20
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	71.97	52.12	45.45	2000.00
CARECO1W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	81.76	56.23	48.55	2063.15
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	81.97	55.91	48.69	2030.33
CCHACA1W	C. CHACABUCO	81.93	56.54	48.78	2126.75
CDORRE2W	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	81.65	57.34	49.78	2042.24
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	86.17	60.07	53.01	2001.03
CGCRUZMW	COOP.E.GODOY CRUZ DISTRIB	80.66	55.01	47.60	2111.21
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	82.33	56.47	49.15	2036.60
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	82.18	56.66	48.87	2049.21
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	81.94	56.42	48.56	1897.27
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	83.18	57.68	49.98	2039.85
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	83.93	58.33	50.74	2095.95
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	81.05	55.43	47.80	2069.45
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	82.07	57.50	49.66	2093.12
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	83.31	57.82	50.12	2054.18
CPIGUE2W	COOP DE PIGUE-DISTRIB.	80.79	56.83	49.34	2075.64
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	79.04	55.57	48.38	2055.61
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	77.57	54.50	47.28	2028.22
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	83.51	57.90	50.13	2087.93
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	83.80	58.23	50.63	1964.32
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	81.52	56.22	48.15	2052.55
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	81.24	55.50	47.98	2040.91
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	81.50	55.78	48.24	2042.60
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	81.66	55.96	48.40	2085.70
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	82.49	57.15	49.33	2058.79
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	79.06	52.23	45.02	2038.76
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	83.23	57.67	50.04	2035.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	84.69	59.09	51.39	2018.81
EDEEERED	EMP.DIST.ENERG.ENTRE RIOS	82.17	56.30	48.72	2045.97
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	83.09	57.25	49.89	2025.18
EDELAPID	EDELAP SA	82.24	56.80	49.22	2093.10
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	84.72	59.27	51.22	1995.00
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	81.47	55.91	48.21	2089.16
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	81.70	56.18	48.45	2057.41
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	82.28	56.95	49.15	2073.52
EDERSARD	E. ENERGIA DE RIO NEGRO SA	72.69	53.01	46.36	2025.59
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	84.49	58.73	51.38	1997.34
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	83.44	57.96	50.17	2054.03
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	83.57	57.93	50.50	2012.12
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	78.51	55.34	47.97	2057.74
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.D.DEL ESTE)	82.03	56.40	48.65	2025.88
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	82.45	57.40	49.35	2060.14
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	82.91	57.34	49.82	2009.09
EJUESAYD	EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA	83.44	57.73	50.49	2011.22
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES	77.63	52.55	44.95	2131.52
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	82.72	57.36	49.61	2054.83
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	71.20	51.41	44.81	2022.46
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	83.04	57.50	49.72	2067.87
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA	82.31	56.87	49.16	2092.74
SECHEPHD	SECHEEP	80.89	54.13	46.75	2028.02
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	81.93	56.72	48.76	2067.01
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	83.23	57.67	50.04	2035.60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	81.70	56.18	48.45	2057.41
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	82.17	56.30	48.72	2045.97
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	82.17	56.30	48.72	2045.97
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	83.23	57.67	50.04	2035.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	81.70	56.18	48.45	2057.41
CRANCH3W (*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	83.23	57.67	50.04	2035.60
CRIVAD1W (*)	COOP. ELEC. DE RIVADAVIA	81.70	56.18	48.45	2057.41
CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	78.51	55.34	47.97	2057.74
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE	82.31	56.87	49.16	2092.74

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO XXI

Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP

PARA USUARIOS CUYA DEMANDA CONTRATADA, POR PUNTO DE SUMINISTRO, SEA MAYOR O IGUAL A 300 KW DE POTENCIA CONFORME AL ARTICULO 17 DE LA RESOLUCION

SETIEMBRE – OCTUBRE 2004

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGIA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES CON DEMANDA CONTRATADA ≥ 300 kW

EMPRESA	$ PEST			$ POTREF
	PICO $/MWh	RESTO $/MWh	VALLE $/MWh	$/MW-mes
CCOMODUY	83.63	77.07	72.41	132.14
CGAIMAUY	83.69	77.45	72.60	132.14
CMADRYUY	83.69	77.21	72.54	132.14
CRAWSOUY	83.83	77.46	72.71	132.14
CTRELEUY	83.73	77.40	72.53	132.14
C16OCTUY	77.74	71.71	67.25	132.14
EDERPSAD	89.86	83.45	78.82	132.14
MUPITRZY	87.05	77.40	73.64	132.14
SPSECRZD	96.97	87.95	83.63	132.14

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 936/04

Publicación Boletín Oficial N° 30474 del 31/08/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 833/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82

> Prorrógase, hasta las 12:00 hs. del día 17 de septiembre de 2004, la invitación a todos los agentes acreedores del MEM con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el OED utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 30 DE AGOSTO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo-julio de 2004.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto

de 2004 se prorrogó hasta el 30 de agosto de 2004 la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) ha solicitado se disponga de una prórroga del plazo establecido en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto de 2004.

Que se considera oportuno y conveniente otorgar la prórroga solicitada.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º- Prorrógase, hasta las DOCE HORAS (12:00 Hs.) del día 17 de septiembre de 2004, la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004. Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

ARTÍCULO 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 938/04

Publicación Boletín Oficial N° 30477 del 03/09/2004

Citas Legales: Res. SE 106/2003; Res. SE 1/2003; Res. SE 86/2003; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 186/95; Dec. 2743/92.

Incorpóranse obras al Anexo de la Resolución Nº 106/2003, mediante la cual se identificaron trabajos de adecuación para el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 31 DE AGOSTO DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0127826/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 23 de octubre de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 23 de octubre de 2002 se identificaron un conjunto de Obras de Adecuación para el sistema de transporte, las que atendiendo a la necesidad de mantener la operatividad de la red se incluyeron en los mecanismos previstos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 a los fines de su ejecución y financiamiento.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL identificó la necesidad de un conjunto de ampliaciones del transporte al presentar el Plan Energético Nacional el 11 de mayo de 2004, entre las cuales se encuentran las que se definen en este acto.

Que los estudios eléctricos ejecutados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) según informara en sus Notas Nº B-24861-1 del 12 de mayo de 2004 y B-25468-1 del 19 de agosto de 2004, obrantes en estas actuaciones, identifican la necesidad de contar con compensaciones en la red de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) con la topología actual a efectos de permitir un aumento de la capacidad de transporte manteniendo la calidad de los parámetros operativos del sistema.

Que los estudios realizados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) fueron sometidos a consideración del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) quien a su vez dio intervención al transportista responsable de la red de alta tensión, circunstancia que motivara estudios adicionales ejecutados por la UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA que se adjuntan al presente conjuntamente con la opinión del referido transportista.

Que por su parte, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) no manifestó observaciones sobre las obras propuestas e indicó que no existen en trámite solicitudes para instalar equipos similares u otros que permitan operar el sistema en las condiciones de evolución de la demanda y el crecimiento previsto de la generación en la Estación Transformadora RINCON DE SANTA MARIA.

Que las presentes circunstancias en materia de abastecimiento energético imponen realizar el máximo esfuerzo para contar con un incremento de la oferta de energía eléctrica durante el próximo invierno.

Que en el sentido de lo expuesto en el anterior Considerando los estudios informados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en su Nota B-25468-1 del 19 de agosto de 2004 manifiesta que desde el punto de vista del desempeño dinámico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y montos de DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG) necesaria, no se observan diferencias significativas entre las variantes de compensación puestas a consideración.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 6 de febrero del 2003 constituyó una Comisión denominada “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003” (en adelante COMISION), cuya misión y funciones son las de asesorar a esta Secretaría sobre: (i) la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, teniendo en cuenta en el análisis el informe remitido por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD; (ii) la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el apartado precedente; y (iii) los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones autorizadas a efectos de preservar las responsabilidades de los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizar el seguimiento de los mismos para garantizar la debida publicidad y transparencia del proceso y obtener el máximo provecho de los recursos disponibles.

Que la COMISION, previo análisis de los antecedentes mencionados, sugirió a esta SECRETARIA DE ENERGIA la adopción de la variante que pueda quedar habilitada en la fecha más temprana a efectos de atender los requerimientos de los escenarios que fueran analizados, y de las menores erogaciones a comprometer en su realización, relativa a las otras variantes, lo que redunda en el mejor uso de los recursos disponibles para solventarlas.

Que finalmente la COMISION concluye en su dictamen obrante en las actuaciones de la referencia, sobre la base de los distintos aspectos considerados, que la solución de la compensación capacitiva paralelo es la que mejor satisface los requerimientos expuestos en los Considerandos sexto y noveno precedentes, implicando la misma la instalación del equipamiento correspondiente en las Estaciones Transformadoras PASO DE LA PATRIA, RESISTENCIA, ROMANG, SANTO TOME y GENERAL RODRIGUEZ.

Que en el informe presentado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) con la Nota B-25468-1 del 19 de agosto de 2004 se indican la potencia requerida a instalar en cada nodo como asimismo la segmentación de los bancos y la necesidad de contar con sistemas automáticos de control para su operación.

Que la falta de ejecución de estas obras de compensación limitaría las posibilidades de contar con el aporte de la importación desde la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL y/o del acrecentamiento de la cota de la Central Hidroeléctrica YACYRETA.

Que la perentoriedad manifiesta por contar con las obras, y el estrecho lapso de tiempo disponible para materializar las obras, imponen instruir a la COMISION para que lleve a cabo todas las acciones y esfuerzos que estén a su alcance para lograr que las instalaciones, total o parcialmente, queden habilitadas comercialmente durante el invierno de 2005.

Que las mediciones de contaminación armónica y los estudios de diseño de los bancos de compensación actualmente en ejecución podrían indicar la necesidad de instalar filtros para la supresión de las componentes armónicas.

Que a su vez, la puesta en servicio de la instalación correspondiente a la Estación Transformadora GENERAL RODRIGUEZ, podría extenderse hasta el 1º de noviembre de 2005.

Que la COMISION evaluó estimativas de costos, en base a la segmentación de los bancos informados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la configuración y disponibilidad de las Estaciones Transformadoras donde van a ser instalados, y los resultados obtenidos en las obras previamente contratadas y actualmente en ejecución avanzada, a los fines de hacer las previsiones presupuestarias correspondientes.

Que a diferencia de lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 en cuanto a la metodología para establecer los cargos, se considera adecuado que las ampliaciones que se identifican en este acto sean solventadas por los Agentes usuarios del sistema en función del uso de las mismas, para lo cual debe instruirse al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que aplique el Numeral 7 del Anexo 18 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, sancionados por Resolución ex- SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, con sus modificatorias y complementarias.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado de la presente resolución surgen de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Incorporar al Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 las siguientes obras:

a) En el Numeral 1.2-OBRAS DE ADECUACION, agregar el siguiente cuadro:

Obra	Justificación	Costo

		(Millones de Pesos)
Instalación de 4 bancos de 25 MVAr c/u, 132 kV. de capacitores paralelo en ET Resistencia	Mantener el perfil de tensiones dentro de tolerancia ante el incremento de potencia a evacuar en la Estación Transformadora Rincón de Santa María	8,6
Instalación de 3 bancos de 15 MVAr c/u, 132 kV, de capacitores paralelo en ET Romang	Idem	5,6
Instalación 1 banco de 50 MVAr, 132 kV, de capacitores paralelo en ET Santo Tomé	Idem	3,1
Instalación de 2 bancos de 30 MVAr c/u, 132 kV, de capacitores paralelo en Paso de la Patria	Idem	4,4

b) Agregar el Numeral 8 con el siguiente texto y cuadro:

“8.- SISTEMA DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE S.A.

8.1- OBRAS DE ADECUACION

Obra	Justificación	Costo (Millones de Pesos)
Instalación de 1 banco de 100 MVAr, 132 kV, de capacitores paralelo en ET General Rodríguez	Mantener reservas de potencia reactiva en los compensadores sincrónicos bajo condiciones alta transmisión conjunta del Comahue y del NEA	6,5

Nota: Los valores presupuestarios indicados en los cuadros precedentes no incluyen la eventual incorporación de filtros para la supresión de las componentes armónicas, cuya necesidad será determinada una vez que avancen los estudios de diseño en ejecución actualmente”.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 942/04

Publicación Boletín Oficial N° 30485 del 15/09/2004

Citas Legales: Res. SE 415/2004; Dec. 1142/2003; Dec. 180/2004

> Establécese que entre el 15 de septiembre de 2004 y el 30 de abril de 2005, ambos inclusive, no serán de aplicación tanto el régimen de incentivos al ahorro de consumo previsto, como el régimen de cargos adicionales por excedentes de consumo previstos en el Anexo I de la Resolución SE 415/2004.

BUENOS AIRES, 14 DE SEPTIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo dispuesto por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que es propósito del Gobierno Nacional propender a un uso racional de la energía, teniendo en cuenta que en su mayoría la misma proviene de recursos naturales no renovables.

Que esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, tiene por objetivo esencial operar sobre la demanda de energía, incentivando el ahorro para generar excedentes que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica, garantizando el crecimiento del empleo.

Que de la aplicación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA aprobado por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, surge que el mismo ha tenido un resultado exitoso como herramienta para garantizar el ahorro de energía en el sector gas, lo cual ha permitido mejorar las condiciones de abastecimiento de la industria local, y mejorar la utilización de un recurso no renovable.

Que teniendo en cuenta la llegada del período estival, y la consecuente reducción del consumo de gas por aquel sector de consumidores cuya demanda está directamente determinada por la temperatura, se considera oportuno no aplicar el régimen de incentivos y cargos por consumo adicional previsto en los Capítulos III, IV y V del Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004.

Que no obstante lo expuesto por la presente resolución, las firmas licenciatarias de distribución y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE GAS (ENARGAS), Organismo autárquico dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, continuarán promoviendo campañas de ahorro de energía, y analizarán los resultados de las mismas a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento de la industria local, y de obtener resultados y estadísticas de consumo vinculadas a dichas campañas, y del impacto total de las políticas de ahorro de energía en el sector gas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que entre el día 15 de septiembre de 2004 y el día 30 de abril de 2005, ambos inclusive, no serán de aplicación tanto el régimen de incentivos al ahorro de consumo previsto, como el régimen de cargos adicionales por excedentes de consumo previstos en los Capítulos III, IV y V del Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004.

Artículo 2º- Las firmas licenciatarias de distribución y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE GAS (ENARGAS), Organismo autárquico dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, continuarán promoviendo campañas de ahorro de energía, y publicarán los resultados de las mismas a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento de la industria local.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 948/04

Publicación Boletín Oficial N° 30488 del 20/09/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 833/2004; Res. SE 936/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82

> Prorrógase la invitación a los Agentes Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista a manifestar formalmente por medio del sistema de ofertas y adjudicaciones su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, invirtiendo en el mismo sus acreencias.

BUENOS AIRES, 17 DE SEPTIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO :

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo-julio de 2004.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto de 2004 se prorrogó hasta el 30 de agosto de 2004 la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA) solicitó una prórroga del plazo establecido en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto de 2004.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 936 del 30 de agosto de 2004 se accedió a lo solicitado concediendo una prórroga hasta las DOCE HORAS (12.00 hs) del 17 de setiembre de 2004.

Que por razones de mérito, oportunidad y conveniencia la SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario proceder a prorrogar nuevamente la fecha de vencimiento de invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir para manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Prorrógase, hasta las DOCE HORAS (12:00 Hs.) del día 13 de octubre de 2004, la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004. Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

Artículo 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 949/04

Publicación Boletín Oficial N° 30489 del 21/09/2004

Citas Legales: Res. SEyP 21/97; Res. SE 240/2003; Res. MPFIPyS 183/2004; Res. SE 389/2004; Res. SE 434/2004; Res. SE 426/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82

> Establécese que hasta tanto se realice la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, conforme la metodología prevista en la Resolución SE 240/2004, las compras de los Agentes Generadores y/o Comercializadores en el Mercado "Spot", destinadas a operaciones de exportación, se valorizarán al valor máximo entre el costo marginal operado y el precio "Spot" horario de la energía.

BUENOS AIRES, 17 DE SEPTIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0216607/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que a través de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA Y PUERTOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS Nº 21 del 15 de enero de 1997, se reglamentaron las operaciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Que la citada norma establece que el Agente o Comercializador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que lleva a cabo una operación de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos que resulten aplicables en ese Mercado para dicha operación, los que son facturados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que aun cuando se mantienen vigentes los criterios establecidos en "Los Procedimientos" a partir de los cuales se determinan las prioridades de abastecimiento a tener en cuenta para el despacho de cargas, la crítica situación que presenta el Sistema Eléctrico en su conjunto, ha motivado que la SECRETARIA DE ENERGÍA dictara distintas normas con el objeto específico de reducir los riesgos de suministro que pudieran presentarse durante el presente año.

Que en atención al estado de emergencia que afecta la economía del país y la anormal situación observada en el abastecimiento de gas natural a centrales eléctricas, la que ha provocado la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de los precios que del mismo resultan, la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 240 del 14 de agosto de 2003, estableciendo una metodología particular para la fijación de los precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que en ese sentido, la prevista escasez de Gas Natural para la producción de energía eléctrica motivó que el PODER EJECUTIVO NACIONAL acordara con la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA el suministro para el Mercado Argentino de Fuel Oil, provisto por PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA), estableciéndose la operatoria pertinente mediante las Resoluciones M.P.F.I.P. y S. Nº 183 del 14 de abril de 2004, S.E. Nº 389 del 20 de abril de 2004 y complementarias, tratándose éste de un recurso de última instancia ya que su propósito es el de contar con recursos adicionales para paliar la situación de escasez mencionada, como las posibles dificultades de disponibilidad de ese combustible en nuestra plaza.

Que por las mismas causas, se emitió la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 434 del 7 de mayo de 2004, a través de la cual se instruyó la adquisición, convocando a una licitación pública, de energía eléctrica interrumpible proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, con el objeto de incrementar la oferta eléctrica en el corto plazo y acotar el costo que para la comunidad representa la energía no suministrada (ENS) que podría producirse en la REPUBLICA ARGENTINA.

Que las Resoluciones señaladas han tenido como objetivo primordial el preservar y mantener, dentro de niveles aceptables, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica dentro del Territorio Nacional, para lo que se han destinado recursos económicos y financieros dispuestos por el ESTADO NACIONAL y no originados en el propio Mercado.

Que como tales medidas son dirigidas y de aplicación para la demanda interna, corresponde al Agente o Comercializador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que realice operaciones de exportación de energía eléctrica, abonar la totalidad de los costos incurridos producto de tales operaciones.

Que eso implica, poder adquirir la energía eléctrica en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para la demanda de exportación, cuando ello corresponda, pagando el costo real de

abastecer la misma, con independencia de la reglamentación transitoria y extraordinaria destinada a la atención del Mercado interno.

Que por otro lado, mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004, se consideró necesario aplicar medidas excepcionales con el fin de preservar el abastecimiento de la demanda del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), evitando distorsiones o actitudes anticompetitivas en el mismo, producto principalmente de la escasez y desadaptación de dicho Mercado, estableciendo claras señales de plazos y duración de los contratos del Mercado a Término en función de los objetivos que fija la Ley Nº 24.065.

Que, en ese sentido, se hace imprescindible instaurar medidas adicionales a las señaladas, cuyo objetivo es el fortalecer la igualdad de oportunidades para un adecuado suministro de energía eléctrica en el mediano y largo plazo.

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que, en tanto se realice la fijación de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) conforme la metodología establecida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 240 del 14 de agosto de 2004, las compras de los Agentes Generadores y/o Comercializadores en el Mercado “Spot” destinadas al cubrimiento de operaciones de exportación, se valorizarán al valor máximo entre el Costo Marginal Operado (CMO) y el Precio “Spot” horario de la energía.

Artículo 2º- Dispónese que, mientras sea de aplicación el artículo precedente, a la generación propia de los Agentes Generadores y/o Comercializadores que esté destinada al cubrimiento de las operaciones de

exportación, no se les reconocerán Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) por sobre el Precio de Mercado del Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 3º- Establécese que, hasta tanto no se disponga en contrario a lo establecido en el artículo 1º de la presente norma, no se deberán facturar cargos por Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) a la demanda de exportación atendida conforme las adquisiciones o producción de energía eléctrica reseñadas en los artículos precedentes.

Artículo 4º- Defínese que, mientras sea de aplicación lo dispuesto precedentemente, no podrán modificarse los respaldos de los contratos de potencia firme destinados a la exportación del Mercado a Término que hayan suscripto los Agentes Generadores y/o Comercializadores.

Artículo 5º- La presente norma será de aplicación a partir de la primer programación semanal a realizar por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) posterior al día de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 950/04

Publicación Boletín Oficial N° 30489 del 21/09/2004

Citas Legales: Ley 25.561; Dec. 1142/2003; Dec. 180/2004; Ley 15.336; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003

> Constitúyese el Fondo Fiduciario para atender la contratación de transporte y adquisición de Gas Natural destinados a la generación de energía eléctrica. Recursos que integrarán dicho Fondo.

BUENOS AIRES, 17 DE SEPTIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0215890/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado a partir de marzo de 2002, en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, diversas Resoluciones destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con el objetivo de favorecer su funcionamiento adecuando las normas vigentes a la realidad imperante, y a partir de marzo de 2004, otras destinadas a regular la asignación de gas inyectado cuando éste es insuficiente para abastecer la demanda interna.

Que la situación en el abastecimiento de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica detectada a partir de agosto de 2003, agravó la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de los precios que del mismo resultan.

Que el constante incremento de la demanda de energía eléctrica fruto del crecimiento de la economía de la REPUBLICA ARGENTINA, y la escasez de gas natural para generación eléctrica en centrales térmicas, profundizará la desadaptación registrada en los años precedentes.

Que atento a que el esfuerzo que está realizando el PODER EJECUTIVO NACIONAL por la vía de aportes del TESORO NACIONAL con destino final al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para financiar el cubrimiento de los costos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no es sostenible ilimitadamente en el tiempo, razón por la cual, la operatoria económico-financiera del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), producto de la gran diferencia de costo entre los combustibles líquidos y el Gas Natural, no es sustentable indefinidamente si se continuara demandando volúmenes crecientes de combustibles líquidos en el futuro, en circunstancias en que no existen restricciones de transporte de gas natural.

Que por lo expuesto en el considerando previo, transcurrido el período del año en que el Gas Natural para Generación de Energía Eléctrica es un producto escaso derivado de las restricciones de transporte de Gas Natural, no puede ni debiese faltar este producto para Generación de Energía Eléctrica.

Que en consecuencia, la operatoria de Generación de Energía Eléctrica con combustibles líquidos debería quedar circunscrita a aquellas circunstancias en que existan restricciones de transporte de Gas Natural, y/o aquellas áreas con problemas puntuales que no tengan posibilidad de acceder al producto Gas Natural, y/o circunstancias operativas especiales en que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) así lo determine.

Que en tanto compete a esta SECRETARIA DE ENERGÍA el desarrollar y poner en práctica una Política Energética armónica, que compatibilice la operatoria de los sectores de Energía Eléctrica con los de Gas Natural en particular e Hidrocarburos en general, razonable en el actual contexto económico-financiero, se considera oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige tanto en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA como para la provisión de Gas Natural para Generación de Energía Eléctrica, estimulando la disponibilidad del producto así como la posibilidad de su contratación por parte de los Generadores, generando instrumentos adecuados a las condiciones económicas actuales.

Que a su vez, esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario generar instrumentos regulatorios para que el sector de la Generación de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) participe en los Concursos Abiertos para la Ampliación de Capacidad de Transporte Firme de Gas Natural correspondientes, viabilizando así proyectos de ampliaciones de Gasoductos Troncales, con el objeto de favorecer el aumento de disponibilidad de Gas Natural en el Mercado, para Generación de Energía Eléctrica, a partir de los años 2005 y 2006.

Que el FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se encuentra en déficit desde junio de 2003, razón por la cual es necesario crear instrumentos económicos y financieros

apropiados para la contratación de Capacidad de Transporte Firme de Gas Natural y adquisición de Gas Natural.

Que la implementación de estas medidas repercutirá en mejoras en el abastecimiento y en menores precios de la energía eléctrica, tanto para las demandas abastecidas en el mercado “Spot” como aquellas que compran en el mercado a término.

Que resulta conveniente establecer medidas tendientes a garantizar el pago de los compromisos derivados de la contratación de Capacidad de Transporte Firme de Gas Natural y adquisición de Gas Natural, dándole el mismo tratamiento que a la recuperación de los costos variables de producción y generando anticipadamente los fondos necesarios para garantizar los compromisos de pago que se generen.

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Constitúyese el Fondo Fiduciario para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural Destinados a la Generación de Energía Eléctrica, cuyo objeto exclusivo es la contratación de transporte firme de gas natural y la adquisición de gas natural, ambas, con destino a la generación de energía eléctrica.

El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos:

a) un cargo tarifario a aplicar sobre compras que realicen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los Agentes Demandantes y las demandas de Exportación, con independencia de los contratos en el Mercado a Término suscriptos para su abastecimiento;

b) los pagos que realicen los Agentes Generadores por uso de la capacidad de transporte y/o compras de gas natural objeto de esta operatoria;

c) los recursos que se obtengan por reventa de la capacidad de transporte y/o de gas natural objeto de esta operatoria;

d) los aportes que destine el ESTADO NACIONAL a esta operatoria; y

e) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales.

Artículo 2º- Esta SECRETARIA DE ENERGÍA determinará el valor del cargo tarifario a que hace referencia el inciso a) del artículo 1º de la presente resolución, considerando:

a) las necesidades de Transporte y de Gas Natural destinados a la generación de energía eléctrica;

b) las previsiones de pagos a realizar por los Agentes Generadores por uso de la capacidad de transporte y/o compras de gas natural objeto de esta operatoria;

c) la previsión de recursos a obtener por reventa de capacidad de transporte y gas;

d) los compromisos de pago adquiridos en el marco de esta resolución; y

e) la evolución del estado del Fondo Fiduciario, el cual deberá ser suficiente para garantizar adecuadamente las previsiones anuales de pago a realizar.

El cargo tarifario aprobado será publicado y se aplicará a las transacciones económicas correspondientes.

Artículo 3º- Las obligaciones de pago derivadas de la operatoria que se establece por la presente resolución, contarán con la garantía resultante de los montos acumulados en el Fondo Fiduciario creado por el artículo 1º y de la prioridad de pago asignada por el artículo 4º de la presente resolución. Con el objeto de garantizar adecuadamente los compromisos de pago adquiridos, el Fondo Fiduciario deberá contar, como

mínimo, con los fondos suficientes para hacer frente a las previsiones de pago a realizar en los siguientes DOCE (12) meses; a estos efectos, se incluirá en la determinación del cargo tarifario, el cronograma de pagos correspondiente a las contrataciones de transporte firme de gas natural y a las adquisiciones de gas natural.

Artículo 4º- Establécese que, en tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, los montos que deban integrarse al Fondo Fiduciario, creado por el artículo 1º de la presente resolución, serán considerados comprendidos en el inciso e) del Artículo 4º de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

Artículo 5º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a que actúe por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL en la contratación de capacidad de transporte firme, adquisición de Gas Natural destinados a la generación de energía eléctrica y/o reventas de excedentes, realizados en el marco de la presente resolución. A estos efectos, esta SECRETARIA DE ENERGÍA, instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre las contrataciones y/o compras a realizar, basándose en el asesoramiento que realice la misma sobre el particular.

En este contexto la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) está habilitada a realizar todas las acciones necesarias tendientes a las contrataciones, compras y/o ventas especificadas.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 956/04

Publicación Boletín Oficial N° 30497 del 01/10/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Dec. 1142/2003; Ley 15.336.

Determinación de las Acreencias mínimas con fecha cierta de vencimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista. Créase el cargo para reserva sustentable de mediano plazo.

BUENOS AIRES, 28 DE SEPTIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0153496/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007, logrando su readaptación con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, acorde a lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 06 de agosto de 2004, complementaria de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, la SECRETARIA DE ENERGÍA decidió alentar la participación de los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en dichas inversiones, procurando la sustentabilidad y readaptación del sector eléctrico en beneficio de los usuarios e inversores.

Que con tal objetivo, la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, habilita a los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive.

Que a los efectos de determinar el aporte al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) que hará cada Agente acreedor durante el periodo comprendido entre enero 2004 y diciembre 2006, lapso estipulado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, se deben definir los montos correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, considerando que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Que dicha metodología también debe aplicarse para aquellos Agentes que no adhieran voluntariamente al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a cuyos efectos la SECRETARIA DE ENERGÍA se comprometió a realizar los estudios y gestiones pertinentes, procediendo luego a dictar la normativa de detalle correspondiente.

Que la experiencia recogida hasta la fecha indica que los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con escasas excepciones resueltas acorde a lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, una vez pagados los incisos e) y d) del Artículo 4º de la citada Resolución, cubren los Costos Mínimos de Operación y Mantenimiento, necesarios para mantener la oferta de generación eléctrica en niveles adecuados.

Que con el objeto de favorecer la sustentabilidad y readaptación del sector eléctrico, en beneficio de los usuarios e inversores, esta SECRETARIA DE ENERGÍA ya ha definido que, del volumen de dinero que el Tesoro Nacional tiene previsto anualmente transferir durante el periodo enero 2004 – diciembre 2006, un porcentaje de lo destinado al pago del inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, deberá ser transferido al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS

QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), correspondiéndose a las aplicación de las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir de los Agentes Acreedores conforme lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004.

Que para dar cumplimiento a lo señalado precedentemente y en lo concerniente a que el aporte que se efectúe correspondiente al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, para el período enero 2004 – diciembre 2006, debe determinarse considerando que la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término no se modifica respecto a la comprometida en el Trimestre mayo - julio 2004, es necesario establecer una metodología que agilice el cálculo y recaudación de tales sumas, minimizando los costos y la complejidad de sucesivas transacciones que intermediarían el aporte al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que a tal efecto, esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera conveniente crear el Cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (RESUSMEM), el cual deberá ser aplicado a todos los contratos del Mercado a Término que incrementen la potencia que cada Generador y/o Comercializador de Generación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tuvo contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004, el cual no afectará los precios libremente pactados entre las partes, pero que deberá ser considerado como parte de pago del suministro recibido por la demanda, recibiendo el Generador y/o Comercializador como contrapartida, una Liquidación de Venta con Fecha a Definir por un monto equivalente al cargo abonado por su contraparte, cuando así corresponda.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004, la cual estableció transitoriamente condiciones de contratación en el Mercado a Término con el objeto de brindar señales de plazos y duración de los contratos en función de los objetivos que le fija la Ley Nº 24.065, evitando la aparición de actitudes anticompetitivas y manteniendo la igualdad de oportunidades de todos los agentes y participantes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que para ello, la SECRETARIA DE ENERGÍA estableció un plazo para prorrogar los contratos que vencían dentro del periodo Estacional de Invierno (mayo – octubre 2004), lo que se entiende conveniente extender para los contratos que no venzan conjuntamente con la culminación de los periodos estacionales, en las mismas condiciones que en el Artículo 3º de la citada Resolución.

Que atento a la metodología que se dicta en la presente resolución, se entiende oportuno permitir, a modo de excepción y por única vez, la presentación de la información correspondiente a los contratos del Mercado a Término, para su administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), hasta QUINCE (15) días corridos previos al inicio del período estacional.

que comienza el 1º de noviembre de 2004, con el objeto de poder adecuar aquella a las nuevas condiciones, en lugar del plazo establecido en el Artículo 2º de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004 de SESENTA (60) días corridos, el que regirá ineludiblemente para los periodos subsiguientes.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de septiembre de 2004, las acreencias mínimas con Fecha Cierta de Vencimiento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los Agentes Generadores y de los Comercializadores de Generación, definidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, se determinarán como:

$$AcrFCV_k^m = \min(AcrFCV_k^{m1}; AcrNet_k^m - IncC406_k^m$$

Donde:

“AcrFCVm1k”: Acreencia del generador “k” con Fecha Cierta de Vencimiento para el mes “m”, obtenida por aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003.

“AcrNetmk”: Acreencia neta total del generador “k” para el mes “m”.

“IncC406mk”: Monto de la acreencia del generador “k” para el mes “m”, correspondiente al inciso “c” del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, calculado considerando las condiciones de contratación en el Mercado a Término correspondiente al Trimestre mayo – julio de 2004.

Las Acreencias Mínimas con Fecha Cierta de Vencimiento (AcrFCVm k) así calculadas serán liquidadas al generador o comercializador de generación correspondiente siempre que las mismas tengan un valor superior a CERO (0).

Artículo 2º- Hasta tanto no se garantice, con la recaudación proveniente de la facturación a la demanda y compras en el Mercado “Spot”, el pago total a los agentes acreedores del mismo Mercado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sólo procederá a abonar las sumas correspondientes al inciso “c” del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre 2003 una vez que así sea instruido expresamente por la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 3º- Créase, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de noviembre de 2004, el Cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (RESUSMEM), el cual será aplicado a todos los contratos del Mercado a Término que incrementen la potencia que cada Generador y/o Comercializador de Generación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tuvo contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004. Dicho cargo se calculará como:

$$RESUMEN_i^m[\$] = máx\left(IncC406_k^m - AcrNet_k^m; 0\right) * \Delta EneCont_{i,k}^m \; / \sum_i \Delta EneCont_{i,k}^m$$

Donde:

D EneContmi,k: Incremento de la energía contratada por el Generador “k” con el Agente “i” en el mes “m”, respecto a la correspondiente al Trimestre Mayo - Julio 2004.

Artículo 4º- El Cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (RESUSMEM) no afectará el Valor final de la Transacción Económica libremente pactada por las partes, pudiendo incidir tanto en la documentación a emitir, como en los cobros y pagos a realizarse entre las partes.

En el caso que el valor de “AcrFCVm k” calculado acorde a lo estipulado en el artículo 1º de la presente resolución resulte menor que CERO (0), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), facturará al Agente, cuyo contrato incrementa la potencia que el respectivo Generador y/o Comercializador de Generación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tuvo contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004, el monto determinado conforme el artículo precedente como Cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (RESUSMEM).

La documentación comercial a emitir por este concepto, tendrá igual fecha de vencimiento que las facturas emitidas correspondientes a la Transacción Económica del mes respectivo, no debiendo ser considerada a los efectos de la aplicación del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003.

Dicho Cargo deberá ser considerado como parte de pago del suministro abastecido mediante el correspondiente Contrato en el Mercado a Término, por cuanto los Agentes Generadores y/o Comercializadores de Generación, recibirán a cambio, por dicho importe, una Liquidación de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, que emitirá el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de acuerdo a lo establecido para el inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de

fecha 27 de noviembre de 2003, debiendo éstos facturar al Agente Demandante el saldo faltante para completar el pago del abastecimiento realizado.

Artículo 5º- Establécese que la determinación del "IncC406m k" debe realizarse conservando las condiciones de contratación en el Mercado a Término correspondiente al Trimestre mayo – julio de 2004. En particular, se deberá utilizar como demanda contratada el valor físico medio de Potencia y Energía abastecidos a través de Contratos de Abastecimiento del Mercado a Término, durante el Trimestre mayo – julio de 2004 que se encuentren vigentes a la fecha de la transacción económica del mes y, de tratarse de Contratos de Disponibilidad de Potencia, aquellos vigentes al 31 de julio de 2004. A tales efectos se deberán considerar los cambios de respaldo de máquina para abastecimiento de la demanda interna del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como nuevo contrato.

Para el caso de los incrementos y/o nuevas demandas correspondientes a los contratos con GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) y GRANDES USUARIOS PARTICULARES (GUPAs), la facturación a los Generadores y/o Comercializadores de Generación referidas a estas demandas, no serán consideradas en la determinación de su Acreencia Neta Total a los efectos del cálculo a realizar conforme lo establecido en el artículo 1º de la presente resolución.

Artículo 6º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a ingresar los importes recaudados en concepto de Cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (RESUSMEM) al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), creado por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004.

Las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir de los Agentes Acreedores generadas como contrapartida de los Cargos facturados para la RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO

MAYORISTA (RESUSMEM), deberán ser consideradas como aplicadas al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Artículo 7º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a ingresar al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), creado por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, las diferencias positivas entre el valor de "AcrFCVm1 k" y el de "AcrFCVm k", definidos en el artículo 1º de la presente resolución.

Artículo 8º- Establécese que, por única vez, como excepción a lo estipulado en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004 y sólo para el Período Estacional de Verano 2004-2005, la información correspondiente a los contratos del Mercado a Término, para su administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), podrá presentarse al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con una anticipación no inferior a QUINCE (15) días corridos previos al inicio del período estacional siendo esto último el 1º de noviembre de 2004.

Artículo 9º- Establécese que todos aquellos contratos pre-existentes a la fecha del dictado de la presente resolución, celebrados por Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuya culminación se efectivice con posterioridad al 1º de noviembre de 2004 y ocurra dentro de los Periodos Estacionales siguientes, podrán ser prorrogados hasta la culminación de dichos Periodos Estacionales por una única vez, debiendo dar cumplimiento a los plazos establecidos en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004 para presentar la información respectiva, como también las condiciones dispuestas en el Artículo 3º de la misma norma.

Alcanzada la finalización del Período Estacional correspondiente, el abastecimiento de la demanda involucrada deberá ajustarse, en todos sus términos, a lo exigido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004 para ser considerado un contrato del Mercado a Término administrable en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 10.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 11.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

NOTA SSEE Nº 915/04

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BUENOS AIRES, 2 6 OCT 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted en relación a la aplicación de lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 956 del 28 de septiembre de 2004 conforme las atribuciones conferidas por el Artículo 10 de dicha Resolución y, particularmente, a la determinación del "inc C406mk" conservando las condiciones de contratación del Mercado a Término correspondiente al trimestre mayo - julio de 2004 a que se hace referencia en el Artículo 5' de la norma señalada,

Conforme lo anterior, se informa que, a los efectos de la obtención de los valores físicos medios de Potencia y Energía abastecidos a través de contratos del Mercado a Término durante el trimestre indicado y que se encuentren vigentes a la fecha de la transacción económica del mes, como así también para evaluar la incidencia de los incrementos y/o nuevas demandas de contratos de GUMEs y GUPAs, CAMMESA deberá implementar los criterios generales detallados en el Anexo 1 de la presente.

Saludo a usted atentamente.

Ing. BAUTISTA J. MARCHESCHI

SUBSECRETARIO de ENERGÍA ELÉCTRICA

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE LA COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA)

Ing. Luis BEURET

S / D

ANEXO 1

Criterios de implementación Resolución S.E. No 956/2004

1 - Contratos de abastecimiento

El Nivel de Contratación de la parte vendedora en los contratos del Mercado a Término para el período mayo - julio 2004 se calculará, para cada agente, corno la suma de las curvas de demanda tipo de los contratos de abastecimiento que tuvo vigente en el período,

Para cada contrato, la curva de carga tipo se determinará para cada día tipo del período (lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado y domingo)

Para cada hora, la demanda de la curva de carga tipo se calculará como el promedio para esa hora, y tipo de día, de la demanda abastecida a los contratos que tuvo vigente en el período (contratada en el caso de curva de carga fija o curva medida en el caso de real).

Este valor operará como el máximo que no aporta al inciso "c" de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 406/2003, y no se modificará en el caso que en los meses siguientes a julio de 2004, se hayan realizado y/o realicen modificaciones a los contratos vigentes en el período mayo - julio 2004, se presenten nuevos contratos o se den de baja contratos- De reducirse el volumen contratado, este valor no operará como un piso garantizado, aumentando el volumen de energía comercializado al Mercado Spot, que aporta al citado inciso “c”.

El nivel de contratación se usará para el cálculo del “IncC406mk" simulando las transacciones económicas del Generador o Comercializador de Generación en el mes de facturación, como sí éste tuviese que satisfacer una curva de carga fija para cada día del mes de facturación, igual al Nivel de Contratación y con los respaldos que tenía originalmente en el período mayo - julio de 2004.

El valor del “IncC406mk" así calculado, será el monto que se deberá aplicar en la evaluación de la acreencia mínima con Fecha Cierta de Vencimiento ("AcrFCVmk”) a reconocer al Agente Generador o

Comercializador de Generación conforme lo establecido en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 956/2004.

2, Contratos de Disponibilidad de Potencia

A los efectos de determinar el nivel de contratación de los contratos de disponibilidad de potencia, se considerará como potencia contratada a los compromisos vigente al 31 de julio de 2004 y la energía convocada en dicho periodo, teniendo esta última el mismo tratamiento que los contratos de abastecimiento (punto 1. Contratos de Abastecimiento", de los presentes criterios).

3, Contratos de GUME – GUPA

El Nivel de Contratación de la parte vendedora en los contratos del Mercado a Término para el período mayo - julio 2004 se calculará, para cada agente, como la suma de la demanda abastecida a los contratos de GUME - GUPA que tuvo vigente en dicho período.
La curva de carga tipo se determinará en base al promedio por banda horaria en el período mayo - julio 2004 de las demandas de cada Agente GUME - GUPA y del requerimiento máximo en los meses del período.

Este valor operará como el máximo que no aporta al inciso 'V' de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA No 406/2003, y no se modificará en el caso que, en los meses siguientes a julio de 2004, se hayan realizado y/o realicen modificaciones a los contratos vigentes en el período mayo - julio 2004, se presenten nuevos contratos o se den de baja contratos- De reducirse el volumen contratado, este valor no operará como un piso garantizado, aumentando su aporte al citado inciso "c".

Las diferencias positivas entre los valores contratados y el nivel de referencia, serán valorizados al precio medio de la energía y potencia correspondientes a las compras que realice el generador o comercializador de generación para abastecer a sus contratos de los GUMEs y GUIPAs.

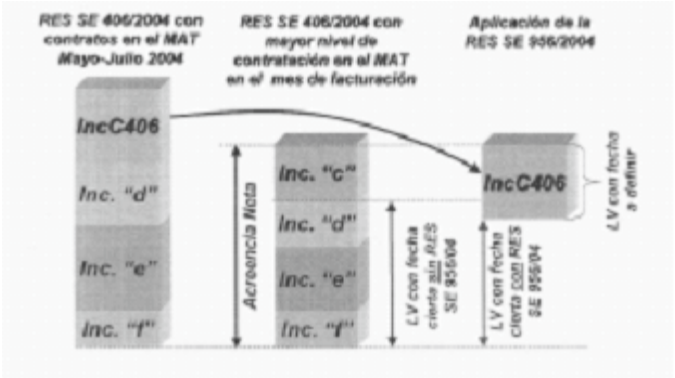
4- Contratos de exportación.

Atento a que los contratos de exportación son de potencia firme y que de acuerdo a lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA No 949 de fecha 17 de septiembre de 2004, tienen un tratamiento distinto a los restantes Contratos del Mercado a Término, el Nivel de Contratación de la parte vendedora para los contratos de exportación vigentes en el período mayo - julio 2004 se determinarken función a su convocatoria durante el mes de facturación.

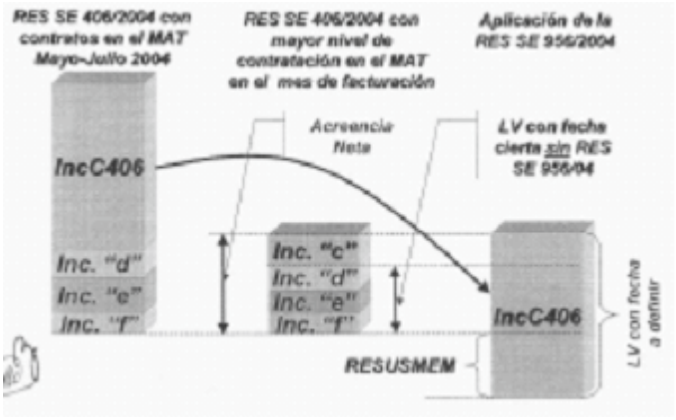
Sí en una hora "h" del mes de facturación, un contrato de exportación resulta convocado, el Nivel de Contratación se calculará como la potencia realmente abastecida a dicho contrato- En el caso no estar convocado en la hora "h" un contrato de exportación, el Nivel de Contratación resultará cero.

5. Cálculo de las acreencias con fecha cierta de vencimiento y del RESUSMEM.

Caso 1



Caso 2



6. Distribución del RESUSMEM entre la parte compradora de los contratos.

El monto total a destinar a la RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MEM (RESUSMEM) se debe repartir en función del aumento de la energía contratada de cada Agente comprador según lo dispuesto en el Artículo 30 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 956/2004, limitando el cargo a aplicar a cada uno de ellos por el valor final de la transacción económica pactada entre las partes según lo señalado en el Artículo 4' de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N' 956/2004.

Si conforme lo anterior, la suma de los pagos a realizar por los Agentes compradores en concepto de cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MEM (RESUSMEM) es inferior al valor resultante de aplicar el máximo entre la diferencia IncC406mk - AcrNet mk) y CERO (0), el saldo faltante para cubrir dicha suma deberá ser distribuida entre los Agentes que tengan vigente contratos en el Mercado a Término (de abastecimiento, o disponibilidad de potencia) con tal Generador o Comercializador de Generación, que hayan incrementado sus demandas y en forma proporciona[a sus energías contratadas, considerando para ello el límite máximo del valor del cargo según lo definido en el párrafo precedente. Si aun así, la suma de los pagos a realizar por los Agentes compradores en concepto de cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDIANO PLAZO DEL MEM (RESUSMEM) es inferior al valor que corresponde al Generador o Comercializador de Generación, la diferencia se distribuirá entre los Agentes que tengan vigente contratos en el Mercado a Término con tal Generador o Comercializador de Generación, en forma proporcional a sus energías contratadas, considerando para ello el límite máximo del valor del cargo según lo definido en el párrafo precedente.

NOTA SSEE Nº 1564/04

SECRETARÍA DE ENERGÍA

BUENOS AIRES ;7 DIC 2004

SEÑOR GERENTE GENERAL:

Me dirijo a usted, debido a inquietudes recibidas respecto a la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA. Nº 956 del 28 de septiembre de 2004, a los efectos de que incluya en la documentación comercial emitida a la parte compradora de los contratos del Mercado a Término, en cumplimiento del artículo 3° de la citada resolución, Ia siguiente leyenda;

"El presente documento se emite por aplicación. del Artículo 3° de la Resolución S.E, N' 956/04 en relación con el Contrato del Mercado a Término celebrado con el Generador (razón social del Agente Generador involucrado) quién a su vez recibirá de CAMMESA, en cumplimiento del Artículo 4° de la citada Resolución, una Liquidación de Venta con fecha de vencimiento a definir, por el mismo importe."

Asimismo, se aclara que ante la falta de pago del Cargo para RESERVA SUSTENTABLE DE MEDUANO PLAZO DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (RESUSMEM) será de aplicación lo dispuesto en la Resolución S.E.T. y C. Nº 29 del 29 de diciembre de 1995. En particular, con relación a lo establecido en el ARTÍCULO 8° de la misma para la certificación de las facturas impagas emitidas por los Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, esa Compañía debe verificar que los volúmenes monetarios de las mismas son coincidentes, con los resultados, imputados al contrato en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) correspondientes, considerando el pago realizado en concepto de RESUSMEM.

Saludo a usted atentamente.

AL SEÑOR GERENTE GENERAL DE LA COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA. (CAMMESA)

Ing. Luis BEURET

S / D

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 957/04

Publicación Boletín Oficial N° 30500 del 06/10/2004

Citas Legales: Res. SE 93/2004; Res. SE 842/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 432/82; Dec. 186/95.

> Instrúyese a CAMMESA a implementar un Plan de Auditorías, con el objeto de controlar y verificar la exactitud, integridad y consistencia de la información remitida a la misma por los agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 19 de la Resolución SE 93/2004.

BUENOS AIRES, 29 DE SEPTIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0211673/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, la SECRETARIA DE ENERGÍA dispuso, en el marco de la actual emergencia económica y pública por la que atraviesa la REPUBLICA ARGENTINA y con el objeto de modular sobre determinados sectores de la demanda, en particular los consumos de carácter “Residencial”, el impacto tarifario que resulta de los incrementos de precio necesarios para reconocer los verdaderos costos de abastecimiento; establecer en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) a partir del 1° de febrero de 2004, la vigencia de TRES (3) niveles de precios mayoristas diferentes, aplicables a las demandas de energía eléctrica que los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) declaren destinadas a abastecer, respectivamente, a Usuarios cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), o a Usuarios cuya demanda sea superior a los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) pero menor a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) o a Usuarios cuya demanda sea mayor o igual a este último valor de demanda.

Que por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 842 del 25 de agosto de 2004, se introduce una diferenciación adicional en los Precios Estacionales a ser aplicados dentro de la clasificación de consumos de hasta DIEZ KILOVATIOS (10 kW) de demanda a aquellos de carácter “Residencial”, de aquellos otros cuyo uso de la energía eléctrica tiene fines generales y/o comerciales, que ostentan consumos no destinados a satisfacer los requerimientos domiciliarios de las casas de familia.

Que de acuerdo a lo previsto por la Ley Nº 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, compete a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) el control y administración de las operaciones que se realizan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para lo cual dispone, entre otros medios técnicos, del SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC) a través del cual se determinan los valores físicos a utilizar en las transacciones económicas de dichos mercados.

Que la estructura y disposición física tal como fue concebido e implementado el SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC), no resultan hoy adecuados para realizar la determinación y control de la información requerida en las transacciones económicas que se producen como consecuencia de la aplicación de las citadas resoluciones, requiriéndose la adopción de otros medios adicionales que permitan conocer en detalle la exactitud, integridad y consistencia de la información recibida del total de los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica con independencia de su categorización.

Que el Artículo 21 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, establece el mecanismo a seguir por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en el caso de no recibirse en tiempo y forma la información requerida, o en el caso de detectar la falta de exactitud, integridad o consistencia de los datos contenidos en la declaración jurada correspondiente a un Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

Que conforme lo expuesto es conveniente, a los fines de efectuar el control y acertada aceptación de los datos remitidos, desarrollar un Plan de Auditorías sobre la información producida por los Agentes Distribuidores en cumplimiento de lo indicado en el Artículo 19 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y el Artículo 10 de la presente resolución, el que debe ser instrumentado a través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que el citado Plan de Auditorías debe considerar adecuadamente la incidencia de la demanda de cada Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en las Transacciones

Económicas totales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), permitiendo disponer en primer lugar, de los resultados correspondientes a los Agentes cuyos volúmenes de energía eléctrica involucrados en las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean más relevantes.

Que con el objeto de establecer las tarifas a usuarios finales, los Organismos de Regulación Provinciales o Municipales y los Poderes Concedentes deben contar en cada caso con la información pertinente de las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), las que en todos los casos deben reflejar fielmente la real demanda de energía eléctrica contenida en la declaración jurada correspondiente al Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica respectivo.

Que en orden a lo precedente cabe destacar que mediante Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003 se señaló entre los objetivos de la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente de esta SECRETARIA DE ENERGÍA, el de monitorear las relaciones con y entre los diferentes operadores del sistema eléctrico, asegurando la adecuada información acerca de las condiciones de demanda y oferta en el corto, mediano y largo plazo.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, el Artículo 35 segundo párrafo y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y los objetivos de la SECRETARIA DE ENERGÍA establecidos en los incisos 1) y 2) de la Planilla Anexa al Artículo 1° del Decreto Nº 1142 del 26 de Noviembre de 2003.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a implementar un Plan de Auditorías, con el objeto de controlar y verificar la exactitud, integridad y consistencia de la información remitida a la misma por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 19 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y el Artículo 10 de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los efectos indicados en el artículo anterior, a llevar adelante, la contratación de servicios de auditoría externa que acrediten prestigio reconocido e independencia de criterio para realizar tareas de esa índole.

A tal efecto, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá dar la máxima difusión el pliego del concurso; para lo cual deberá, como mínimo, publicar el llamado a licitación durante TRES (3) días en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA y en DOS (2) diarios de amplia circulación en el país, invitar a participar a empresas de reconocido prestigio en actividades de auditoría y publicitar en Internet el mencionado llamado. y la respectiva documentación licitatoria.

La contratación indicada deberá realizarse mediante el procedimiento de Concurso Público de Precios y Antecedentes, que asegure la minimización de los costos según el alcance de las especificaciones establecidas en el Pliego de Bases y Condiciones que se adjunta como Anexo I de la presente resolución.

El concurso respectivo se llevará a cabo en la fecha y hora que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA

(CAMMESA) determine, no pudiendo superar la fecha límite para recepción de ofertas un plazo máximo de QUINCE (15) días de haber sido notificada la presente resolución a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Con el objeto de asegurar la aptitud para llevar adelante el Plan de Auditorías propuesto, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) exigirá a los Oferentes la presentación de constancias que demuestren el cumplimiento en forma satisfactoria de la ejecución de tareas similares a las requeridas, así como todo otro antecedente que avale su idoneidad para los trabajos solicitados.

A fin de garantizar el nivel de independencia de criterio exigido, los Oferentes deberán indicar bajo juramento, entre los Agentes que serán objeto de las auditorías previstas, aquellos con los que hayan mantenido vínculos o intereses de orden laboral o profesional durante los DOCE (12)

meses inmediatos anteriores a la fecha de sustanciación del concurso, respecto de los cuales quedarán inhibidos para realizar la auditoría.

ARTÍCULO 3°- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informará a esta SECRETARIA DE ENERGÍA los resultados del concurso realizado dentro de un plazo máximo de VEINTE (20) días hábiles de haber cerrado el Acto de Apertura de Ofertas del Concurso Público de Precios y Antecedentes.

De no recibir instrucciones de esta SECRETARIA DE ENERGÍA dentro de los CINCO (5) días hábiles subsiguientes, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá proceder a:

(i) efectuar la adjudicación del Plan de Auditorías en base al criterio establecido en el Pliego de Bases y Condiciones; (ii) hacer públicos los resultados de la misma; y (iii) suscribir el/los contrato/s respectivo/s en los términos del mencionado Pliego. A este último respecto, se aclara que el/los Auditores que resulte/n adjudicatario/s deberá/n dejar expresa constancia que las actividades a desarrollar, bajo el presente Plan de Auditorías, se efectuarán dentro de la más absoluta reserva y confidencialidad, no pudiendo revelar conocimiento alguno adquirido como resultado de su labor profesional sin la expresa y específica autorización de parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4°- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá debitar del Fondo de Estabilización los fondos requeridos para hacer frente a la realización del Plan de Auditorías establecido por el artículo 1° de la presente resolución en cada oportunidad que corresponda.

A tal fin se deberá asignar a la cancelación de las deudas originadas por los trabajos de este Plan de Auditorías, la prioridad indicada para el inciso b) del punto 5.6 del CAPITULO 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTÍCULO 5°- El Plan de Auditorías instrumentado a través de la presente resolución, deberá abarcar el análisis de los criterios en base a los cuales se realizaron las declaraciones requeridas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y por el Artículo 10 de la presente resolución, las fuentes de información utilizadas y la validación de los valores presentados.

En caso de que, como resultado del análisis de los criterios y fuentes de información puestos a disposición, no pudiera llevarse a cabo la validación de los valores presentados por algún Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica debido a, por ejemplo, falta de datos y/o fuentes de información seguras, deficiencias en las especificaciones de los criterios utilizados, o cualquier otra causa que lleve a esa situación, el Auditor deberá obtener del Agente auditado toda la información que fuere necesaria que permitan, a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), llevar adelante lo dispuesto en el Artículo 21 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y el Artículo 10 de la presente resolución para todo el período comprendido entre la entrada en vigencia de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y la última Transacción Económica cerrada a la fecha de realización de la auditoría.

Si, en base a los análisis realizados por el Auditor, los criterios y fuentes de información puestas a disposición por los Agentes son suficientes para realizar un apropiado control de los valores de la energía eléctrica declarados por el Agente, el Auditor procederá a la validación de los valores correspondientes a CUATRO (4) transacciones económicas mensuales no consecutivas, elegidas en forma aleatoria.

Si de la comparación entre los resultados obtenidos en la validación realizada por el Auditor y los valores informados en sus declaraciones juradas por los Agentes a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), surgiera la existencia de una diferencia económica en desmedro del Fondo de Estabilización, el Auditor deberá realizar el cálculo y constatación del total de la serie de declaraciones juradas desde el primer mes de aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y hasta la última Transacción Económica cerrada a la fecha de realización de la auditoría.

La SECRETARIA DE ENERGÍA, con independencia de lo establecido en los párrafos precedentes, podrá requerir el análisis de la serie completa cuando lo considere conveniente y necesario.

Una vez finalizada la etapa de validación en cada Agente, el Auditor deberá elevar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) un

informe conteniendo los resultados de la Auditoría. En base a los resultados de este informe, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) procederá a refacturar, a aquellos Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, a los cuales se les realizó el análisis de la serie completa de datos presentados y en los meses en los cuales las transacciones económicas calculadas en base a los resultados de la auditoría sean por un monto superior al obtenido a partir de la declaración jurada del Agente.

Simultáneamente y a los efectos que pudieran corresponder, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGÍA de los resultados obtenidos en las auditorías efectuadas.

ARTÍCULO 6°- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá considerar a toda suma adicional que deban abonar los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica como consecuencia de la refacturación señalada en el artículo precedente como falta de pago íntegro y en término del monto correspondiente a la facturación del suministro efectuado, y aplicar sobre las mismas los recargos e intereses estipulados en el apartado 5.5 COBRANZAS A LOS DEUDORES del Capítulo 5 - FACTURACION COBRANZA Y LIQUIDACION de “Los Procedimientos”.

ARTÍCULO 7°- El Plan de Auditorías instrumentado a través de la presente resolución, tendrá una duración máxima de DOS (2) años y se deberán auditar las declaraciones realizadas por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 19 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y en el Artículo 10 de la presente resolución, según el siguiente detalle:

a) Durante el primer año se deberán auditar a la totalidad de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Energía Eléctrica cuyas demandas anuales registradas en el año 2003 sean superiores a SEISCIENTOS GIGAVATIOS HORA (600 GWh) y al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de los restantes.

b) Durante el segundo año se completará la totalidad de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, cualquiera sea su demanda anual.

ARTÍCULO 8°- Se instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a informar a los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, el cronograma del Plan de Auditorías que se implementa a través de la presente resolución y comunicar a cada Agente el Auditor que le sea asignado.

ARTÍCULO 9°- Se instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a que mensualmente eleve a esta SECRETARIA DE ENERGÍA un informe de avance de los trabajos del presente Plan de Auditorías, el que deberá incluir los resultados que se obtengan tan pronto ellos estén disponibles y las refacturaciones que se realicen como producto de los mismos. Asimismo, deberá informar a los Entes Reguladores o a los Poderes Concedentes correspondientes a los Agentes a los que se hubiese refacturado las demandas de energía eléctrica por aplicación de lo establecido en la presente resolución, los resultados del Plan de Auditorías de estos agentes y las refacturaciones realizadas a los mismos.

ARTÍCULO 10.- Se instruye a los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a suministrar toda la información que sea requerida por el Auditor asignado para el logro de su cometido o al personal designado al efecto por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), permitiendo a tal efecto el acceso irrestricto a las bases de datos comercial y demás documentación que fuere necesaria a los efectos del cumplimiento de los objetivos especificados en el Pliego de Bases y Condiciones que forma parte de la presente resolución.

Con tal propósito, cada Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, deberá nominar un responsable técnico de su empresa, el cual será el encargado de realizar la coordinación de las actividades previstas en el cronograma de tareas y responder toda solicitud que realice la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por sí o a través del Auditor asignado actuando en su nombre, en relación al cumplimiento de la presente resolución.

ARTÍCULO 11.- Aclárase que a todos los efectos, la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 842 del 25 de agosto de 2004 es continuadora de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y, por lo tanto, lo preceptuado en los Artículos 19 y siguientes de esta última mantendrá su vigencia con independencia del período estacional o trimestral de que se trate, hasta tanto esta Secretaría no resuelva expresamente en contrario.

ARTÍCULO 12.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 13.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

ARTÍCULO 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 971/04

Publicación Boletín Oficial N° 30507 del 18/10/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 833/2004; Res. SE 936/2004; Res. SE 948/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82.

> Prorrógase, hasta las doce horas (12:00 hs.) Del día 27 de octubre de 2004, la invitación a todos los agentes acreedores del mercado eléctrico mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el organismo encargado del despacho (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4° de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 12 DE OCTUBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo-julio de 2004.

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto de 2004, Nº 936 del 30 de agosto de 2004 y Nº 948 del 17 de septiembre de 2004 se otorgaron sendas prórrogas a la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que por razones de mérito, oportunidad y conveniencia la SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario proceder a prorrogar nuevamente la fecha de vencimiento de invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir para manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Prorrógase, hasta las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 27 de octubre de 2004, la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

ARTÍCULO 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN CONJUNTA SECRETARÍA DE ENERGÍA 1092/04 y SOP 676/04

Publicación Boletín Oficial N° 30511 del 22/10/2004

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Dec. 1283/2003; Dec. 252/98; Dec. 408/93; Dec. 417/98; Dec. 454/98; Ley 24.954; Ley 25.671; Ley 25.685; Ley 25.725; Res. Conjunta SE 448/98 y SPEyR 31/98

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. para que transfiera en forma trimestral y directamente a la cuenta especial exclusiva del fondo especial de Salto Grande de las comisiones administradoras del mismo en cada provincia, los fondos provenientes de la recaudación de los excedentes de la explotación de salto grande, según Ley Nº 24.954, previa autorización de la Secretaria de Energía. Asimismo, se instruye a Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. para que calcule mensualmente y consolide trimestralmente el monto que corresponderá transferir a las provincias de Entre Ríos, Corrientes y Misiones, proveniente de los excedentes derivados de la explotación del citado complejo hidroeléctrico.

BUENOS AIRES, 20 DE OCTUBRE DE 2004

VISTO, el Expediente Nº S01:0227286/2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el 5 de febrero de 1998 fue suscripta, ad referéndum del PODER EJECUTIVO NACIONAL, un Acta-Acuerdo entre la NACION ARGENTINA (la NACION) y las Provincias de ENTRE RIOS y CORRIENTES (LAS PROVINCIAS), relativa al APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE.

Que en la Cláusula Segunda de la mencionada Acta-Acuerdo se convino que cada una de las Provincias conformaran un FONDO ESPECIAL DE SALTO GRANDE, con el fin de ejecutar las obras complementarias contempladas en el Convenio y Protocolo Adicional de 1946 para el aprovechamiento de los rápidos del Río Uruguay en la zona de Salto Grande, y aquellas otras que fueran necesarias para mitigar los efectos negativos de la explotación del complejo, la utilización del agua con fines domésticos, de riego, navegación y todo lo conducente al desarrollo de la región, conforme se plasma en los objetivos originarios.

Que se acordó también que dichos FONDOS se integrarían con los aportes que trimestralmente debía depositar la NACION, a partir de la firma de la mencionada Acta, provenientes de los excedentes derivados de la explotación del COMPLEJO HIDROELECTRICO SALTO GRANDE y que anteriormente se destinaban a integrar el Fondo Unificado (Artículo 37 de la Ley Nº 24.065).

Que la mencionada Cláusula Segunda estableció también que los depósitos referenciados se concretarían inicialmente con el VEINTE POR CIENTO (20%) de dichos excedentes, y que anualmente se debería incrementar el referido aporte en la misma proporción del VEINTE POR CIENTO (20%), de manera tal que al transcurrir el QUINTO (5º) año se transfiriera el CIEN POR CIENTO (100%) de los recursos que resulten como excedentes de la indicada explotación hidroeléctrica.

Que en la Cláusula Tercera se acordó que LAS PROVINCIAS deberían remitir anualmente a la NACION el plan de obras, las rendiciones de cuentas sobre el destino y detalle de los gastos de los mencionados fondos y toda otra información vinculada al efecto.

Que se convino también que, en caso de incumplimiento de lo establecido en la Cláusula Segunda del mencionado Acta Acuerdo, la NACION suspendería inmediatamente la remisión de fondos, y exigirá el resarcimiento pertinente.

Que el 5 de marzo de 1998 el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el Decreto Nº 252, aprobando en tanto fuesen materias de su competencia, las cláusulas Primera, Segunda y Tercera del Acta-Acuerdo antes mencionada, con el alcance expresado en los Artículos 2º, 3º y 4º del citado Decreto.

Que el 7 de abril de 1998 fue suscripta un Acta-Acuerdo entre la NACION y las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, modificatoria del Acta-Acuerdo del 5 de febrero de 1998, en la que se convino distribuir los excedentes derivados de la explotación del COMPLEJO HIDROELECTRICO SALTO GRANDE en la siguiente proporción: el SESENTA Y SIETE COMA CINCO POR CIENTO (67,5%) a la Provincia de ENTRE RIOS, el VEINTISIETE COMA CINCO POR CIENTO (27,5%) a la Provincia de CORRIENTES y el CINCO POR CIENTO (5%) a la Provincia de MISIONES.

Que el 15 de abril de 1998 el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el Decreto Nº 417, que sustituyó el Artículo 1º del mencionado Decreto Nº 252, del 5 de marzo de 1998, y aprobó, en tanto fuesen materias de su competencia, las cláusulas Primera, Segunda y Tercera del mencionado Acta-Acuerdo del 7 de abril de 1998, con los alcances expresados en los Artículos 2º, 3º y 4º del citado Decreto Nº 417 del 15 de abril de 1998.

Que el 22 de abril de 1998 el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION sancionó la Ley Nº 24.954, que ratificó en todos sus alcances lo acordado entre la NACION y las Provincias de ENTRE RIOS y CORRIENTES el 5 de febrero de 1998, con relación al APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE, con el fin de cumplir los objetivos fundacionales y conducir al desarrollo de dichas Provincias, concordante con el Decreto Nº 252 del 5 de marzo de 1998, del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que, asimismo, ratificó en todos sus alcances el Acta-Acuerdo suscripta con fecha 7 de abril de 1998, refrendada mediante Decreto Nº 417 del 15 de abril de 1998, del PODER EJECUTIVO NACIONAL, firmada entre el ESTADO NACIONAL y las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, modificatoria y complementaria de la mencionada en el primer Considerando en lo referente a las proporciones de distribución de los excedentes derivados de la explotación del COMPLEJO HIDROELECTRICO SALTO GRANDE.

Que el 27 de abril de 1998 el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el Decreto Nº 454, que promulgó la mencionada Ley Nº 24.954.

Que la Resolución Conjunta de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 448 y de la ex SECRETARIA DE PROGRAMACION ECONOMICA Y REGIONAL Nº 31 de fecha 11 de septiembre de 1998, estableció pautas organizativas a efectos de dar cumplimiento a lo establecido por la Ley Nº 24.954.

Que la Ley Nº 25.671 promulgada de hecho conforme la Ley Nº 25.685 del 2 de enero de 2003, excluyó al Fondo Especial de Salto Grande creado por la Ley Nº 24.954 de la materia sujeta a la regulación y disposición de la competencia presupuestaria atribuida por la CONSTITUCION NACIONAL al PODER EJECUTIVO NACIONAL y al Señor Jefe de Gabinete de Ministros, no formando parte el mismo del Presupuesto de Gastos y Recursos de la Administración Nacional.

Que la mencionada Ley, en su Artículo 2º dispone que la totalidad de la recaudación del Fondo Especial de Salto Grande -Ley Nº 24.954- correspondiente a los excedentes de Salto Grande, deberá ser depositada en la medida que se perciban, en una cuenta recaudadora especial a nombre de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y de dicho Fondo.

Que las transferencias a la cuenta del FONDO ESPECIAL DE SALTO GRANDE, serán posibles a medida que los excedentes citados sean efectivamente percibidos.

Que la Ley Nº 25.725, en su Artículo 92, excluye del cálculo de Recursos y Gastos para el ejercicio 2003 el monto fijado en el Artículo 1º de la misma norma, en concepto de Fondo Especial de Salto Grande.

Que asimismo, la Ley Nº 25.671 establece que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) transferirá los fondos contemplados en la Ley 24.954 a la cuenta especial exclusiva del FONDO ESPECIAL DE SALTO GRANDE de las comisiones administradoras del mismo en cada Provincia, requiriendo la presentación previa del plan de obras, el de inversión en desarrollo regional como asimismo las pertinentes rendiciones trimestrales y anuales debidamente aprobadas.

Que oportunamente y a través de la Resolución Conjunta de fecha 11 de setiembre de 1998 Nº 448 y Nº 31, emitida respectivamente por la SECRETARIA DE ENERGIA y por la SECRETARIA DE PROGRAMACION ECONOMICA Y REGIONAL, ambas dependientes del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS se establecieron los procedimientos a aplicar para concretar las transferencias de recursos conforme lo establecido en la Ley Nº 24.954.

Que en vista de lo definido en la Ley Nº 25.671, resulta de la exclusiva competencia del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS regular todo lo atinente a las mencionadas transferencias.

Que resulta necesario en consecuencia adecuar los procedimientos de transferencia vigentes incluyendo los mecanismos relativos a la presentación de los planes de obras e inversiones y rendiciones trimestrales, definiendo el temperamento a seguir en caso que se verifique un incumplimiento de los mismos y a la vez dar tratamiento a los incumplimientos operados a la fecha del dictado de la presente, no contemplado en las normas anteriores.

Que compete a la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS la consideración de los planes de obras, las rendiciones de cuentas sobre el destino y detalle de los gastos de los mencionados fondos, así como su seguimiento en el marco de la política nacional en la materia.

Que es responsabilidad ulterior de la SECRETARIA DE ENERGIA autorizar las transferencias de fondos a cada una de las Provincias y comunicar dicha autorización a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que el Artículo 14 del Decreto Nº 408 del 12 de marzo de 1993, establece que la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION dependiente de la PRESIDENCIA DE LA NACION será responsable de controlar el destino y la eficiencia con que las Provincias aplican los fondos que, con afectación específica, se asignan a éstas anualmente en la Ley de Presupuesto General de Gastos y Cálculo de Recursos de la Administración Nacional.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Decretos Nº 1283 de fecha 24 de mayo de 2003 y Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Por ello,

EL SECRETARIO DE OBRAS PUBLICAS

Y

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVEN:

Artículo 1º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que proceda a transferir en forma trimestral y directamente a la cuenta especial exclusiva del Fondo Especial de Salto Grande de las Comisiones Administradoras del mismo en cada Provincia, los fondos provenientes de la recaudación de los excedentes de la explotación de Salto Grande, según Ley Nº 24.954, previa autorización emitida por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 2º- Instrúyese a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) para que calcule mensualmente y consolide trimestralmente, el monto que corresponderá transferir a las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, proveniente de los excedentes derivados de la explotación del COMPLEJO HIDROELECTRICO SALTO GRANDE, según las pautas que surgen de las Actas- Acuerdo ratificadas por la Ley Nº 24.954.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) constituirá una cuenta recaudadora especial a su nombre y del FONDO ESPECIAL DE SALTO GRANDE, y depositará en ella los excedentes derivados de la explotación del COMPLEJO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE.

Las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES podrán solicitar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) que los montos acumulados en la cuenta recaudadora especial sean aplicados financieramente. En ese caso, se agregarán a la cuenta los intereses resultantes de las colocaciones financieras efectuadas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informará mensualmente a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) las cifras correspondientes al excedente de explotación de SALTO GRANDE, los intereses derivados de eventuales colocaciones financieras, los montos efectivamente cobrados, los gastos asociados a la constitución y operación de la cuenta recaudadora especial constituida al efecto, así como toda otra información necesaria para calcular los montos a transferir.

Artículo 3º- A los efectos indicados en la presente medida, se considerarán trimestres calendario los conformados por los siguientes períodos de cada año: enero a marzo, abril a junio, julio a setiembre, octubre a diciembre.

La contabilización de los montos correspondientes a los excedentes transferibles tomará como punto de partida la fecha de celebración del Acta Acuerdo del 5 de febrero de 1998.

Los montos transferibles se calcularán según las proporciones establecidas en la Cláusula Segunda de las Actas Acuerdo ratificadas por la Ley Nº 24.954, es decir, del 5 de febrero de 1998 al 4 de febrero de 1999, el VEINTE POR CIENTO (20%); del 5 de febrero de 1999 al 4 de febrero del 2000, el CUARENTA POR CIENTO (40%); del 5 de febrero del 2000 al 4 de febrero del 2001, el SESENTA POR CIENTO (60%), del 5 de febrero del 2001 al 4 de febrero del 2002, el OCHENTA POR CIENTO (80%); y desde el 5 de febrero del 2002 el CIEN POR CIENTO (100%). Antes de cumplirse CUARENTA (40) días corridos de finalizado cada mes, EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) remitirá a la SECRETARIA DE ENERGIA un informe detallado sobre el cálculo del excedente de SALTO GRANDE, lo efectivamente cobrado, los intereses derivados de las eventuales colocaciones financieras y los gastos

asociados a la constitución y operación de la cuenta recaudadora especial, todo lo anterior según lo informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y los montos que correspondan a cada Provincia. Los informes correspondientes a los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre, incluirán también el informe consolidado trimestral.

Artículo 4º- EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) deberá informar a la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS y a la SECRETARIA DE ENERGIA la proyección anual del recurso a transferir desagregado por provincia, con actualización trimestral, quien a su vez, a fines informativos, la comunicará a las Provincias para la estimación de sus programaciones de ejecución financiera.

Artículo 5º- Antes del 30 de noviembre de cada año, las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, con la intervención de las respectivas Comisiones Administradoras del Fondo Especial de Salto Grande, deberán remitir a la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS, el plan de obras previsto para el siguiente año calendario, con el apropiado nivel de detalle.

Artículo 6º- Antes del 31 de enero de cada año, las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, con la intervención de las respectivas Comisiones Administradoras del Fondo Especial de Salto Grande, deberán remitir a la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS, las rendiciones de cuentas sobre el destino y detalle de los gastos de los fondos, su comparación con las previsiones efectuadas al iniciarse el ejercicio anterior y toda otra información adicional que la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS le requiera para el eficaz desempeño de su cometido.

Artículo 7º- Las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES deberán remitir a la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS, en forma trimestral, la información necesaria a los fines de realizar un seguimiento de la programación físico- financiera de la ejecución de las obras, hasta las siguientes fechas límite: 31 de enero, 30 de abril, 31 de julio y 31 de octubre de cada año. En todos los casos, las rendiciones de cuentas y los informes que sean presentados por las Provincias, los cuales incluirán el estado de saldo de las cuentas especiales de los fondos, deberán contar con la intervención de las Comisiones Administradoras del Fondo Especial de Salto Grande en cada una de ellas, y estar certificados por los organismos técnicos y de control competentes de las Provincias, acompañados de la documentación respaldatoria.

La SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS verificará la adecuada correspondencia entre la programación financiera y el uso del recurso afectado, para lo cual podrá realizar las auditorías que estime corresponder.

Artículo 8º- Con frecuencia trimestral, la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS evaluará, e informará a la SECRETARIA DE ENERGIA, el cumplimiento de las condiciones establecidas por las Actas Acuerdo ratificadas por la Ley Nº 24.954 para la transferencia de fondos a cada una de las Provincias. Tal información deberá ser entregada a la SECRETARIA DE ENERGIA con una anticipación no inferior a DIEZ (10) días al vencimiento de los plazos de transferencia establecidos en el artículo siguiente, o sea 10 de mayo, 10 de agosto, 10 de noviembre y 10 de febrero.

Artículo 9º- Con la conformidad previa de la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS establecida en el artículo precedente, la SECRETARIA DE ENERGIA autorizará a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar las transferencias trimestrales a las cuentas exclusivas que hayan habilitado las Provincias de acuerdo a la normativa vigente, indicando a tal efecto, el monto que corresponde transferir a cada una de ellas.

El monto a transferir comprenderá los excedentes de explotación de SALTO GRANDE efectivamente cobrados y los intereses derivados de eventuales colocaciones financieras, neto de los gastos asociados a la constitución y operación de la cuenta recaudadora especial constituida al efecto.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) efectuará las transferencias hasta el monto autorizado y sobre los fondos efectivamente ingresados a la cuenta especial. Los eventuales faltantes de ingreso con relación al monto autorizado serán transferidos, a medida que ingresen a la cuenta especial, con frecuencia mensual.

Las autorizaciones de las transferencias a las Provincias beneficiarias se realizarán como límite en las fechas posteriores a la finalización de cada trimestre que a continuación se indican:

• enero - marzo: 20 de mayo

• abril - junio: 20 de agosto

• julio - septiembre: 20 de noviembre

• octubre - diciembre: 20 de febrero

En caso de no recibir el informe de la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS con la anticipación establecida, la SECRETARIA DE ENERGIA asumirá que se mantiene la situación indicada en el último informe recibido,

solamente por el trimestre siguiente. En caso de no contar con el aludido informe para el trimestre subsiguiente, la SECRETARIA DE ENERGIA no autorizará el desembolso correspondiente a este último trimestre.

Artículo 10.- En caso de incumplimiento por parte de las Provincias de las obligaciones a su cargo, y sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 12 de la presente resolución, la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS -estimando el grado PORCENTUAL (%) de cumplimiento- informará tal situación a la SECRETARIA DE ENERGIA quien podrá disponer, en forma parcial o total según el aludido PORCENTUAL (%), la suspensión de la remisión de los fondos.

A fin de regularizar la situación que hubiese dado lugar a la suspensión de la transferencia de los fondos, la Provincia involucrada deberá, en su caso:

1. Si el incumplimiento está relacionado con la falta de presentación de información (plan de obras, rendiciones del destino y detalle de los gastos, ejecución físico-financiera y estado de saldos de las cuentas especiales exclusivas): la Provincia deberá presentar la documentación faltante, conformada por la Comisión Administradora Provincial del Fondo Especial de Salto Grande, a satisfacción de la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS.

2. Si el incumplimiento está relacionado con la falta de correspondencia entre la programación financiera y la aplicación del recursos afectado: la Provincia deberá presentar un informe que explicite las razones fundadas de tal incumplimiento y un plan de regularización de ejecución, a corto plazo, que redefina el plan de obras y la inmediata utilización de los fondos disponibles acreditando que los mismos están depositados en la cuenta especial exclusiva, todo ello a satisfacción de la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS.

La SECRETARIA DE ENERGIA podrá autorizar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar pagos parciales en la medida que las Provincias regularicen su situación y por los montos que dicha regularización comprenda, hasta tanto se constate la plena normalización de la ejecución del Fondo Especial de Salto Grande.

Artículo 11.- Las Provincias que a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución, presenten incumplimientos relacionados con períodos anteriores, por los cuales las transferencias de fondos se encuentren suspendidas parcial o totalmente, podrán regularizar su situación, respecto de los fondos devengados y a devengarse en el futuro, cumpliendo los procedimientos previstos en el artículo 10.

Las transferencias de excedentes correspondientes a períodos anteriores a la vigencia de la Ley Nº 25.671, serán gestionadas por la SECRETARIA DE ENERGIA, y efectivizadas en el marco de la normativa presupuestaria correspondiente.

Artículo 12.- La SINDICATURA GENERAL DE LA NACION dependiente de la PRESIDENCIA DE LA NACION, tendrá a su cargo el contralor de lo dispuesto por la Ley Nº 24.954, debiendo informar a la SECRETARIA DE ENERGIA y a la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS ante un eventual incumplimiento por parte de las Provincias beneficiarias. En caso que las Provincias no presenten la documentación estipulada en el artículo 10 de la presente norma a fin de regularizar la situación, o que ésta no resulte satisfactoria a juicio de la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS, dicha Secretaría comunicará tal circunstancia al organismo legal competente, a fin de gestionar el pertinente resarcimiento.

Artículo 13.- Notifíquese a las Provincias de ENTRE RIOS, CORRIENTES y MISIONES, a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA).

Artículo 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.- José F. López.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1097/04

Publicación Boletín Oficial N° 30514del 27/10/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 833/2004; Res. SE 936/2004; Res. SE 948/2004; Res. SE 971/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82.

> Resuélvese prorrogar hasta las 12:00 hs. del día 19 de noviembre de 2004, la invitación a todos los Agentes Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el organismo encargado del despacho utiliza para las declaraciones y licitaciones del mencionado mercado, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4° de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 26 DE OCTUBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo-julio de 2004.

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto de 2004, Nº 936 del 30 de agosto de 2004 y Nº 948 del 17 de septiembre de 2004 se otorgaron sendas prórrogas a la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que finalmente por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 971 del 12 de octubre de 2004 se prorrogó hasta el 27 de octubre de 2004 la invitación a todos los Agentes Privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que por razones de mérito, oportunidad y conveniencia la SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario proceder a prorrogar nuevamente la fecha de vencimiento de invitación a todos los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir para manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del FONDO

PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Prorrógase, hasta las DOCE HORAS (12:00 Hs.) del día 19 de noviembre de 2004, la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

ARTÍCULO 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1099/04

Publicación Boletín Oficial N° 30514 del 27/10/2004

Citas Legales: Res. SE 174/2000; Res. SEyM 228/2000; Res. SE 181/2002; Res. SE 832/2003; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Ley 25.401; Ley 11.672 (t.o. 1999)

Resuélvese sustituir el artículo 8º del Estatuto del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, con la finalidad de establecer pautas relativas a la organización y denominación del sistema de contralor interno del mencionado Fondo.

BUENOS AIRES, 3 DE NOVIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0213630/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que en la Reunión Plenaria Ordinaria Nº 103 del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE) celebrada los días 18 y 19 de agosto de 2004 se resolvió por unanimidad una serie de pautas relativas a la organización y denominación del sistema de contralor interno del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL que resultan ser adecuadas para su funcionamiento.

Que, siendo ello así, corresponde el dictado del acto respectivo que modifique los criterios vigentes sobre el particular.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico”, integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065, y en el Artículo 74 de la Ley Nº 25.401, incorporado a la Ley Nº 11.672 COMPLEMENTARIA PERMANENTE DEL PRESUPUESTO (t.o. 1999) por el Artículo 116 de la Ley Nº 25.401.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustitúyese el Artículo 8º del ESTATUTO DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL que fuera aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 174 del 30 de junio de 2000, modificada por Resolución de la ex – SECRETARIA DE ENERGÍA Y MINERIA Nº 228 del 30 de noviembre de 2000, por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 181 del 22 de noviembre de 2002 y por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 832 del 6 de noviembre de 2003, por el siguiente:

“ARTÍCULO 8º — CUERPO DE CONTROL DE GESTION INTERNO.”

“El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), designará en Plenario bajo el mismo procedimiento y por igual período que el Vocal del Comité de Administración, a DOS (2) Controladores de Gestión Internos Titulares y DOS (2) Controladores de Gestión Internos Suplentes, que realizarán el Control de Gestión del Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF). Los Controladores de Gestión Internos serán miembros del CONSEJO FEDERAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), el informe de control deberá ser presentado en cada Plenario del Consejo, por informe escrito y contendrá todas las operaciones realizadas con los recursos del Fondo.”

Artículo 2º- Instrúyese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) a elaborar un texto ordenado del ESTATUTO DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL.

Artículo 3º- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) y al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1414/04

Publicación Boletín Oficial N° 30542 del 05/12/2004

Citas Legales: Res. SE 396/2004; Dec. 1142/2003; Dec. 186/95; Dec. 432/82; Ley 15.336.

Autorízase a Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) a realizar la facturación correspondiente a la Función Técnica de Transporte en los términos de la Resolución SE 396/2004, a los Usuarios de la Función Técnica de Transporte (UFTT).

BUENOS AIRES, 30 DE NOVIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0152905/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución Nº 396 del 22 de abril de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO:

Que la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 396 del 22 de abril de 2004, definió la tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT) de carácter “firme”.

Que al ingresar al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) un USUARIO DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (UFTT) debe acordar la tarifa de peaje con el PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) correspondiente y que, de no existir acuerdo entre dicho usuario y tal prestador en la determinación de la tarifa de peaje, ésta se fijará de acuerdo a la normativa vigente.

Que al respecto la normativa vigente queda definida por los Artículos 2º, 3º y 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 396 del 22 de abril de 2004, por la cual la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) realiza la facturación a los usuarios que no acuerdan con el PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) correspondiente.

Que, de acuerdo a la solicitud presentada por los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT), no se produciría ningún perjuicio económico a los agentes GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) que resultaren alcanzados por la solicitud formulada por dichos prestadores, en tanto estos últimos se comprometen a efectuar la facturación correspondiente en los términos de los Artículos 2º, 3º y 4º de la Resolución mencionada, tal como la realizaría la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en cumplimiento de la regulación aplicable.

Que el Artículo 6º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 396 del 22 de abril de 2004 estableció el requerimiento de información que los agentes prestadores deben informar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) independientemente de que realicen o no la facturación.

Que, como los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) deben contar con la información necesaria y suficiente para poder ejercer el control y verificación de la facturación del servicio de la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) de carácter “Firme”, resulta conveniente que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informe, anexo a cada DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (DTE) los valores físicos y monetarios que resultan de la aplicación de lo normado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 396 del 22 de abril de 2004.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º- Autorízase a los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) listados en el Anexo de la presente resolución a realizar la facturación correspondiente a la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE en los términos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 396 de fecha 22 de abril de 2004, los que se obligan a aplicar en su totalidad a través de la declaración jurada que deberán presentar previo y/o conjuntamente con la conformidad establecida en el artículo siguiente, a los USUARIOS DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (UFTT) también listados en el Anexo del presente acto.

ARTÍCULO 2º- La autorización otorgada por el artículo precedente entrará en vigor, para cada USUARIO DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (UFTT) en particular, a partir del primer día del período mensual inmediato posterior a la fecha en que el respectivo PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) haya presentado, ante la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la conformidad expresa del primero para proceder con tal objetivo.

ARTÍCULO 3º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a informar, como un anexo a cada DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (DTE), los valores físicos y monetarios de la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) que surgen por aplicación de lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 396 de fecha 22 de abril de 2004, correspondientes a cada PRESTADOR y USUARIO alcanzados por el artículo 1° de la presente resolución.

ARTÍCULO 4º- Téngase por sustituida cualquier disposición que no hubiere sido reemplazada o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

ARTÍCULO 5º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a comunicar a los PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) y a los USUARIOS DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (UFTT) listados en el Anexo del presente acto.

ARTÍCULO 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTÍCULO 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1416/04

Publicación Boletín Oficial N° 30540 del 02/12/2004

Citas Legales: Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 833/2004; Res. SE 936/2004; Res. SE 948/2004; Res. SE 971/2004; Res. SE 1097/2004; Res. SE 1225/2004; Res. SE 826/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82.

> Prorrógase, la invitación a todos los Agentes Acreedores con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del sistema de ofertas y adjudicaciones (SLOYA) que el organismo encargado del despacho (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MEM, su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la RESOLUCIÓN SE 406/2003, y su aclaratoria la RESOLUCIÓN SE 943/2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MEM tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 1 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO :

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGÍA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo-julio de 2004.

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 833 del 17 de agosto de 2004, Nº 936 del 30 de agosto de 2004, Nº 948 del 17 de septiembre de 2004, Nº 971 del 12 de octubre de 2004 y Nº 1.097 del 26 de octubre de 2004 se otorgaron sendas prórrogas a la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que finalmente mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1225 del 19 de noviembre de 2004 se prorrogó hasta el 3 de diciembre de 2004 la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, el Acto a que hace referencia la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, debe perfeccionarse a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGÍA definirá al efecto.

Que, resulta conveniente y oportuno establecer primeramente los lineamientos generales, como así también los aspectos esenciales de organización, en base a los cuales se gestionarán las ampliaciones objeto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y los compromisos que asumen tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA, como los Agentes privados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que adhieran a la operatoria implementada a través de la misma, quedando para una segunda etapa la confección del "Acuerdo Definitivo", el cual será suscripto "ad referéndum" del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Prorrógase, hasta la fecha que se establecerá en la resolución mencionada en el artículo 2º de la presente, la invitación a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

ARTÍCULO 2°- Establécese que por Resolución esta SECRETARIA DE ENERGÍA fijará los lineamientos generales, como así también los aspectos esenciales de organización, en base a los cuales se gestionarán las ampliaciones objeto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y los compromisos que asumen tanto esta SECRETARIA DE ENERGÍA, como los Agentes privados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que adhieran a la operatoria implementada a través de la misma, quedando para una segunda etapa la confección del "Acuerdo Definitivo", el cual será suscripto "ad referendum" del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTÍCULO 3°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1417/04

Publicación Boletín Oficial N° 30540 del 02/12/2004

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95.

> Aplícase para la Programación Definitiva de Verano 2004-2005 para el MEM y para el MEMSP lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. del Capítulo 2 Precios Estacionales de ”Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” aprobados por Resolución SEE 61/92, sus modificatorias y complementarias.

VISTO el Expediente Nº S01:0278994/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD

ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGÍA la Programación Definitiva de Verano 2004-2005 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de regularizar la cadena de pagos a los Acreedores y favorecer la recomposición del Mercado a Término, esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera necesario, en vista de la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda, modular el impacto del marcado incremento estacional que técnicamente sería necesario implementar de inmediato para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla, postergándolo a futuro.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°- Aplícase para la Programación Definitiva de Verano 2004-2005 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.10. del Capítulo 2 Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

ARTÍCULO 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR

DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

ARTÍCULO 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1418/04

Publicación Boletín Oficial N° 30544 del 09/12/2004

Citas Legales: Res. SE 106/2002; Res. SE 1/2003; Res. SE 105/2004; Res. SE 938/2004; Res. SE 130/2003; Res. SE 197/2003; Res. SE 194/2003; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95.

> Autorizar a CAMMESA, en el marco de la operatoria establecida por la Resolución de la SE 106/2003, sus modificatorias y complementarias, a recibir las facturas emitidas a su nombre por los adjudicatarios de equipos mayores y/o servicios; sin perjuicio de ello, en la medida que no contradiga lo resuelto por la presente resolución, las condiciones para transferir los montos de pagos por las facturas son, en un todo de acuerdo, las establecidas en el artículo 2º del reglamento para la financiación de la obras RESOLUCIÓN SE 1/2003 aprobado por la RESOLUCIÓN SE 194/2003.

BUENOS AIRES, 2 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0299417/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 23 de octubre de 2002, y

CONSIDERANDO:

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 se identificó un conjunto de Obras de Adecuación para el sistema de transporte, las que atendiendo a la necesidad de mantener la operatividad de la red se incluyeron en los mecanismos previstos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1 del 1º de enero de 2003 a los fines de su ejecución y financiamiento.

Que en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 105 del 27 de enero de 2004 y Nº 938 del 31 de agosto de 2004, se incorporaron otras Obras de Adecuación adicionales al Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003.

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 938 del 31 de agosto de 2004, se incorpora en carácter de “Contratista”, a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), para la concreción de un banco de compensación capacitiva paralelo de CIEN (100) MVAr, a instalarse en la “E.T. RODRIGUEZ”.

Que los Agentes Transportistas y/o Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que han sido o serán designados como “Contratistas” para la construcción de las obras habilitadas por la operatoria referida en el primer considerando, son responsables de la gestión de la compra de los Equipos Mayores y/o eventuales servicios de terceros no vinculados a la empresa “Contratista”.

Que el alcance de la gestión de compra referida en el considerando precedente está limitada a las especificaciones de ingeniería, la verificación del cumplimiento de las mismas en la ejecución del diseño, la calidad de materiales y mano de obra, el seguimiento en la fabricación, la observancia de los controles de calidad, la realización satisfactoria de los ensayos, y el avance del proceso de acuerdo al cronograma, así como toda otra condición establecida en la Orden de Compra respectiva.

Que no obstante, una vez cumplimentadas y verificadas satisfactoriamente todas las obligaciones señaladas de su competencia, el Agente Transportista y/o Distribuidor no tiene otra responsabilidad, frente a la SECRETARIA DE ENERGÍA, la COMISION DE OBRAS RESOLUCIÓN S.E. Nº 1/2003 (en adelante la COMISION), o el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con relación a eventuales incumplimientos imputables al Adjudicatario de la provisión de Equipos Mayores y/o servicios.

Que según lo establece la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 130 del 24 de marzo de 2003 en su Artículo 1º, las garantías que avalan el cumplimento de realización de los contratos de Equipos Mayores y/o Subcontratistas de Obras se realizan mediante un fideicomiso de garantías, al cual se le incorporan las garantías otorgadas por los mismos Adjudicatarios de dichos equipos y/o servicios, exclusivamente por los bienes o tareas objeto de su responsabilidad, de acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con el respectivo Agente Transportista y/o Distribuidor, suscritos bajo instrucciones y/o supervisión de la COMISION.

Que adicionalmente, los activos adquiridos mediante la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus modificatorias y complementarias, una vez cumplimentados los contratos con los Adjudicatarios de Equipos Mayores, pasan a formar parte del fideicomiso de garantías, y se liberan para la transferencia de su propiedad sólo a la culminación del período de amortización de la obra establecido en el Artículo 13 de la Resolución antes citada, y

reintegradas las sumas erogadas por el “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 01/2003”.

Que el Numeral 6.5. —Facturación e Impuestos— del modelo de Contrato aprobado mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 197 del 15 de mayo de 2003 establece que el Adjudicatario de los Equipos Mayores le facturará al Agente Transportista, y esta le facturará, previa conformidad de la COMISION, al OED, o a quien el OED le indique en oportunidad del perfeccionamiento del Contrato de Fideicomiso previsto en el Artículo 10 del mismo contrato, en un todo de acuerdo a los lineamientos previstos en las RESOLUCIÓNES SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1 del 2 de enero de 2003, Nº 106 del 28 de febrero de 2003, y Nº 130 del 24 de marzo de 2003, y el “Reglamento para la Financiación de la Obras Res. S.E. Nº 1/2003” aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 194 del 13 de mayo de 2003.

Que en la práctica, no prevista al momento de aprobación del modelo de contrato, la operatoria de refacturación detallada en el Considerando precedente, resultó dificultar la tramitación de los pagos de los Equipos Mayores por parte del OED, en virtud de las distintas situaciones y posiciones tributarias que ostentan los Agentes Transportistas, dificultad que merece subsanarse en tanto ello no modifica la responsabilidad de los Agentes Transportistas designados como “contratistas” respecto del cumplimiento de los Adjudicatarios de la provisión de Equipos Mayores y/o servicios, así como también de las garantías estipuladas.

Que, en función de lo indicado anteriormente y en virtud de un principio de economía administrativa, es conveniente adecuar esta operatoria, mediante la modificación del numeral 6.5. -Facturación e Impuestos- del modelo de contrato aprobado mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 197 del 15 de mayo de 2003, a fin de simplificar y uniformar la tramitación de los pagos a los proveedores Adjudicatarios de Equipos Mayores y/o servicios, mediante la autorización a la emisión por parte de estos últimos de las facturas por los montos a entregar, a nombre de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que sin perjuicio de lo mencionado en el Considerando precedente, y a los fines de no alterar los procedimientos de algunas contrataciones todavía en trámite, se entiende conveniente plantear estas adecuaciones como una opción a la práctica vigente.

Que en consecuencia y frente a las disposiciones contenidas en el Anexo 18, Apartado 7.3 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, resulta necesario aclarar, para este caso excepcional no previsto en las precitadas normas, quien será el emisor de la factura a presentar a CAMMESA en el marco del procedimiento especial establecido en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1 del 2 de enero de 2003, sus modificatorias y complementarias.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º- Autorizar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en el marco de la operatoria establecida por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus modificatorias y complementarias, a recibir las facturas emitidas a su nombre por los Adjudicatarios de Equipos Mayores y/o servicios; sin perjuicio de ello, en la medida que no contradiga lo resuelto por la presente resolución, las condiciones para transferir los montos de pagos por las facturas son, en un todo de acuerdo, las establecidas en el Artículo 2º del “Reglamento para la Financiación de la Obras Res. S.E. Nº 1/2003” aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 194 del 13 de mayo de 2003.

ARTÍCULO 2º- Sustitúyase la cláusula 6.5. del Modelo de Contrato aprobado por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 197, del 15 de mayo de 2003 por el siguiente texto: “Cláusula 6.5. Facturación e Impuestos. El Adjudicatario de los Equipos Mayores y/o servicios podrá facturar a nombre del OED, o a nombre de la Transportista y/o el Distribuidor. En el primer caso, la factura deberá contar con la conformidad de la Transportista y/o el Distribuidor. En el segundo caso, la Transportista y/o el Distribuidor le refacturarán al OED el monto facturado por el Adjudicatario de los Equipos Mayores y/o servicios. En

ambos casos, las facturas a presentar al OED deberán contar con la conformidad de la Comisión para proceder a su pago. Asimismo, el OED podrá indicar un destinatario diferente de la factura en oportunidad del perfeccionamiento del Contrato de Fideicomiso previsto en el Artículo 10 del presente contrato, en un todo de acuerdo a los lineamientos previstos en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1/2003, 106/2003, con su modificatoria Nº 130/2003, y el Reglamento. Con relación a los impuestos, en todo lo que sea aplicable, se seguirá lo establecido en el Artículo 9º, inciso 1, del presente Contrato."

ARTÍCULO 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE SOCIEDAD ANONIMA (TRANSCOMAHUE S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), y a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUEN (EPEN).

ARTÍCULO 4º- Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1423/04

Publicación Boletín Oficial N° 30544 del 09/12/2004

Citas Legales: Res. SE 426/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 956/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 180/2004.

> Establécese transitoriamente que los Contratos a celebrarse en el Mercado a Término deberán tener una duración de cuatro o más períodos trimestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones o Reprogramaciones Estacionales.

BUENOS AIRES, 6 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0091702/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004 se establecieron regulaciones transitorias para el denominado “Mercado a Término” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que las medidas tomadas mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y Nº 956 del 28 de septiembre de 2004 permiten incorporar algunas flexibilizaciones a las regulaciones transitorias establecidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 426 del 30 de abril de 2004 sin menoscabar los objetivos de esta última.

Que, en ese sentido y tendiendo a la readaptación del Mercado, se considera oportuno y conveniente volver a permitir nuevamente el ingreso trimestral de Grandes Usuarios como nuevos agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982, y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese transitoriamente y a partir del 1º de febrero de 2005, que los contratos a celebrarse en el “Mercado a Término” deberán tener una duración de CUATRO (4) o más períodos trimestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones o Reprogramaciones Estacionales.

Artículo 2º- Establécese transitoriamente y a partir de la misma fecha que en el artículo precedente, que la información correspondiente a los contratos del “Mercado a Término”, para su administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberá entregarse al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con una anticipación no inferior a CUARENTA Y CINCO (45) días corridos previos al inicio del período trimestral en el cual darán comienzo, siendo esto último el 1º de febrero, el 1º de mayo, el 1º de agosto o el 1º de noviembre de cada año.

Artículo 3º- Autorízase, excepcionalmente, hasta el 15 de diciembre de 2004, la presentación de solicitudes para el reconocimiento como nuevos agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como Grandes Usuarios, a los efectos de su incorporación a partir del 1º de febrero de 2005.

Artículo 4º- Téngase por sustituida cualquier disposición que no hubiere sido reemplazada o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente norma, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1427/04

Publicación Boletín Oficial N° 30543 del 7/12/2004

Citas Legales: Res. SE 1097/2004; Res. SE 1225/2004; Res. SE 1416/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 712/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 833/2004; Res. SE 936/2004; Res. SE 943/2003; Res. SE 948/2004; Res. SE 971/2004; Dec. 1142/2003; Dec. 432/82; Ley 15.336

> Convócase a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 17 de Diciembre del corriente año, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

BUENOS AIRES, 6 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 712 del 12 de julio de 2004, por la cual se crea el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), a través del cual se administrarán los recursos económicos con destino a inversiones que permitan incrementar la oferta disponible de energía eléctrica en los centros de demanda hacia el año 2007 con costos accesibles para el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que posteriormente la SECRETARIA DE ENERGIA dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 donde se invita a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del 18 de agosto del corriente año su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003 y su aclaratoria Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 a diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el mercado a término para el trimestre mayo - julio de 2004.

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 833 del 17 de agosto de 2004, Nº 936 del 30 de agosto de 2004, Nº 948 del 17 de septiembre de 2004, Nº 971 del 12 de octubre de 2004, Nº 1097 del 26 de octubre de 2004 y Nº 1225 del 19 de noviembre de 2004 se otorgaron sendas prórrogas a la invitación a todos los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que finalmente mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1416 del 1º de diciembre de 2004 se prorrogó hasta que se fijen los lineamientos generales, como así también los aspectos esenciales de organización, en base a los cuales se gestionarán las ampliaciones objeto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y los compromisos que asumen tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA, como los Agentes Privados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que adhieran a la operatoria implementada a través de la misma, la invitación a todos los Agentes Privados Acreedores del

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, el Acto a que hace referencia la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, se perfeccionará a través de la suscripción de los Documentos que esta SECRETARIA DE ENERGIA definirá al efecto.

Que, asimismo, los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que decidan participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), podrán participar en la gestión de los Proyectos necesarios para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, resulta conveniente y oportuno establecer los lineamientos generales, como así también los aspectos esenciales de organización, en base a los cuales se gestionarán las ampliaciones objeto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y los compromisos que asumen tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA, como los Agentes Privados del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que adhieran a la operatoria implementada a través de la misma, quedando para una segunda etapa la confección del “Acuerdo Definitivo”, el cual será suscripto “ad referéndum” del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA considerará conveniente declarar desierta la convocatoria a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, para participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), en caso de no existir un volumen suficiente de acreencias comprometidas que manifiesten formal y voluntariamente su decisión de participar en la conformación del citado FONDO, ya que los mismos participarían de la gestión de los Proyectos conforme las normas que esta SECRETARIA DE ENERGIA definiría al efecto.

Que resulta conveniente prever la participación del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en todos aquellos aspectos necesarios para la consecución de los objetivos perseguidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, incluyendo las tareas que le serán asignadas en el hipotético caso de que la convocatoria sea declarada desierta por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Que el presente ACUERDO debe entenderse como complementario y aclaratorio de lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, aportando aspectos de detalle tendiente a la suscripción de un Acuerdo Definitivo para gestionar el proyecto y para acordar la oportunidad y modalidad de canje de las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir correspondientes al inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de Septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de Noviembre de 2003.

Que la invitación a participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), se realizará a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Convócase a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL

DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del día 17 de Diciembre del corriente año, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable y este Acto se perfeccionará en esta primera instancia a través de la suscripción del “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se encuentra contenida en el Anexo de la presente resolución, y en segunda instancia a través del “Acuerdo Definitivo” que esta SECRETARIA DE ENERGIA proponga, el cual será suscripto “ad referéndum” del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, salvo que la SECRETARIA DE ENERGIA declare desierto el llamado de acuerdo a lo establecido en el artículo 3º de la presente resolución.

En el caso de aquellos Agentes Privados Acreedores que no efectúen la declaración correspondiente se interpretará como un rechazo a la invitación efectuada para participar de la conformación del citado FONDO.

Artículo 2º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a incluir el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se encuentra contenida en el Anexo de la presente resolución, dentro de la documentación a publicar en el SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) a través de la cual se invita a todos los Agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, a manifestar formalmente, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), suscribiendo el Acta mencionada.

Artículo 3º- En caso de que esta SECRETARIA DE ENERGIA considere insuficiente el volumen total de acreencias comprometidas por los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir que manifiesten formal y voluntariamente su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), podrá declarar desierta la convocatoria en los términos definidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004.

Asimismo, si una vez transcurrido el plazo estipulado en el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se encuentra contenida en el Anexo de la presente resolución, alguno o algunos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con Liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a Definir, que manifestaron formalmente su decisión de participar en la conformación del FONINVEMEM y suscribieron la citada ACTA, decidieran desistir, esta SECRETARIA DE ENERGIA podrá declarar, por los mismos motivos indicados precedentemente, desierta la convocatoria realizada en los términos definidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004. En ambos casos, de declarar esta SECRETARIA DE ENERGIA desierta la convocatoria, quedan sin efectos los compromisos que tanto los Agentes signatarios del mismo como esta SECRETARIA DE ENERGIA asumieron tanto en el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA”, como en el “Acuerdo Definitivo” que se proponga a resultas del trabajo realizado a partir de la suscripción de la primera.

Artículo 4º- En caso de declararse desierta la convocatoria en los términos definidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, acorde a lo establecido en el artículo precedente, esta SECRETARIA DE ENERGIA continuará adelante con las tareas necesarias para realizar las INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, para lo cual se instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar por sí mismo las tareas encomendadas en el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se encuentra contenida en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO

ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

La empresa que expresa su conformidad de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y complementaria, abajo firmante, en adelante el "GENERADOR" y/o la "PARTE", adhiere a las pautas básicas, sobre las cuales se desarrollará un Acuerdo Definitivo de canje de las acreencias correspondientes al inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, conforme a:

1. OBJETO

El presente tiene por objeto fijar pautas básicas sobre las cuales se readaptará el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), entendiéndose por tal readaptación a la acción de recomponer el funcionamiento regular del MEM como un mercado competitivo, con oferta suficiente, en el cual los Generadores, Distribuidores, Comercializadores, Participantes y Grandes Usuarios de energía pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, sin distorsiones reglamentarias y en el marco establecido por la Ley Nº 24.065.

2. DEFINICION DE LOS INCREMENTOS DE OFERTA NECESARIOS PARA LA READAPTACION DEL MEM.

La SECRETARIA DE ENERGIA, requerirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la realización de los estudios tendientes a definir los incrementos de oferta de generación necesarios para la readaptación del MEM.

El equipamiento a evaluar por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) será el requerido en el Centro de Cargas del Sistema para readaptar el MEM, acordándose que el compromiso a asumir estará comprendido entre un mínimo de OCHOCIENTOS MEGAVATIOS (800 MW) y un máximo de MIL SEISCIENTOS MEGAVATIOS (1600 MW).

Mientras el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) define el equipamiento necesario, se deberá iniciar el proceso descripto a continuación, a partir del compromiso mínimo de instalar OCHOCIENTOS MEGAVATIOS (800 MW).

Por otra parte, la SECRETARIA DE ENERGIA requerirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su colaboración para la definición de los aspectos impositivos y societarios necesarios para llevar adelante el o los Proyectos, invitando a participar a los Generadores privados que adhirieron.

3. GRUPO DE TRABAJO

Dentro de los DIEZ (10) días de finalizado el plazo de declaración establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y sus complementarias, se deberá conformar, junto con los Generadores que suscriban el presente Acuerdo de Adhesión, DOS (2) Grupos de Trabajo en el ámbito de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), el que realizará los análisis necesarios para:

a) la evaluación de proyectos posibles;

b) la confección de pliegos generales y;

c) el análisis de fuentes y alternativas de financiamiento de los mismos;

d) la definición de los aspectos impositivos y societarios;

Cuyos informes serán remitidos a la SECRETARIA DE ENERGIA en un plazo no mayor a CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles de formado el mencionado Grupo.

A tal efecto, antes de que se cumpla el plazo establecido en el primer párrafo del presente punto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá remitir a la SECRETARIA DE ENERGIA un Cronograma de detalle que contendrá las tareas a realizar y las fechas en que se deberán remitir los Informes de avance. Atento lo exiguo de los plazos disponibles, los mismos serán improrrogables.

La participación de los Generadores en los DOS (2) Grupos de Trabajo se distribuirá, entre ellos, en forma proporcional a las acreencias comprometidas según la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y complementarias, de acuerdo al cálculo realizado por el ORGANISMO ENCARGADO

DEL DESPACHO (OED) de los montos correspondientes al inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, en condiciones de media.

Finalmente, de existir discrepancias entre las partes respecto a los resultados de los análisis realizados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá elevar su informe, conjuntamente con el realizado en disidencia por los Generadores, el cual deberá contar con la conformidad de la mayoría de ellos, computando la misma en función de los porcentajes de participación calculados según lo señalado anteriormente.

4. RESOLUCIONES DE DETALLE

Con la información recibida, mencionada en los apartados precedentes, la Secretaría de Energía emitirá las Resoluciones de detalle que permitan encuadrar el Acuerdo Definitivo para gestionar el/los Proyecto/s y para acordar el canje de las Liquidaciones de Venta con Fecha a Definir, y de las acreencias generadas por el inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, que cada Generador comprometerá, asumiendo las PARTES los compromisos que se detallan a continuación:

4.1 De la SECRETARIA DE ENERGIA

(i) Sancionar precios estacionales trasladables a las tarifas para medianas y grandes demandas, de forma tal que a partir del 1º julio de 2005, estos precios cubran como mínimo los costos monómicos totales del MEM que resulten de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 240 del 14 de agosto de 2003 y complementarias.

(ii) Sancionar precios estacionales trasladables a las tarifas, con excepción de la denominada tarifa social, para alcanzar al 1º de noviembre de 2006 valores que cubran como mínimo los costos monómicos totales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que resulten de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 240 del 14 de agosto de 2003 y complementarias. El Estado Nacional, por razones de oportunidad, mérito y conveniencia, podrá no aplicar en forma total o parcial esta medida a los usuarios residenciales, en cuyo caso se obliga a efectuar la compensación respectiva.

(iii) Sancionar, a más tardar a partir de la primera programación estacional posterior al ingreso en operación comercial de los proyectos de inversión que sean realizados en el marco de la presente Acta, precios estacionales que permitan asegurar el pago a los Generadores del MEM a través de la recaudación tarifaria. El Estado Nacional por razones de oportunidad, mérito y conveniencia, podrá no aplicar total o parcialmente esta medida a los usuarios residenciales, en cuyo caso se obliga a efectuar la compensación respectiva.

A partir de la entrada en operación comercial del o los nuevos equipamientos construidos con recursos del FONINVEMEM, remunerar la potencia puesta a disposición en las horas en que se remunera la potencia al equivalente en PESOS ($) de lo que se abonaba previo al dictado de la Ley Nº 25.561, y la energía entregada al sistema, estableciendo como base para el cálculo, los Costos Variables de Producción, siendo el CVP máximo a reconocer igual al Precio de Referencia más el QUINCE POR CIENTO (15%) según el Anexo 13 de “LOS PROCEDIMIENTOS”.

(iv) Una vez readaptado el Mercado a partir de la entrada en operación comercial del/los nuevo/s equipamiento/s construido/s con los recursos del FONINVEMEM, dejar sin efecto la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 240 del 14 de agosto de 2003 y remunerar a los generadores con el Precio Marginal del Sistema sancionado de conformidad con lo establecido en “LOS PROCEDIMIENTOS”, en un mercado “Spot” libre, teniendo en cuenta el costo de la energía no suministrada y con un valor del agua que represente el valor de reemplazo térmico.

(v) Transferir los recursos que el ESTADO NACIONAL aporte para la cancelación de las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir correspondientes al inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de Septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de Noviembre de 2003, durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, al “Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista”, creado mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 712 del 12 de julio de 2004 para realizar los proyectos y las obras necesarias que permitan la readaptación del MEM considerando, al efecto del cálculo del aporte que realizará cada agente acreedor durante este lapso, que no se modifica la potencia que cada generador tiene contratada en el Mercado a Término para el trimestre Mayo - Julio 2004.

(vi) Promover los cambios regulatorios necesarios para que, a partir de la readaptación del MEM:

• Las medianas y grandes demandas tengan la obligatoriedad de la contratación de, al menos, el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de su consumo de energía eléctrica.

• Pueda comenzar a licitarse paulatinamente y en años sucesivos, el abastecimiento del crecimiento de la demanda, que no se encuentre habilitada para gestionar su propio suministro (demanda de Distribuidores), mediante contratos con nueva Generación, con una duración mínima que inicialmente podrá ser de CUATRO (4) años.

• Licitar la contratación de la energía a producir por el o los Proyectos que se realicen con fondos de FONINVEMEM, con el objeto de facilitar el posible financiamiento de los mismos.

A tales efectos, la SECRETARIA DE ENERGIA establecerá el cronograma correspondiente y definirá el marco en el cual se desarrollarán las contrataciones y la metodología a ser implementada que corresponda en cada caso.

(vii) Restituir durante los ejercicios 2005 y 2006, los prestamos realizados por las cuentas SALEX en función de las necesidades de flujo de fondos de las obras que la SECRETARIA DE ENERGIA defina.

(viii) No afectar al FONINVEMEM, los montos correspondientes a las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir acumuladas durante el año 2003 (incluyendo hasta la Transacción Económica de Diciembre de 2003), y establecer un cronograma para su devolución en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir del año 2005.

(ix) Generar los instrumentos regulatorios que permitan la contratación de transporte firme de Gas Natural y la adquisición de Gas Natural, adicional al actualmente contratado, con destino a la generación de Energía Eléctrica, procurando la adaptación del suministro de Gas Natural a los requerimientos de las centrales eléctricas.

(x) Una vez readaptado el MEM, los contratos de exportación de energía eléctrica habilitados en éste, tendrán las mismas posibilidades de adquirir los faltantes de energía eléctrica en el Mercado “Spot” que la demanda interna, a los precios que se fijen conforme el apartado 4.1 (iv) del presente Acta de Adhesión.

(xi) Respetar los contratos vigentes en el MEM. (xii) Propiciar la instrumentación de un régimen transitorio mediante el cual se otorgue un tratamiento fiscal orientado a estimular la inversión en los Proyectos a realizar.

4.2 De los Generadores Privados

(i) Aportar en carácter de garantía de la realización de los proyectos necesarios para la readaptación del MEM, entre un valor mínimo del SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) y el total de las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir correspondientes al inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de Septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de Noviembre de 2003 considerando, al efecto del cálculo del aporte, que no se modifica la potencia que cada generador tiene contratada en el Mercado a Término para el trimestre mayo - julio 2004.

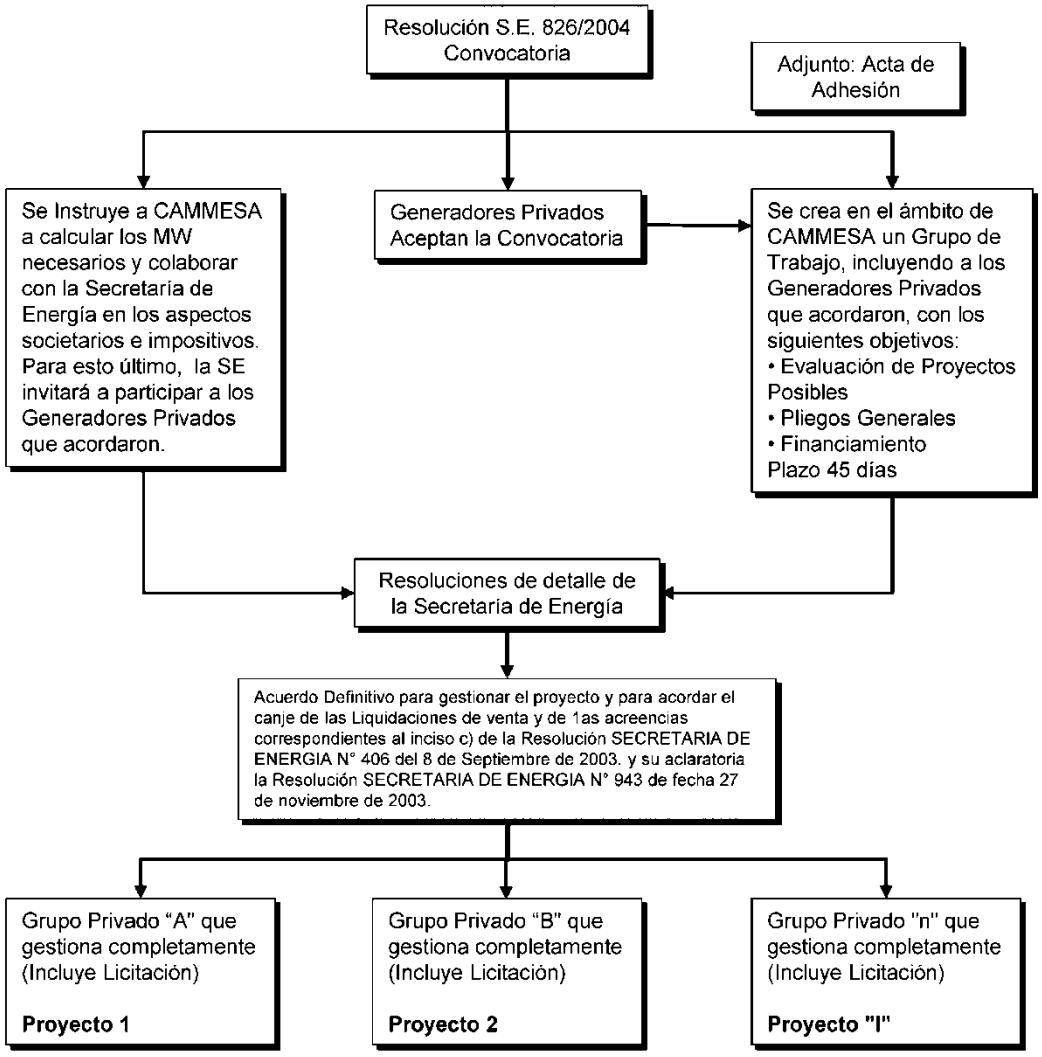
(ii) Efectuar la gestión de los proyectos necesarios para la readaptación del MEM, asumiendo el compromiso de realizar los Proyectos y obras respectivas para que las mismas se encuentren en condiciones de operar comercialmente a partir del año 2007.

(iii) Obtener la financiación necesaria para la realización de los proyectos y las obras necesarias para la readaptación del MEM en las fechas comprometidas.

5. ESQUEMA DE ORGANIZACION

La modalidad operativa para la realización de las tareas para concretar los Proyectos y obras necesarias para la readaptación del MEM, definidos precedentemente, se ejemplifica en el siguiente esquema:

Diagrama de Flujo:



RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1434/04

Publicación Boletín Oficial N° 30544 del 09/12/2004

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 703/2003; Res. SE 93/2004; Res. SE 842/2004; Res. SE 1417/2004; Res. SE 957/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82.

> Apruébase la Programación Estacional de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. Establécense precios de referencia estacionales de la potencia y energía.

BUENOS AIRES, 7 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0278994/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARIA DE ENERGÍA la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período estacional noviembre 2004 - abril 2005, realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y lo instruido por los Artículos 1° y 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003.

Que los recursos provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, no son suficientes para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como ya ha manifestado esta SECRETARIA DE ENERGÍA, no obstante de persistir la necesidad de lograr la convergencia de los Precios Estacionales a los reales Precios “Spot” Horarios con el objeto de darle sustento económico-financiero al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resulta ineludible que los Precios Estacionales a ser abonados en el Mercado “Spot” por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean armónicos con la capacidad de pago de que disponen los distintos estratos sociales y económicos, atento a la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda.

Que en esta última categorización se encuentran los consumos de carácter “Residencial”, por lo cual esta SECRETARIA DE ENERGÍA ha considerado oportuno el mantener, para ese segmento de demanda, similar nivel de costos del servicio eléctrico que el representado por los Precios Estacionales dispuestos por el Artículo 17 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, durante la presente Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ajustando aquellos aspectos y conceptos de detalle que hacen al adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

Que como se resolviera en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y Nº 842 del 25 de agosto de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGÍA ha dispuesto la diferenciación de los Precios del Mercado Mayorista a ser aplicados a las distintas categorizaciones de demanda, resultando conveniente ampliar el espectro de precios definido en tales normas para la categoría de consumos “residenciales” de hasta DIEZ KILOVATIOS (10 kW), diferenciando los que deben abonar los suministros destinados al alumbrado público, de los correspondientes a las demandas de consumos domiciliarios.

Que conforme todo lo anterior, y no obstante lo establecido por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1417 del 1° de diciembre de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGÍA considera conveniente disponer la aplicación de nuevos precios estacionales a partir del 1° de enero de 2005.

Que en ese sentido y dado lo exiguo del tiempo disponible a la fecha, los factores, precios y/o cargos complementarios que deberán ser aplicados a la demanda de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica conforme los resultados obtenidos en la referida Programación Estacional, serán sancionados oportunamente por esta SECRETARIA DE ENERGÍA previo al inicio del mes de enero de 2005.

Que mientras esta SECRETARIA DE ENERGÍA no resuelva en contrario, lo dispuesto en el Artículo 11 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 957 del 29 de septiembre de 2004 tiene vigencia sobre todo período estacional o trimestral de que se trate y, por lo tanto, el mismo tiene validez, en lo que corresponda, sobre lo establecido en el presente acto.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 30 de abril de 2005, calculada según LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2°- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 8° y siguientes de este acto, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.680 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.000 $/MWmes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: NOVECIENTOS CINCUENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (950 $/MW-mes).

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIOMES (0 $/MW-mes).

UNISAL: Los valores que se sancionen conforme lo establecido en el artículo siguiente.

a.4) los Servicios de Reserva Instantánea: PESTSRI: CINCO PESOS POR MEGAVATIOMES (5 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: SESENTA PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (60,58 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y TRES PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (53,74 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA Y UN PESOS CON SESENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,63 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/MWh).

En horas restantes: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/MWh).

En horas de valle: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: UN PESO CON CINCUENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,59 $/MWh).

Artículo 3°- Establécese que los valores correspondientes a: el Saldo de Servicios de Regulación Primaria (UNISAL), los Factores de Nodo (FN) a aplicar a los precios de la energía establecidos en el Artículo precedente, los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN), los Sobrecostos por Precios

Locales (SCPL), los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD), y las diferencias de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y el Artículo 27 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, que deberán ser aplicados a cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), durante el período de aplicación de los precios de referencia establecidos en el artículo anterior, serán establecidos por la SECRETARIA DE ENERGÍA previo al inicio del período de aplicación de los mismos.

Artículo 4°- Establécese que, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 8° y siguientes del presente acto, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2° de la presente resolución, serán los que se establezcan en el mismo acto a que se hace referencia en el artículo anterior.

Artículo 5°- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 8° y siguientes de la presente resolución, los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.680 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: CIENTO CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (140 $/MW-mes).

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIOMES (0 $/MW-mes).

UNISAL: MENOS DOS PESOS CON TREINTA Y SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (-2,36 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: SESENTA Y CUATRO PESOS CON OCHENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (64,85 $/MWh).

En horas restantes: SESENTA Y CUATRO PESOS CON OCHENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (64,84 $/MWh).

En horas de valle: SESENTA Y CUATRO PESOS CON SESENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (64,61 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: MENOS UN PESO CON DIEZ Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (-1,19 $/MWh).

En horas restantes: MENOS UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (-1,40 $/MWh).

En horas de valle: MENOS UN PESO CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (-1,67 $/MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: TREINTA Y SIETE CENTAVOS DE PESO POR MEGAVATIO HORA (0,37 $/MWh).

Artículo 6°- Establécese que los valores correspondientes a: el Saldo de Servicios de Regulación Primaria (UNISAL), los Factores de Nodo (FN) a aplicar a los precios de la energía establecidos en el Artículo precedente, los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN), los Sobrecostos por Precios Locales (SCPL), los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD), y las diferencias de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y el Artículo 27 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, que deberán ser aplicados

a cada Distribuidor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), durante el período de aplicación de los precios de referencia establecidos en el artículo anterior, serán establecidos por la SECRETARIA DE ENERGÍA previo al inicio del período de aplicación de los mismos.

Artículo 7°- Establécese que, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 8° y siguientes del presente acto, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($ POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, indicados en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, y equivalentes a los establecidos en el artículo 5° de la presente resolución, serán los que se establezcan en el mismo acto a que se hace referencia en el artículo anterior.

Artículo 8°- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: DIECISEIS PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,50 $/MWh).

en horas restantes: DIECISEIS PESOS CON CERO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA

(16,00 $/MWh).

en horas de valle: CATORCE PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (14,50 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: TREINTA Y SIETE PESOS CON TREINTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (37,37 $/MWh).

en horas restantes: TREINTA Y CUATRO PESOS CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,67 $/MWh).

en horas de valle: TREINTA Y CUATRO PESOS CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,67 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, y equivalentes a los establecidos en el artículo 2° y 5° de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los que se definirán en la misma oportunidad señalada en los artículos 4° y 7° precedentes.

Artículo 9°- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuyas demandas sean destinadas al alumbrado público y sean identificadas así en los cuadros tarifarios respectivos.

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: VEINTITRES PESOS CON TREINTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (23,35 $/MWh).

en horas restantes: VEINTIDOS PESOS CON OCHENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (22,85 $/MWh).

en horas de valle: VEINTE PESOS CON SESENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (20,63 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: CUARENTA Y NUEVE PESOS CON NOVENTA Y SEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (49,96 $/MWh).

en horas restantes: CUARENTA Y DOS PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (42,58 $/MWh).

en horas de valle: CUARENTA Y UN PESOS CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (41,70 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, y equivalentes a los establecidos en el artículo 2° y 5° de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los que se definirán en la misma oportunidad señalada en los artículos 4° y 7° precedentes.

Artículo 10.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005, y para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), y se corresponda a suministros generales en los respectivos cuadros tarifarios, no siendo identificados de carácter residencial o de alumbrado público, tal como los alcanzados por los artículos precedentes, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos seguidamente:

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: CINCUENTA PESOS CON OCHENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (50,88 $/MWh).

en horas restantes: CUARENTA Y CUATRO PESOS CON CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (44,04 $/MWh).

en horas de valle: CUARENTA Y UN PESOS CON NOVENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (41,93 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: CINCUENTA Y SIETE PESOS CON DIECISEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (57,16 $/MWh).

en horas restantes: CINCUENTA Y SIETE PESOS CON QUINCE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (57,15 $/MWh).

en horas de valle: CINCUENTA Y SEIS PESOS CON NOVENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (56,92 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, y equivalentes a los establecidos en el artículo 2° y 5° de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los que se definirán en la misma oportunidad señalada en los artículos 4° y 7° precedentes.

Artículo 11.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005, y para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda contratada, por punto de suministro, sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) de potencia y que, por sus características de demanda, califiquen como Grandes Usuarios del Mercado, ya sea GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), GRAN USUARIO MENOR (GUME), de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos seguidamente:

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: SESENTA PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (60,58 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y TRES PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (53,74 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA Y UN PESOS CON SESENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,63 $/MWh).

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

en horas de pico: SETENTA Y UN PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (71,50 $/MWh).

en horas restantes: SETENTA Y UN PESOS CON CUARENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (71,49 $/MWh).

en horas de valle: SETENTA Y UN PESOS CON VEINTISEIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (71,26 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, y equivalentes a los establecidos en el artículo 2° y 5° de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los que se definirán en la misma oportunidad señalada en los artículos 4° y 7° precedentes.

Artículo 12.- Establécese que, para la valorización de los premios por la reducción de los consumos eléctricos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004, sus complementarias y reglamentarias, deberán aplicarse los precios de referencia que surjan de lo establecido en el artículo 8° de la presente resolución.

Artículo 13.- Establécese que, para la valorización de los cargos adicionales a ser abonados por aquellos consumidores que excedan los consumos eléctricos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 415 del 28 de abril de 2004, sus complementarias y reglamentarias, deberán aplicarse los precios de referencia que surjan de lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución.

Artículo 14.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 15.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 16.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1435/04

Publicación Boletín Oficial N° 30545 del 10/12/2004

Citas Legales: Res. SE 93/2004; Ley 19.549; Dec. 1142/2003.

> Resuélvese desestimar el reclamo administrativo interpuesto por la AGUEERA contra la RESOLUCIÓN SE 93/2004 (Reprogramación Trimestral de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, correspondiente al período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2004).

BUENOS AIRES, 9 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0035425/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA) ha efectuado una presentación cuestionando la legitimidad de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004.

Que la reclamante considera que la aludida norma no cumple con la Ley Nº 24.065 en tanto al sancionar precios estacionales diferenciados determina una tarifa que no se basa en el costo del servicio y establece un subsidio cruzado entre distintos tipos de usuarios de las distribuidoras, solicitando concretamente se adopte una solución para las tarifas de los servicios públicos que no se aparte de los principios ya establecidos en las leyes vigentes.

Que siendo la Resolución objeto de cuestionamiento un acto de alcance general, la impugnación debe ser tratada como un “reclamo impropio” en los términos del artículo 24 inciso a) de la Ley Nº 19.549 de Procedimiento Administrativo.

Que la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, en todo aquello que hace a los aspectos impugnados por AGUEERA, ha sido dictada a los efectos de regular los mecanismos de compra de energía y potencia de las distribuidoras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, en lo que es materia de impugnación, no regula los mecanismos de compra de energía y potencia de los Grandes Usuarios en el mercado “spot” o “a término” del MEM ni afecta los acuerdos que en materia de precio y calidad de servicio cualquier usuario de una distribuidora pueda celebrar con ésta con relación a aspectos particularizados de su suministro.

Que los usuarios regulados de las distribuidoras no se encuentran válidamente representados por AGUEERA para interponer el presente reclamo.

Que AGUEERA no invoca interés legítimo o derecho subjetivo lesionado que sea común a los Grandes Usuarios MEM a quienes representa, ni alega que ellos como conjunto sufran perjuicio patrimonial alguno.

Que uno de los requisitos esenciales del reclamo administrativo impropio es que quien lo interponga invoque afectación efectiva o cierta e inminente en sus derechos subjetivos.

Que la ostensible ausencia de este requisito conduce a la falta de legitimación del presentante y habilita por sí sola el rechazo del reclamo.

Que a mayor abundamiento, la invocación de la existencia de un “subsidio cruzado” implica la necesidad de alegar y probar que una determinada categoría de usuarios está efectivamente pagando de más por el servicio en beneficio de otros que están pagando de menos, circunstancia en el caso inexistente que AGUEERA implícitamente da por acreditada.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, conforme lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Artículo 24 inciso a) de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos Nº 19.549.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º- Desestímese el reclamo administrativo interpuesto por la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA) contra la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004.

ARTÍCULO 2º- Notifíquese de la presente a la ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGUEERA).

ARTÍCULO 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1676/04

Publicación Boletín Oficial N° 30558 del 29/12/2004

Citas Legales: Res. SE 126/2002; Res. SE 137/92; Res. SE 1434/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 703/2003; Res. SE 842/2004; Res. SE 93/2004; Dec. 432/82; Ley 15.336; Ley 24.065.

Establécese los factores, precios y cargos adicionales a aplicar en el Mercado Eléctrico Mayorista y en Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005. Establécese los precios de referencia de la potencia y el precio estacional de la energía para distribuidores.

BUENOS AIRES, 23 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente Nº S01:0278994/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que conforme se estableciera en la Resolución mencionada en el Visto, esta SECRETARIA DE ENERGÍA definió que los valores correspondientes a: (i) el Saldo de Servicios de Regulación Primaria (UNISAL), (ii) los Factores de Nodo (FN) a aplicar a los precios de la energía establecidos en el Artículo precedente, (iii) los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN), (iv) los Sobrecostos por Precios Locales (SCPL), (v) los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) y (vi) las diferencias de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002 y el Artículo 27 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, que corresponden aplicar tanto en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), serían establecidos por la SECRETARIA DE ENERGÍA previo al inicio del mes de enero de 2005, período en que será de aplicación los mismos.

Que, de igual manera, los precios de referencia de la potencia ($POTREF) y los precios estacionales de la energía ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de los Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, también serían establecidos en la misma oportunidad que la señalada precedentemente.

Que a efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, se deben establecer también estos mismos Precios de Referencia Estacionales, tanto para los sancionados conforme los Artículos 2° y 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre 2004, como aquellos derivados de la aplicación de lo dispuesto en los Artículos 8° al 11 de la norma señalada.

Que a partir del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, y en atención a la definición de Precios Estacionales de la Energía diferenciados según el estrato de demanda al cual se han dirigido, resulta conveniente que el valor del “Cargo Transitorio por Déficit del Fondo de Estabilización” (CTDF), creado por la mencionada norma, sea coherente con la dispar incidencia que tiene la aplicación de dichos precios en el acrecentamiento del déficit del Fondo de Estabilización.

Que conforme lo anterior, resulta conveniente ajustar los valores de dicho cargo transitorio, función de la real afectación que producen los diferentes precios estacionales de la energía al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA en que así se lo requiera, para que aquellas demandas que ingresen como Agentes del Mercado participen en la restauración del mencionado Fondo a partir de la aplicabilidad de los precios sancionados por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre 2004.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1°- Establécese que los factores, precios y cargos adicionales a aplicar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de

enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005, conforme lo dispuesto en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, son los que se detallan a continuación:

a) Los valores del UNISAL a aplicar a cada Distribuidor son los que se incluyen como Anexo I del presente acto.

b) Los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor (FN) serán los indicados en el Anexo II del presente acto.

c) Los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN) a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor son los indicados en el Anexo III del presente acto.

d) Los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor serán los incluidos en Anexo IV de la presente norma.

e) Los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor se corresponderán con el DOS POR CIENTO (2%) de los valores indicados en el Anexo V de la presente resolución.

f) La diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y el Artículo 27 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor, es la que se incluye en el Anexo VI del presente acto.

Artículo 2°- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el Artículo 2° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, son los que se establecen en el Anexo VII de la presente resolución.

Artículo 3°- Establécese que los factores, precios y cargos adicionales a aplicar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, con vigencia a partir del 1° de enero de 2005, conforme lo dispuesto en el Artículo 6° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, los que se detallan a continuación:

a) Los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor (FN) serán los indicados en el Anexo VIII del presente acto.

b) Los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN) a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor son los indicados en el Anexo IX del presente acto.

c) Los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor se corresponderán con el TREINTA POR CIENTO (30%) de los valores indicados en el Anexo X del presente acto.

d) La diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 126 del 11 de octubre de 2002, conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 703 del 20 de octubre de 2003 y el Artículo 27 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor, es la que se incluye en el Anexo XI del presente acto.

Artículo 4°- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el Artículo 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, son los que se establecen en el Anexo XII de la presente resolución.

Artículo 5°- Establécese que, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, contemplando los

Precios de Referencia de la Energía en el Mercado definidos en el Artículo 8° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los Artículos 2° y 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, son los que se establecen respectivamente en los Anexos XIII y XIV de la presente resolución.

Artículo 6°- Establécese que, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado definidos en el Artículo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los Artículos 2° y 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, son los que se establecen respectivamente en los Anexos XV y XVI de la presente resolución.

Artículo 7°- Establécese que, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado definidos en el Artículo 10° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2° y 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, son los que se establecen respectivamente en los Anexos XVII y XVIII de la presente resolución.

Artículo 8°- Establécese que, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos, contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado definidos en el Artículo 11 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, conforme la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los Artículos 2° y 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004 son los que se establecen respectivamente en los Anexos XIX y XX de la presente resolución.

Artículo 9°- A partir de la aplicabilidad de los Precios Estacionales establecidos por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004, toda Mediana o Gran Demanda ubicada en un Área de Concesión o influencia de un Agente Distribuidor y/o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica que ingrese como Gran Usuario al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberá abonar, por la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida, el Cargo Transitorio por Déficit del Fondo de Estabilización (CTDF) que se determina seguidamente:

a) Grandes Usuarios Menores o Particulares (GUME o GUPA) cuya Potencia Declarada y/o Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) sea menor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW).

CTDF: SEIS PESOS CON CUARENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (6,48 $/MWh).

b) Grandes Usuarios Mayores o Menores (GUMA o GUME) cuya Potencia Declarada y/o Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW).

CTDF: CUATRO PESOS CON OCHENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (4,88 $/MWh).

Estos Cargos Transitorios serán facturados mensualmente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) al GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), o al Generador o Comercializador de Generación, de tratarse de un GRAN USUARIO MENOR (GUME) o un GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA), durante un plazo máximo de VEINTICUATRO (24) meses contados a partir de la aplicabilidad de los

Precios Estacionales sancionados por Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004 debiendo actualizar mensualmente el valor unitario aplicado desde esa fecha, utilizando a tal efecto la tasa de interés calculada conforme lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

Artículo 10.- Los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán abonar el cargo transitorio a que se hace referencia en el artículo precedente para Grandes Usuarios Mayores o Menores (GUMA o GUME) cuya Potencia Declarada y/o Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), a partir de la misma fecha y con la actualización allí establecidas, por toda la energía que acuerde abastecerse mediante nuevos contratos del Mercado a Término, o la ampliación de los contratos existentes al dictado de la presente norma, cuya entrada en vigencia se efectivice con posterioridad a dicha fecha.

Artículo 11.- Para todo aquello que no se haya definido expresamente en la Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004 y en esta resolución, tienen validez y aplicación, siempre que no se contrapongan con sus objetivos, todas las disposiciones emanadas de la SECRETARIA DE ENERGÍA en vigencia y, en particular, las dictadas mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGÍA Nº 93 del 26 de enero de 2004 y Nº 842 del 25 de agosto de 2004, siendo la presente resolución continuadora de las mismas.

Artículo 12.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Artículo 13.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I - ANEXOS RES. SE 1676/2004 UNISAL

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

EMPRESA	UNISAL $/MW/mes
APELPALD	78.08
C3AR3A3W	107.05
CALFAVQW	10.97
CAREC01W	105.33
CBARKE3W	67.67
CCASTE3W	71.60
CCHACA1W	249.85
CCOLONIW	96.68
CDORRE2W	80.94
CEOSCOEW	84.84
CEVIGE3W	14.65
CGCRUZMW	165.42
CGUALEEW	84.84
CLEZAM3W	71.60
CLFLOR3W	72.44
CLUJANIW	90.69
CMONTE1W	-122.41
CMOREN1W	73.07
CNECNE3W	167.39
COAZULM	120.88
COLAVA3W	154.04
CPERGA1W	99.15
CPIGUE2W	120.01
CPRING2W	97.46
CPUNTA2W	61.36
CRAMAL1W	96.68
CRANCH3W	71.60
CRIVAD1W	96.68
CROJAS1W	133.68
CSALAD1W	-33.27
CSALT01W	82.96

EMPRESA	UNISAL $/MW/mes
CSPEDRIW	71.73
CSPUAN2W	106.36
CTRLAUIW	73.43
CZARAT1W	155.07
DECSASM	151.68
DPCORRWD	73.56
EDEABA3D	71.60
EDECATKD	48.51
EDEEERED	84.84
EDEFORPD	48.11
EDELAPID	180.72
EDELARFD	15.28
EDEMSAMD	167.01
EDENBAID	96.68
EDENOROD	136.83
EDERSARD	35.68
EDESAEGD	16.64
EDESALDD	92.31
EDESASAD	38.21
EDESBA2D	106.36
EDESTEMD	51.66
EDESURCD	111.67
EDETUCTD	34.76
EJUESAYD	42.21
EMISSAND	158.77
EPECORXD	104.45
EPENEUQD	25.94
EPESAFM	123.16
ESANJUJD	151.68
SECHEPHD	54.13
TANDILM	124.22

ANEXO II - Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para Distribuidores del NEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
APELPALD	0.9797	0.9949	0.9963
C3AR3A3W	1.0000	1.0000	1.0000
CALFAVQW	0.9050	0.9510	0.9546
CAREC01W	1.0000	0.9977	0.9973
CBARKE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CCASTE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CCAUCAJW	1.0000	1.0000	1.0000
CCHACAlW	1.0000	1.0000	1.0000
CC01LON1W	1.0000	1.0000	1.0000
CDORRE2W	1.0000	1.0000	1.0000
CEOSCOEW	1.0000	0.9954	0.9945
CEVIGE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CGCRUZMW	1.0000	1.0000	1.0000
CLEZAMM	1.0000	1.0000	1.0000
CLFLOR3W	1.0000	1.0000	1.0000
CLUJAN1W	1.0000	1.0000	1.0000
CMONTEJW	1.0000	1.0000	1.0000
CMORENJW	1.0000	1.0000	1.0000
CNECNEM	1.0000	1.0000	1.0000
COAZUL3W	1.0000	1.0000	1.0000
COLAVAM	0.9961	1.0000	1.0000
CPERGA1W	1.0000	1.0000	1.0000
CPIGUE2W	0.9952	1.0000	1.0050
CPLUR02W	0.9686	0.9883	0.9931
CPRING2W	0.9738	0.9918	0.9949
CPUNTA2W	0.9680	0.9914	0.9942
CRAMALJW	1.0000	1.0000	1.0000
CRIVAD1W	1.0000	1.0000	1.0000
CROJASM	1.0000	1.0000	1.0000
CSALAD1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSALT01W	1.0000	1.0000	1.0000
CSPEDR1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSPUAN2W	0.9782	1.0000	1.0000
CTRLAUlW	1.0000	1.0000	1.0000
CZARAT1W	1.0000	1.0000	1.0000

DPCORRWD	1.0000	0.9951	0.9959
EDEABA3D	1.0000	1.0000	1.0000
EDECATKID	1.0000	1.0000	1.0000
EDEEERED	1.0000	0.9954	0.9945
EDEFORPID	1.0000	1.0000	1.0000
EDELAPID	1.0000	1.0000	1.0000
EDELARFID	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXO II Cont. - Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para Distribuidores del NIEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
EDEMSAMD	1.0000	1.0000	1.0000
EDENBA1D	1.0000	1.0000	1.0000
EDENOROD	1.0000	1.0000	1.0000
EDERSARD	0.9104	0.9583	0.9613
EDESAEGD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESALDD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESASAD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESBA2D	0.9782	1.0000	1.0000
EDESTEM	1.0000	1.0000	1.0000
EDESURCD	1.0000	1.0000	1.0000
EDETUCTD	1.0000	1.0000	1.0000
EJUESAYD	1.0000	1.0000	1.0000
EMISSAND	0.9692	0.9650	0.9650
EPECORXD	1.0000	1.0000	1.0000
EPENEUQD	0.8931	0.9410	0.9456
EPESAFM	1.0000	1.0000	1.0000
ESANJUM	1.0000	1.0000	1.0000
SECHEPHD	0.9889	0.9796	0.9766
TANDILM	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXOIII - Sobrecosto, por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDORES	$/MWh
CSPEDRlW	3.70
CSPUAN2W	-3.85
CTRLAUlW	1.59
CZARAT1W	-0.48
DECSASM	2.02
DPCORRWD	-1.38
EDEABA3D	-0.33
EDECATKID	1.49
EDEEERED	2.38
EDEFORIPID	-2.50
EDELAPID	0.01
EDELARIFID	2.27
EDEIVISAIVID	1.92
EDENBAlD	4.20
EDENOROD	0.24
EDESAEGID	2.74
EDESALDID	2.47
EDESASAD	-0.43
EDESBA2D	-3.85
EDESTEIVID	0.14
EDESURCID	-0.10
EDETUCTID	2.09
EJUESAYID	0.09
EMISSAND	-0.58
EPECORXD	2.94
EPENEUQD	-3.76
EPESAFSD	1.82
ESANJUM	2.02
SECHEPHD	-0.78
TANDIL3W	-1.72

DISTRIBUIDORES	$/MWh
APELPALD	1.38
C3AR3A3W	2.49
CALFAVQW	0.02
CARECO1W	-0.64
CBARKE3W	-0.36
CCASTE3W	-0.33
CCHACAlW	-0.90
CCOLONlW	4.20
CDORRE2W	-0.16
CEOSCOEW	2.38
CEVIGE3W	1.80
CGCRUZMW	1.20
CGUALEEW	2.38
CILEZAMM	-0.33
CLFLOR3W	1.52
CLUJANlW	1.66
CMORENlW	2.28
CNECNE3W	-0.02
COAZUL3W	-0.93
COLAVA3W	2.11
CPERGAlW	5.58
CIPIGUE2W	0.21
CPRING2W	-1.18
CIPUNTA2W	-2.63
CRAMALM	4.20
CRANCH3W	-0.33
CRIVAD1W	4.20
CROJASM	11.43
CSALAD1W	0.03
CSALTO1W	-0.04

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM para los Distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh.:

DISTRIBUIDOR	Saldo Fondo de Estabilización

	[$]
EDERSARD	-27300

ANEXO IV – Sobrecosto por Precios Locales en el NTM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	2.96
C3AR3A3W	-0.46
CALFAVQW	-0.04
CAREC01W	0.02
CBARKE3W	-0.24
CCASTE3W	-0.34
CCHACAlW	-0.74
CCOLON1W	7.65
CDORREW	-0.39
CEOSCOEW	0.04
CEVIGEM	-0.25
CGCRUZMW	8.29
CGUALEEW	0.04
CLEZAM3W	-0.34
CLFLOR3W	-0.56
CLUJAN1W	0.02
CMORENJW	-0.81
CNECNE3W	-0.57
COAZULM	-0.97
COLAVAM	-0.49
CPERGAlW	4.14
CPIGUE2W	-0.29
CPRING2W	-0.41
CPUNTA2W	-0.30
CRAMAL1W	7.65
CRANCH3W	-0.34
CRIVAD1W	7.65
CROJASM	14.19
CSALAD1W	-0.78

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSALT01W	-0.07
CSPEDR1W	5.21
CSPUAN2W	-0.55
CTRLAU1W	-0.52
CZARAT1W	0.25
DECSASM	8.39
DPCORRWD	0.1
EDEABA3D	-0.34
EDECATKD	-2.81
EDEEERED	0.04
EDEFORPD	0.12
EDELARFD	-2.64
EDEMSAMD	9.12
EDENBAlD	7.65
EDESAEGD	-2.86
EDESALDD	1.22
EDESASAD	-2.95
EDESBA2D	-0.55
EDESTEM	5.38
EDETUCTQ	-2.73
EJUESAYD	-2.2
EMISSAND	0.23
EPECORXD	0.07
EPENEUQD	-12.06
EPESAFSD	0.17
ESANJ=	8.39
SECHEPHD	0.11
TANDILM	-0.49

Sobrecosto por Precios Locales en el MEM para los distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,0 1 $/MWh

DISTRIBUIDOR	Saldo Fdo. Estabil. $
CMONTE1W	-5
EDELAPID	188
EDENOROD	739
EDERSARD	58698
EDESURCD	268

ANEXO V - Sobrecosto Transitorio de Despacho para Distribuidores del NEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	25.33
C3AR3A3W	29.17
CALFAVQW	50.75
CAREC01W	26.97
CBARKE3W	22.06
CCASTE3W	26.84
CCHACAlW	27.86
CCOLON1W	30.23
CDORREW	26.53
CEOSCOEW	26.07
CEVIGE3W	22.21
CGCRUZMW	27.25
CGUALEEW	26.07
CLEZAM3W	26.84
CLFLOR3W	23.93
CLUJAN1W	30.28
CMONTE1W	26.80
CMORREN1W	30.03
CNECNE3W	35.54
COAZULM	30.95
COLAVA3W	30.58
CPERGAlW	29.57
CPIGUE2W	27,34
CPRING2W	25.97
CPUNTA2W	22.73
CRAMAL1W	30.23
CRANCH3W	26.84
CRIVAD1W	30.23
CROJASM	41.99

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSPEDR1W	27.61
CSPUAN2W	31.14
CTRLAU1W	27.70
CZARAT1W	33.60
DECSASJW	20.96
DPCORRWD	23.97
EDEABA3D	26,84
EDECATKD	23.38
EDEEERED	26.07
EDEFORPD	20.23
EDELAPID	28.14
EDELARFD	18.12
EDEMSAMD	27.05
EDENBA1D	30.23
EEDENOROD	28.42
EDESAEGD	21.77
EDESALDD	23.41
EDESASAD	25.18
EDESBA2D	31.14
EDESTEMD	18.46
EDESURCD	27.03
EDETUCTD	24.80
EJUESAYD	21.49
EMISSAND	24.68
EPECORXD	39.38
EPENEUQD	27.96
EPESAFSD	27.66
ESANJUJD	20.96
SECHEPHD	23.51

CSALAD1W	22.94
CSALTO1W	28,56

TANDIL3W	27.80

Sobrecosto Transitorio de Despacho del MEM para los distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh

DISTRIBUIDOR	Saldo Fdo. Estabil. $
EDERSARD	1850594

ANEXO VI - Diferencias de Precios Artículo 4° RES. S.E. Nº 126 - Distribuidores del MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	-3.73
C3AR3A3W	2.75
CALFAVQW	-0.49
CEVIGE3W	5.86
CGCRUZMW	-11.37
CLFLOR3W	1.84
CMOREN1W	3.58
CCOLAVA3W	2.72
CPERGA1W	1.63
CPUNTA2W	-2.56
CROJAS1W	2.25
CSALAD1W	2.37
CSPEDR1W	-2.59
CTRLAU1W	1.97
CZARAT1W	-1.80
DPCORRWD	-3.93
EDEABA3D	1.69

DISTRIBUIDOR	$/MWh
EDECATKD	7.05
EDEEERED	2.25
EDELARFD	7.62
EDEMSAMD	-10.26
EDERSARD	13.59
EDESAEGD	8.35
EDESALDD	2.06
EDESASAD	5.41
EDESBA2D	-3.52
EDESTEMD	-4.48
EDETUCTD	5.37
EJUESAYD	4.80
EMISSAND	-2.12
EPECORXD	2.75
EPENEUQD	10.51
EPESAFSD	2.66
ESANJUJD	-8.44

ANEXO VII – Precios a Distribuidores para tarifas a Usuarios Finales en el MEM CONFORME EL ARTÍCULO 4°DE LA RESOLUCIÓN S.E. NO 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
APELPALD	APELP	72.23	62.00	55.40	2033.08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	68.59	60.57	54.10	1965.97
CAREC01W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	76.09	64.65	57.93	2060.33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	75.59	63.91	57.49	2022.67
DCHACA1W	COOP. CHACABUCO	74.49	63.28	56.56	2204.85
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO	74.87	63.61	57.00	2035.94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	79.43	67.73	61.60	1969.65
CGCRUZMW	COOP. ELEC. GODOY CRUZ	74.11	62.75	56.20	2120.42
CLFLOR3W	COOP. DE LAS FLORES	75.48	64.04	57.52	2027.44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	74.30	62.99	56.22	2045.69
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	75.54	64.36	57.44	1832.59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS.AS.	76.32	65.13	58.37	2028.07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	75.80	64.45	57.86	2122.39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	75.26	63.97	57.25	2075.88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	75.73	64.73	57.90	2109.04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	76.52	65.34	58.52	2054.15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE	74.69	63.73	57.03	2075.01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	74.19	64.09	57.70	2052.46
CPUNTA2W	COOP. PUNTA ALTA	72.19	62.25	55.90	2016.36
CROJAS1W	CO0P.DE LUZ Y F.DE ROJAS	76.61	65.22	58.45	2088.68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	77.02	65.71	59.03	1921.73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	74.98	63.84	56.83	2037.96
CSPEDRIW	COOP. SAN PEDRO	74.56	63.01	56.50	2026.73
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	75.67	64.24	57.65	2028.43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	74.73	63.27	56.69	2110.07
C3AR3A3W	COOP. CELTA TRES ARROYOS	75.76	64.66	57.81	2062.05
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	72.76	60.81	54.50	2028.56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	76.24	64.88	58.32	2026.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	78.37	66.86	60.24	2003.51
EDEEERED	EMP.DIST.ENERG.ENTRE RIOS	75.99	64.37	57.67	2039.84

EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	77.60	65.76	59.47	2003.11
EDELAPID	EDELAP SA	75.55	64727	57.58	2135.72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	78.30	66.80	60.01	1970.28

ANEXO VII Cont. - Precios a Distribuidores para tarifas a Usuarios Finales en el MEM CONFORME EL ARTÍCULO 4° DE LA RESOLUCIÓN S.E. No 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA. (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/Mwmes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	74.53	63.16	56.52	2122.01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	73.87	62.64	55.86	2051.68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	75.35	64.26	57.40	2091.83
EDERSARD	E DE ENERGIA DE RIO NEGRO	69.64	61.65	55.25	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	78.50	66.88	60.40	1971.64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	76.66	65.38	58.63	2047.31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	77.02	65.58	59.11	1993.21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	72.92	63.11	56.33	2061.36
EDESTEMD	EDESTESA (E. D. EL. DEL ESTE)	75.17	63.63	57.02	2006.66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	75.62	64.84	57.68	2066.67
EDETUCTD	EDETUCUMAN	76.42	65.07	58.46	1989.76
EJUESAYD	EMPRESA JUJEÑA DE ÉNERGIA	77.32	65.85	59.52	1997.21
EMISSAND	EMP. ELECTRIC. DE MISIONES .	72.07	60.02	53.76	2113.77
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	76.10	64.97	58.19	2059.45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	67.56	59.25	53.21	1980.94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	76.40	65.15	58.33	2078.16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA	75.99	64.68	57.94	2106.68
SECHEPHD	SECHEEP	75.55	63.41	56.89	2009.13
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	75.63	64.55	57.65	2079.22
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	76.24	64.88	58.32	2026.60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	73.87	62.64	55.86	2051.68
CEOSCOEW (*)	(-)CEOS CONCORDIA	75.99	64.37	57.67	2039.84
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	75.99	64.37	57.67	2039.84
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	76.24	64.88	58.32	2026.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	73.87	62.64	55.86	2051.68
CRANCH3W (*)	COOP. DE ELEC. DE RANCHOS	76.24	64.88	5 .32	2026.60
CRIVAD1W (*)	COOP. ELEC. DE RIVADAVIA,	73.87	62.64	55.86	2051.68

CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	72.92	63.11	56.33	2061.36
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE	75.99	64.68	57.94	2106.68

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO VIII – Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para Distribuidores del MEMSP

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
ALUAR S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
PETROLERA RIO ALTO S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. GAIMAN	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. PUERTO MA0RYN	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. RAWSON	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. TRELEW	1.0000	1.0000	1.0000
COOP. ELEC. 16 DE OCTUBRE	0.9247	0.9303	0.9294
COOP. ELEC. C. RIVADAVIA	1.0000	1.0000	1.0000
EdERSA	1.0000	1.0000	1.0000
EDES S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
MUNICIP. DE PICO TRUNCADO	1.0000	1.0000	1.0000
PAN AMERICAN ENERGY LLC P. Clavada	1.0000	1.0000	1.0000
S. PUBL. S.E. SANTA CRUZ	1.0000	1.0000	1.0000
TECPETROL S.A.	1.0000	1.0000	1.0000
VINTAGE OIL ARGENTINA INC. EL Huemul	1.0000	1.0000	1.0000
VINTAGE OIL ARGENTINA INC.	1.0000	1.0000	1.0000
Y. P. F. Km 5	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. CAÑADON SECO	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. EL TORDILLO	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. EL TREBOL	1.0000	1.0000	1.0000
Y.P.F. LOS PERALES AUTOGENERADOR	1.0000	0.9605	0.9798
Y.P.F. LAS HERAS	1.0000	0.9944	1.0000
Y.P.F. PICO TRUNCADO	1.0000	1.0000	.0000
SIPETROL ARGENTINA S.A.	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXO IX - Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo para Distribuidores y Grandes Usuarios del MEMSP

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

NEMO	$/MWh,
C160CTUY	0.48
EDERPSAD	0.50
MIJIPITRZY	-0.31
PAENPTZY	-1.16
PRALTOUZ	0.14
SIPEPCIJIZ	0.16
SPSECRZD	-10.27
TECPETUZ	0.08
YPFKM5UY	0.25
YPFTORUY	0.11

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEMSP para los Distribuidores y Grandes usuarios que contrataron toda su demanda o con ajustes menores a 0,0 1 $/NM.:

EMPRESA	Saldo de Fondo de Estabilización ($)
VINTHUZY	-181802
VINTPTZY	-95689
EDESBPBD	71
HAREMAUY	1

ANEXO X - Sobrecosto Transitorio de Despacho para Distribuidores y Grandes Usuarios del NEMSP

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	$/KWh
CCOMODUY	1.39
CGAIMAUY	6.71
CMADRYUY	1.21
CRAMSOUY	1.27
CTRELEUY	1.66
C16OCTUY	9.77
EDERPSAD	14.30
HAREMAUY	14.93
MUPITRZY	2.23
PAENPTZY	0.19
PRALTOUZ	-0.04
SIPEPCUZ	-0.01
SPSECRZD	22.46
TECPETUZ	0.01
VINTPTZY	-0.41
YPFKM5UY	16.75
YPFTORUY	12.61

Sobrecosto Transitorio de Despacho para aplicar ál-IMMSP para los Distribuidores y Grandes usuarios que contrataron toda su demanda o con ajustes menores a 0,0 1 $/MWh.:

DISTRIBUDOR	Saldo Fondo de Estabilización ($)
VINTHUZY	163637
EDESBPBD	4

ANEXO XI - Diferencias de Precios ARTÍCULO 4' RES. S.E. N' 126 para aplicar en el MEMSP

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

DISTRIBUIDOR	$/MWh
EDERPSAD	3.2

ANEXO XII - Precios a Distribuidores para tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP CONFORME EL ARTÍCULO 7° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

EMPRESA	$PEST			$POTREF
	PICO	RESTO	VALLE	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/Mwmes
CCOMODUY	75.68	70.71	65.87	137.64
CGAIMAUY	75.74	71.20	66.08	137.64
CMADRYUY	75.74	70.96	65.99	137.64
CRAMOUY	75.75	71.13	66.03	137.64
CTRELEUY	75.79	71.15	66.01	137.64
C160CTUY	70.39	65.97	61.19	137.64
EDERPSAD	81.99	77.27	72.35	137.64
MUPITRZY	76.30	71.48	66.76	137.64
SPSECRZD	90.78	86.09	81.12	137.64

ANEXO XIII – Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A DIEZ (10) Kw CONFORME EL ARTÍCULO 8° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004 –

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST			POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
APELPALD	APELP	29.04	24.45	18.41	2033.08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	28.70	24.68	18.65	1965.97
CAREC01 W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	32.01	26.99	20.90	2060.33
C13ARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	31.51	26.17	20.36	2022.67
CCHACA1W	COOP.CHACABUCO	30.41	25.54	19.43	2204.85
CDORRE2W	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	30.79	25.87	19.87	2035.94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	35.35	29.99	24.47	1969.65
CGCRUZMW	C.ELEC.GODOY CRUZ	30.03	25.01	19.07	2120.42
C1-FLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	31.40	26.30	20.39	2027.44
CLUJANIW	COOP. LUJAN BS. AS.	30.22	25.25	19.09	2045.69
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	31.46	26.62	20.31	1832.59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.-	32.24	27.39	21.24	2028.07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	31.72	26.71	20.73	2122.39

COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	31.18	26.23	20.12	2075.88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	31.82	26.99	20.77	2109.04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	32.44	27.60	21.39	2054.15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE	30.82	25.99	19.90	2075.01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	31.26	26.66	20.76	2052.46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	29.52	24.83	18.99	2016.36
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	32.53	27.48	21.32	2088.68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	32.94	27.97	21.90	1921.73
CSALT01W	COOP. SALTO BS. AS.	30.90	26.10	19.70	2037.96
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	30.48	25.27	19.37	2026.73
CTRI-AU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	31.59	26.50	20.52	2028.43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	30.65	25.53	19.56	2110.07
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	31.68	26.92	20.68	2062.05
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	28.68	23.25	17.52	2028.56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	32.16	27.14	21.19	2026.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	34.29	29.12	23.11	2003.51
EDEEERED	EMP.DIST.ENERG. ENTRE RIOS	31.91	26.81	20.74	2039.84
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	33.52	28.02	22.34	2003.11
EDELAPID	EDELAP SA	31.47	26.53	20.45	2135.72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	34.22	2106	22.88	1970.28

ANEXO XIII Cont. – Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A DIEZ (10) kW CONFORME EL ARTÍCULO 8° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	30.45	25.42	19.39	2122.01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	29.79	24.90	18.73	2051.68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	31.27	26.52	20.27	2091.83
EDERSARD	E DE ENERGIA DE RIO NEGRO	29.51	25.48	19.56	1990.68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	34.42	29.14	23.27	1971.64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	32.58	27.64	21.50	2047.31
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	32.94	27.84	21.98	1993.21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	29.80	25.37	19.20	2061.36
EDESTEMD	EDESTESA.DIST.ELDEL ESTE	31.09	25.89	19.89	2006.66

EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	31.54	27.10	20.55	2066.67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	32.34	27.33	21.33	1989.76
EJUESAYD	EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA	33.24	28.11	22.39	1997.21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES	29.35	23.60	17.93	2113.77
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	32.02	27.23	21.06	2059.45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	28.19	23.74	18.10	1980.94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	32.32	27.41	21.20	2078.16
ESANJUJD	ENERGIA, SAN JUAN SA	31.91	26.94	20.81	2106.68
SECHEPHD	SECHEEP	31.96	26.44	20.63	2009.13
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	31.55	26.81	20.52	2079.22
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	32.16	27.14	21.19	2026.60
CCOLON 1 W (*)	COOP. COLON BS. AS.	29.79	24.90	18.73	2051.68
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	31.91	26.81	20.74	2039.84
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	31.91	26.81	20.74	2039.84
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	32.16	27.14	21.19	2026.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	29.79	24.90	18.73	2051.68
CRANCH3W (*)	COOP. DE ELEC. DE RANCHOS	32.16	27.14	21.19	2026.60
CRIVAD l W (*)	COOP. ELEC. DE RIVADAVIA	29.79	24.90	18.73	2051.68
CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	2980	25.37	19.20	2061.36
DECSASJw (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE		26.94	20.81	2106.68

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAM

ANEXO XIV - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP

PARA USUARIOS RESIDENCIALES MENORES A DIEZ (10) KW CONFORME EL ARTÍCULO 8° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES

EMPRESA	$PEST			$POTREF
	PICO	RESTO	VALLE	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
CCOMODUY	48.20	40.54	35.93	137.64
CGAIMAUY	48.26	41.03	36.14	137.64
CMADRYUY	48.26	40.79	36.05	137.64
CRAWSOUY	48.27	40.96	36.09	137.64
CTRELEUY	48.31	40.98	36.07	137.64
C16OCTUY	44.98	37.90	33.36	137.64
EDERPSAD	54.51	47.10	42.41	137.64
MUPITRZY	48.82	41.31	36.82	137-64
SPSECRZD	63.30	55.92	51.18	137.64

ANEXO XV - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA DEMANDAS DESTINADAS AL ALUMBRADO PUBLICO CONFORME EL ARTÍCULO 9° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A DEMANDAS DE ALUMBRADO PUBLICO

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
APELPALD	APELP	35.75	-31.27	24.52	2033.08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	34.90	31.20	24.50	1965.97
CARECO1W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	38.86	33.83	27.01	2060.33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	38.36	33.02	26.49	2022.67
CCHACAlW	COOP.CHACABUCO	37.26	32.39	25.56	2204.85
CDORREW	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	37.64	32.72	26.00	2035.94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	42.20	36.84	30.60	1969.65
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ	36.88	31.86	25.20	2120.42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	38.25	33.15	26.52	2027.44
CLUJANlW	COOP. LUJAN BS. AS.	37.07	32.10	25.22	2045.69
CMONTEW	COOPERATIVA MONTE	38.31	33.47	26.44	1832.59

CMORENlW	COOR MNO. MORENO BS. AS.	39.09	34.24	27.37	2028.07
CNECNEW	COOPERATIVA DE NECOCHEA	38.57	33.56	26.86	2122.39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	38.03	33.08	26.25	2075.88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	38.65	33.84	26.90	2109.04
CPERGAlW	COOP. PERGAMINO BS. AS.	39.29	34.45	27.52	2054.15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE	37.64	32.84	26.03	2075.01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	37.93	33.45	26.86	2052.46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	36.15	31.62	25.08	2016.36
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	39.38	34.33	27.45	2088.68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	39.79	34.82	28.03	1921.73
CSALT01W	COOP. SALTO BS. AS.	37.75	32.95	25.83	2037.96
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	37.33	32.12	25.50	2026.73
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	38.44	33.35	26.65	2028.43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	37.50	32.38	25.69	2110.07
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	38.53	33.77	26.81	2062.05
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	35.53	30.07	23.63	2028.56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA,	39.01	33.99	27.32	2026.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA. S.A.	41.14	35.97	29.24	2003.51
EDEEERED	EMP. DIST. EN ERG. ENTRE RIOS	38.76	33.62	26.84	2039:84
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	40.37	34.87	28.47	2003.11
EDELAPID	EDELAP SA	38.32	33.38	26.58	2135.72
EDELARFD	JEMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	41.07	35,`91	29.01	1970.28

ANEXO XV Cont. – Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA DEMANDAS DESTINADAS AL ALUMBRADO PUBLICO CONFORME EL ARTÍCULO 9° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A DEMANDAS DE ALUMBRADO PUBLICO

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	37.30	32.27	25.52	2122.01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	36.64	31.75	24.86	2051.68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	38.12	33.37	26.40	2091.83
EDERSARD	E DE ENERGIA DE RIO NEGRO	35.74	32.05	25.45	1990.68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	41.27	35.99	29.40	1971.64
EDESALDD	ED~SAL DISTRIBUIDOR	39.43	34.49	27.63	2047.31
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	39.79	34.69	28.11	1993.21

EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	36.50	32.22	25.33	2061.36
EDESTEIVID	EDESTESA DIST.EL.DEL ESTE	37.94	32.74	26.02	2006.66
EDESURCID	EDESUR DISTRIBUIDOR	38.39	33.95	26.68	2066.67
EDETUCTID	EDETUCUMAN	39.19	34.18	27.46	1989.76
EJUESAYD	EMPRESA JUJEÑA DE ENERG.	40.09	34.96	28.52	1997.21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES	35.99	30.22	-23.84	2113.77
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	38.87	34.08	27.19	2059.45
EPENELÍQD	EPEN DISTRIBUIDOR	34.31	30.18	23.90	1980.94
EPESAFSID	EPESF DISTRIBUIDOR	39.17	34.26	27.33	2078.16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA	38.76	33.79	26.94	2106.68
SECHEPHD	SECHEEP	38.73	33.15	26.61	2009.13
TANDIL3W	LISINA POPULAR DE TANDIL	38.40	33.66	26.65	2079.22
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	39.01	33.99	27.32	2026.60
CCOLONIW (*)	COOP. COLON BS. AS.	36.64	31.75	, 24.86	2051.68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	38.76	33.62	26.84	2039.84
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	38.76	33.62	26.84	2039.84
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	39.01	33.99	27.32	2026.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	36.64	31.75	24.86	2051.68
CRANCH3W(*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	39,01	33.99	27.32	2026.60
CRIVAD1W (*)	. ELEC. DE RIVADAVIA	36.64	31.75	24.86	2051.68
CSIPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	36.50	32.22	25.33	2061.36
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CALICETE	38.76	33.79	26.94	2106.68

ANEXO XVI - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEMSP

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA. EN EL MERCADO PARA DEMANDAS DESTINADAS AL ALUMBRADO PUBLICO CONFORME EL ARTÍCULO 9° DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A DEMANDAS DE ALUMBRADO PUBLICO

EMPRESA	$PEST			$POTREF
	PICO	RESTO	VALLE	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
CCOMODUY	60.79	48.45	42.96	137.64
CGAIMAUY	60.85	48.94	43.17	137.64
CMADRYUY	60.85	48.70	43.08	137.64
CRAWSQUY	60.86	48.87	43.12	137.64
CTRELEUY	60.90	48.89	43.10	137.64
C160CTUY	56.62	45.26	39.89	137.64
EDERPSAD	67.10	55.01	49.44	137.64
MUPITRZY	61.41	49.22	43.85	137.64
SPSECRZD	75.89	63.83	58.21	137.64

ANEXO XVII - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el NEM

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA USUARIOS DE SUMINISTROS GENERALES HASTA DIEZ (10) kW CONFORME EL ARTÍCULO 10 DE LA RESOLUCIÓN SE Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES

PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES DE SUMINISTROS GENERALES - NO RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
APELPALD	APELP	62.72	52.35	45.74	2033.08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	59.81	51.35	44.84	1965.97
CAREC01W	C.DE SAN ANTONIO DE ARECO	66.39	54.97	48.26	2060.33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	65.89	54.21	47.79	2022.67
CCHACAJW	COOP.CHACABUCO	64.79	53.58	46.86	2204.85
CDORRE2W	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	65.17	53.91	47.30	2035.94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	69.73	58.03	51.90	1969.65
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ	64.41	53.05	46.50	2120.42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	65.78	54.34	47.82	2027.44

CLUJANJW	COOP. LUJAN BS. AS.	64.60	53.29	46.52	2045.69
CMONTEJW	COOPERATIVA MONTE	65.84	54.66	47.74	1832.59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	66.62	55.43	48.67	2028.07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	66.10	54.75	48.16	2122.39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	65.56	54.27	47.55	2075.88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	66.07	55.03	48.20	2109.04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	66.82	55.64	48.82	2054.15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE	65.03	54.03	47.33	2075.01
CPRING2W	CnOR ELECT PRINGLES	64.74	54.47	48.05	2052.46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	62.80	52.63	46.26	2016.36
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	66.91	55.52	48.75	2088.68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	67.32	56.01	49.33	1921.73
CSALT01W	COOP. SALTO BS. AS.	65.28	54.14	47.13	2037.96
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	64.86	53.31	46.80	2026.73
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	65.97	54.54	47.95	2028.43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	65.03	53.57	46.99	2110.07
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	66.06	54.96	48.11	2062.05
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	63.06	51.15	44.84	2028.56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	66.54	55.18	48.62	2026.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	68.67	57.16	50.54	2003.51
EDEEERED	EMP. DIST.ENERG. ENTRE RIOS	66.29	54.72	48.02	2039.84
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	67.90	56.06	49.77	2003.11
EDELAPID	EDELAP SA	65,85	54.57	47.88	2135.72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA	68.60	57.10	50.31	1970.28

ANEXO XVII Cont. - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el NEM

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA USUARIOS DE SUMINISTROS GENERALES HASTA DIEZ (10) kW CONFORME EL ARTÍCULO 10 DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES

PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES DE SUMINISTROS GENERALES - NO RESIDENCIALES

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	64.83	53.46	46.82	2122.01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	64.17	52.94	46.16	2051.68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	65.65	54.56	47.70	2091.83
EDERSARD	E DE ENERGIA DE RIO NEGRO	60.81	52.35	45.93	1990.68

EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	68.80	57.18	50.70	1971 84
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	66.96	55.68	48.93	2047.31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	67.32	55.88	49.41	1993.21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	63.43	53.41	46.63	2061.36
EDESTEMD	EDESTESA DIST. EL. DEL ESTE	65.47	53.93	47.32	2006.66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	65.92	55.14	47.98	2066.67
EDETUCTD	EDETUCUMAN	66.72	55.37	48.76	1989.76
EJUESAYD	EMPRESA JUJEÑIA DE ENERG.	67.62	56.15	49.82	1997.21
EMISSAND	EMP. ELECTRIC. DE MISIONES.	62.67	50.66	44.40	2113.77
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	66.40	55.27	48.49	2059.45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	58.89	50.12	44.04	1980.94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	66.70	55.45	48.63	2078.16
ESANJUJID	ENERGIA SAN JUAN SA	66.29	54.98	48.24	2106.68
SECHEPHD	SECHEEP	65.96	53.91	47.42	2009.13
TANDIL3M	USINA POPULAR DE TANDIL	65.93	54.85	47.95	2079.22
CCASTE3W V	COOP. CASTELLI	66.54	55.18	48.62	2026.60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	64.17	52.94	46.16	2051.68
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	66.29	54.72	48.02	2039.84
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHIJ E.R.	66.29	54.72	48.02	2039.84
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	66.54	55.18	48.62	2026.60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	64.17	52.94	46.16	2051.68
CRANCH3W(*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	66.54	55.18	48.62	2026.60
CRIVAD1W (*)	COOP. ELEC. DE RIVADAVIA	64.17	52.94	46.16	2051.68
CSPUAN2W(*)	COOPERATIVA DE PLIAN LTDA.	63.43	53.41	46.63	2061.36
DECSASJW (*)	DIST. DE ENER. DE CAUCETE	66.29	54.98	48.24	2106.68

(*) estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO XVIII - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el NMMSP

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA USUARIOS DE SUMINISTROS GENERALES HASTA DIEZ (10) kW CONFORME EL ARTÍCULO 10 DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES

PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES DE SUMINISTROS GENERALES - NO RESIDENCIALES

EMPRESA	$PEST			$POTREF
	PICO	RESTO	VALLE	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
CCOMODUY	67.99	63.02	58.18	137.64
CGAIMAUY	68.05	63.51	58.39	137.64

CMADRYUY	68.05	63.27	58.30	137,64
CRAWSOUY	68.06	63.44	58.34	137.64
CTRELEUY	68.10	63.46	58.32	137.64
C160CTUY	63.28	58.82	54.04	137.64
EDERPSAD	74.30	69.58	64.66	137.64
MUPITRZY	68.61	63.79	59.07	137.64
SPSECRZD	83.09	78.40	73.43	137.64

ANEXO XIX - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el NEM

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA USUARIOS CON DEMANDA CONTRATADA, POR PUNTO DE SUMINISTRO, MAYOR 0 IGUAL A TRESCIENTOS (300) kW DE POTENCIA CONFORME EL ARTÍCULO 11 DE LA RESOLUCIÓN S.E. Nº 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES

PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES CON DEMANDA CONTRATADA >= 300 Kw

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
APELPALD	APELP	72.23	62.00	55.40	2033.08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	68.59	60.57	54.10	1965.97
CARECO1W	C. DE SAN ANTONIO DE ARECO	76.09	64.65	57.93	2060.33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	75.59	63.91	57.49	2022.67
CCHACA1W	COOP.CHACABUCO	74.49	63.28	56.56	2204.85
CDORRE2W	C. CNEL. DORREGO BS. AS.	74.87	63.61	57.00	2035.94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	79.43	67.73	61.60	1969.65
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ	74.11	62.75	56.20	2120.42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	75.48	64.04	57.52	2027.44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	74.30	62.99	56.22	2045.69
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	75.54	64.36	57.44	1832.59
CMOREN lW	COOP. MNO. MORENO BS.AS.	76.32	65.13	58-37	2028.07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	75.80	64.45	57.86	2122.39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	75.26	63.97	57.25	2075.88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	75.73	64.73	57.90	2109.04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	76.52	65.34	58.52	2054.15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE	74.69	63.73	57.]D3	2075.01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	74.19	64.09	57.70	2052.46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	72.19	62.25	55.90	2016.36
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	76.61	65.22	58.45	2088.68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	77.02	65.71	59.03	1921.73

CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	74.98	63.84	56.83	2037.96
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	74.56	63.01	56.50	2026.73
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	75.67	64.24	57.65	2028.43
CZARAT1W	COOP, ZARATE BS. AS.	74.73	63.27	56.69	2110.07
C3AR3A3W	C. CELTA - TRES ARROYOS	75.76	64.66	57.81	2062.05
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	72.76	60.81	54.50	2028.56
EDEABAM	EMP DIST ENERG ATLANTICA	76.24	64.88	58.32	2026.60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	78.37	66.86	60.24	2003.51
EDEEERED	EMP. DIST.ENERG. ENTRE RIOS	75.99	64.37	57.67	2039.84
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	77.60	65.76	59.47	2003.11
EDELAPID	EDELAP SA	75.55	64.27	57.58	2135.72
EDELARFD	EMP . DE E NERGIA DE LA RIOJA	78 . 30	66 . 80	60 . 01	1970 . 28

ANEXO XIX Cont. - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA USUARIOS CON DEMANDA CONTRATADA, POR PUNTO DE SUMINISTRO, MAYOR 0 IGUAL A TRESCIENTOS (300) kW DE POTENCIA CONFORME EL ARTÍCULO 11 DE LA RESOLUCIÓN S.E. NO 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES

PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES CON DEMANDA CONTRATADA >= 300 Kw

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	74.53	63.16	56.52	2122.01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	73.87	62.64	55.86	2051.68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	75.35	64.26	57.40	2091.83
EDERSARD	E DE ENERGIA DE RIO NEGRO	69.64	61.65	55.25	1990.68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	78.50	66.88	60.40	1971.64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	76.66	65.38	58.63	2047.31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	77.02	65.58	59.11	1993.21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	72.92	63.11	56.33	2061.36
EDESTEIVÍD	EDESTESA DIST. EL. DEL ESTE	75.17	63.63	57.02	2006.66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	75.62	64.84	57.68	2066.67
EDETUCTD	EDETUCUMAN -	76.42	65.07	58.46	1989.76
EJUESAYD	EMP. JUJEÑIA DE ENERGIA	77.32	65.85	59.52	1997.21
EMISSAND	EMP. ELECTRIC. DE MISIONES	72.07	60.02	53.76	2113.77
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	76.10	64.97	58.19	2059.45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	67.56	59.25	53.21	1980.94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	76.40	65.15	58.33	2078.16

ESANJU,ID	ENERGIA SAN JUAN SA	75.99	64.68	51.94	2106.68
SECHEPHD	SECHEEP	75.55	63.41	56.89	2009.13
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	75.63	64.55	57.65	2079.22
CCASTE3W(*)	COOP. CASTELLI	76.24	64.88	58.32	2026.60
CCOLONlW(*)	COOP. COLON BS. AS.	73.87	62.64	55.86	2051.68
CEOSCOEW(*)	CEOS CONCORDIA	75.99	64.37	57.67	2039.84
CGUALEEW(*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	75.99	64.37	57.67	2039.84
CLEZAM3W(*)	COOPERATIVA DE LEZAMA i	76.24	64.88	58.32	2026.60
C RAMAL1W(*)	COOP. RAMALLO	73.87	62.64	55.86	2051.68
CRANCH3W(*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	76.24	64.88	58.32	2026,60
CRIVAD1W(*)	COOP ELEC. DE RIVADAVIA	73.87	62.64	55.86	2051.68
CSPUAN2W(*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA	72.92	63.11	56.33	2061.36
DECSASJW(*)	DIST.DEENER.DECAUCETE.i	75.99	64.468	57.94	2106.68

(*) A los precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

ANEXO XX - Precios a Distribuidores para las Tarifas a Usuarios Finales en el NEMSP

PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO PARA USUARIOS CON DEMANDA CONTRATADA, POR PUNTO DE SUMINISTRO, MAYOR 0 IGUAL A TRESCIENTOS (300) kW DE POTENCIA CONFORME EL ARTÍCULO 11 DE LA RESOLUCIÓN S.E. NO 1.434/2004

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2004 - ENERO 2005

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES

PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES CON DEMANDA CONTRATADA >= 300 Kw

EMPRESA	DESCRIPCION	$PEST			$POTREF
		PICO	RESTO	VALLE	
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWmes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	74.53	63.16	56.52	2122.01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	73.87	62.64	55.86	2051.68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	75.35	64.26	57.40	2091.83
EDERSARD	E DE ENERGIA DE RIO NEGRO	69.64	61.65	55.25	1990.68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	78.50	66.88	60.40	1971.64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	76.66	65.38	58.63	2047.31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	77.02	65.58	59.11	1993.21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	72.92	63.11	56.33	2061.36
EDESTEIVÍD	EDESTESA DIST. EL. DEL ESTE	75.17	63.63	57.02	2006.66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	75.62	64.84	57.68	2066.67
EDETUCTD	EDETUCUMAN -	76.42	65.07	58.46	1989.76
EJUESAYD	EMP. JUJEÑIA DE ENERGIA	77.32	65.85	59.52	1997.21
EMISSAND	EMP. ELECTRIC. DE MISIONES	72.07	60.02	53.76	2113.77
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	76.10	64.97	58.19	2059.45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	67.56	59.25	53.21	1980.94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	76.40	65.15	58.33	2078.16
ESANJU,ID	ENERGIA SAN JUAN SA	75.99	64.68	51.94	2106.68
SECHEPHD	SECHEEP	75.55	63.41	56.89	2009.13
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL	75.63	64.55	57.65	2079.22
CCASTE3W(*)	COOP. CASTELLI	76.24	64.88	58.32	2026.60
CCOLONIW(*)	COOP. COLON BS. AS.	73.87	62.64	55.86	2051.68
CEOSCOEW(*)	CEOS CONCORDIA	75.99	64.37	57.67	2039.84
CGUALEEW(*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	75.99	64.37	57.67	2039.84
CLEZAM3W(*)	COOPERATIVA DE LEZAMA i	76.24	64.88	58.32	2026.60
C RAMAL1W(*)	COOP. RAMALLO	73.87	62.64	55.86	2051.68
CRANCH3W(*)	C. DE ELECTR. DE RANCHOS	76.24	64.88	58.32	2026,60
CRIVAD1W(*)	COOP ELEC. DE RIVADAVIA	73.87	62.64	55.86	2051.68
CSPUAN2W(*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA	72.92	63.11	56.33	2061.36
DECSASJW(*)	DIST.DEENER.DECAUCETE.i	75.99	64.468	57.94	2106.68

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 1681/04

Publicación Boletín Oficial N° 30564 del 6/01/2005

Citas Legales: Res. SE 659/2004; Dec. 180/2004; Dec. 181/2004; Res. MPFIPyS 208/2004; Res. SE 265/2004; Res. SE 503/2004; Res. SE 659/2004; Res. SE 1146/2004; Disp. SSC 27/2004; Dec. 1142/2003; Ley 17.319; Ley 24.076; Dec. 1738/92; Dec. 951/95.

Modificase la Resolución SE 659/2004 por la que aprobó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado de Gas Natural.

BUENOS AIRES, 29 DE DICIEMBRE DE 2004

VISTO el Expediente N° S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes N° 17.319 y N° 24.076, el Decreto N° 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, y sus modificatorios, el Decreto N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004, el Decreto N° 181 de fecha 13 de febrero de 2004, la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS N° 208 de fecha 21 de abril de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 265 de fecha 24 de marzo de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 503 de fecha 21 de mayo de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 659 de fecha 17 de junio de 2004, y la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 1146 de fecha 9 de noviembre de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que en el “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004” (el “Acuerdo”), homologado por Resolución N° 208 de fecha 21 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se dispusieron volúmenes de gas para abastecer los consumos no interrumpibles de las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes y parte de los consumos de centrales de generación de electricidad abastecidos mediante el transporte por gasoductos contratado por las mencionadas prestatarias, cuando esos volúmenes fueran a utilizarse para generar electricidad destinada al servicio público.

Que posteriormente, y por medio de la Resolución N° 659 de fecha 17 de junio de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se aprobó PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL.

Que por el mencionado Programa se sustituyó al PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, establecido por la Disposición N° 27 de fecha 29 de marzo de 2004 de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES.

Que el PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL preserva la prioridad de abastecimiento al mercado interno, acorde a la normativa vigente, y en particular, el abastecimiento de aquellos consumos que por sus características y por los compromisos asumidos para con los usuarios del sistema, corresponden a modalidades no interrumpibles.

Que en el punto 5.1) a) del Capítulo I del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, se establece que para cada productor de gas se determinará la relación (cociente) entre las obligaciones de entregar o pagar (DOP) asumidas en la columna A del Anexo II del “Acuerdo” y la suma de: i) las obligaciones de entregar o pagar antes referidas, ii) las obligaciones de entregar o pagar (DOP) de los contratos de exportación, y iii) las obligaciones de entregar o pagar (DOP) de otros contratos para el mercado interno distintos de los incluidos en i); y que dicha relación para la empresa i se denominará Xi.

Que por el punto 7.5 del “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004” (el “Acuerdo”), se estipula que los acuerdos que los PRODUCTORES celebren con (a) las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, (b) los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL y/o (c) otros PRODUCTORES, en cumplimiento de las obligaciones asumidas en dicho Acuerdo, serán presentados ante la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para su posterior publicación en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Que por el Artículo 6° del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, se dispuso la creación del MERCADO ELECTRONICO DE GAS cuyas funciones fundamentales son transparentar el funcionamiento físico y

comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados “Spot”), de gas natural y su transporte, y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Que el MERCADO ELECTRONICO DE GAS propende, en beneficio de los sujetos de la industria del gas, el acceso a la información básica y comercialmente relevante contenida en los contratos que vinculen a los sujetos activos de la industria del gas natural en lo referente a: precios, origen del gas natural, volúmenes, plazos, condiciones de “Tomar o Pagar”, “Entregar o Pagar”, Cantidad Máxima Diaria, Cantidad Diaria Contractual, cláusulas de “Recuperación de gas”, y toda otra cláusula contractual que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, determine que deba ser dada a publicidad.

Que por lo tanto, la información contenida en los contratos firmados y registrados en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, constituye el registro más relevante y representativo de lo que acontece en el ámbito de las transacciones comerciales.

Que en consecuencia, resulta más apropiado considerar, en la relación contemplada en el punto 5.1) a) del Capítulo I del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, a las obligaciones de entregar o pagar (DOP) que consten en los contratos firmados y registrados en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, en lugar de las obligaciones de entregar o pagar (DOP) asumidas en la columna A del Anexo II del “Acuerdo”.

Que la modificación de este aspecto del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, constituye un elemento estrictamente instrumental que contribuye a mejorar el mencionado Programa.

Que la vigencia de la modificación que se propicia debe efectivizarse a partir del 1° de febrero de 2005, de manera de otorgar un plazo prudencial para que los contratos se registren adecuadamente en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Que a los efectos del cálculo de la relación contemplada en el punto 5.1) a) del Capítulo I del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL de cada mes, deberán considerarse las obligaciones de entregar o pagar (DOP) que consten en los contratos firmados y registrados, en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, hasta el QUINTO (5°) día hábil anterior al inicio de cada mes calendario.

Que también debe señalarse que se han observado casos en que se verifican atrasos en los pagos de los generadores a los productores por gas natural de inyecciones de volúmenes de gas adicional, en el marco de la Resolución N° 659 de fecha 17 de junio de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que ello redunda en el menoscabo de la confiabilidad en la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Que en tal sentido corresponde adoptar los recaudos necesarios instruyendo a la COMPAÑIA ADMINISTADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), para que, en los casos de incumplimiento de pago por parte de los generadores que pudieran ser susceptibles de la aplicación de lo establecido en el punto 14 del Capítulo IV del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, y que como consecuencia de ello se pudiera perjudicar al servicio público de electricidad, dicha Compañía proceda a efectuar los pagos a los productores de gas en forma directa, para luego imputar los montos correspondientes en concepto de débitos, en las cuentas que los agentes generadores mantienen en la mencionada Compañía.

Que en forma previa a que la COMPAÑIA ADMINISTADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), proceda al pago de los atrasos a los productores de gas en forma directa, deberá contar con la notificación respectiva por parte de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto N° 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6° de la Ley N° 17.319, el Artículo 3° de la Ley N° 24.076, y su reglamentación, el Artículo 3° del Anexo I del Decreto N° 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto N° 951 de fecha 11 de julio de 1995, y el Artículo 31 del Decreto N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Sustitúyese el Punto 5.1) a) del Anexo I de la Resolución N° 659 de fecha 17 de julio de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por el siguiente texto:

"5.1) a) Para cada productor de gas se determinará para cada mes la relación (cociente) entre el total del volumen correspondiente a las obligaciones de entregar o pagar (en adelante DOP) asumidas en los contratos firmados y registrados mediante los procedimientos dispuestos por la Resolución N° 1146 de fecha 9 de noviembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y sus antecedentes, por los cuales se instrumenta la Normativa de remisión de información para el MERCADO ELECTRONICO DEL GAS (MEG), correspondientes a la columna A del Anexo II del "Acuerdo", hasta el QUINTO (5°) día hábil anterior a la fecha de inicio de cada mes calendario, y la suma de: i) el total del volumen correspondiente a las obligaciones de entregar o pagar antes referidas, ii) el total del volumen correspondiente a los DOP de los contratos de exportación, y iii) el total del volumen correspondiente a los DOP de otros contratos para el mercado interno, distintos de los incluidos en i). Dicha relación para la empresa i se denominará Xi. La información que será utilizada para determinar lo previsto en ii) será la disponible por la SECRETARIA DE ENERGIA. La información que será utilizada para determinar lo previsto en iii) será la disponible por el ENARGAS. La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES podrá determinar una nueva fuente de información a estos fines, en vista de las necesidades futuras. El DOP que se utilizará para cada caso será la media aritmética del DOP aplicable a cada mes, y en caso de no disponerse de la información relativa al DOP para cada mes, se tomará el valor más alto. En caso que existieran situaciones en las cuales el DOP fuera cero, se tomará el nivel de entregas para el período correspondiente."

Artículo 2°- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), para que proceda a efectuar los pagos a los productores de gas en forma directa, utilizando los fondos no asignados transferidos desde el fondo unificado como préstamos al fondo de estabilización, en los casos de incumplimiento de pago por parte de los generadores que puedan ser susceptibles de la aplicación de lo establecido en el punto 14 del Capítulo IV del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL; y ello así sólo en tanto esa COMPAÑIA cuente con la respectiva notificación por parte de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, en la que se identifiquen los volúmenes y productores de gas natural en cuyo beneficio se hubieren devengado los importes correspondientes al pago de los volúmenes de gas suministrados a generadores por efecto de las disposiciones del mencionado PROGRAMA y expreso pedido de CAMMESA. En tal sentido, para cancelar las deudas corrientes, la COMPAÑIA ADMINISTADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), deberá descontar de la remuneración que corresponda liquidar por la energía generada con el combustible asignado, el monto equivalente al costo del combustible consumido por el Agente generador durante el período mensual transaccionado, y para cancelar las deudas pendientes se deberá descontar la remuneración por potencia que perciba el generador.

Artículo 3°- La presente Resolución tendrá vigencia a partir del 1° de febrero de 2005.

Artículo 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Normativa del Año 2005

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 03/05

Aceptase la decisión de determinadas empresas de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 07/05

MEMSP. Apruébase como modelo de pliego de bases y condiciones para el llamado a convocatoria abierta de interesados en participar como iniciadores en la realización de la ampliación al sistema de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión correspondiente al vínculo en 500 kv entre la estación transformadora puerto Madryn en la provincia del Chubut y una futura estación transformadora en la zona de Pico Truncado en la provincia de Santa Cruz.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 16/05

Ténganse por rechazados los condicionamientos formulados a la aceptación a participar del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía en el mercado eléctrico mayorista (FONINVEMEM) efectuados a través de las notas presentadas por las empresas: AES ARGENTINA en REPRESENTACION de AES ALICURA S.A., AES PARANA SCA, AES JURAMENTO S.A. y CENTRAL DIQUE S.A.; HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.; CENTRALES DE LA COSTA ATLANTICA S.A.; CENTRAL PIEDRA BUENA S.A.; CENTRAL PUERTO S.A. y GENERACION MEDITERRANEA S.A., todas ellas con fecha de recepción 17 de diciembre de 2004 en la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 23/05

Constituyese el fondo fiduciario para atender a la financiación de las ampliaciones de transporte. Recursos que integran dicho fondo. Régimen de garantías.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 49/04

MEM. Establécese la restitución al fondo unificado de todas las sumas asignadas para el prefinanciamiento de las operatorias diseñadas con el objeto de incrementar la oferta en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. Créase la cuenta para inversiones del estado nacional, la que será administrada por el organismo encargado del despacho.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 53/05

MEM - MEMSP. Reprogramación trimestral de verano para el mercado eléctrico mayorista y el mercado eléctrico mayorista del sistema patagónico. Aplicase lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.11.5 del capítulo 2 "precios estacionales" de “los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios”, aprobados por la Resolución SEE Nº 61/92 de la ex secretaria de energía eléctrica, entonces dependiente del ex ministerio de economía obras y servicios públicos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 181/05

MEM. Utilización de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica. Establécese como recurso de última instancia la utilización del combustible a importar desde la República Bolivariana de Venezuela en el marco del CONVENIO INTREGRAL DE COOPERACIÓN suscripto con dicho país.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 298/05

Instruyese al organismo encargado del despacho (OED) a calcular la deuda exigible a la cooperativa de servicios públicos, consumo y vivienda de Rawson limitada y a la cooperativa de servicios públicos, consumo y vivienda 16 de octubre limitada, que se genero por incumplimientos correspondientes al periodo comprendido entre agosto 2000 y abril 2001, incluyendo a tales efectos los recargos e intereses correspondientes, establecidos en el capítulo 5 de los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios (los procedimientos).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 387/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A. para implementar un sistema de medición de combustibles efectivamente consumidos para la generación de energía eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 391/05

Instruyese al organismo encargado del despacho para adquirir energía eléctrica proveniente de la Republica Federativa del Brasil, hasta setecientos megavatios por hora y durante el periodo comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 456/05

Suspendense transitoriamente los efectos de la resolución nro. 391/2005, por la cual se instruyó al organismo encargado del despacho a adquirir energía eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 512/2005

MEM. Habilitase a los agentes generadores térmicos del mercado eléctrico mayorista a solicitar la adjudicación de fondos al organismo encargado del despacho, destinado al pago adelantado de compras de fuel oil, con el compromiso de disponibilidad de dicho combustible en central antes del 26 de marzo de 2005.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 615/05

Extiéndase el financiamiento establecido mediante el fondo fiduciario para atender a la financiación de las ampliaciones de transporte a la ampliación de la estación transformadora campana de quinientos kilovoltios (500 kv), propiedad de la transportista independiente de buenos aires sociedad anónima (TIBA), consistente en la instalación de un nuevo transformador de potencia de 300/300/70 mva 500/132/13,2 kv y campos en barras de quinientos kilovoltios (500 kv) y ciento treinta y dos kilovoltios (132 kv) asociados.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 622/05

MEM. Instruyese al organismo encargado del despacho a convocar a los agentes privados acreedores del mercado eléctrico mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, no comprendidos en el artículo 1º de la resolución nro. 3/2005, a manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el citado mercado, invirtiendo en el mismo sus acreencias durante el periodo comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, inclusive.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 663/05

MEM. Modificación de la resolución SE 622/05, por la cual se convocó a todos los agentes privados acreedores del mercado eléctrico mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, no comprendidos en el artículo 1º de la resolución SE 03/05, a participar en la CONFORMACIÓN DEL FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 665/05

MEM - MEMSP. Apruébase la redeterminación de precios de la parte remanente de los contratos de provisión de conductores de aluminio - acero y de estructuras metálicas reticuladas para la ampliación interconexión MEM - MEMSP, suscriptos por INDUSTRIA METALÚRGICA SUDAMERICANA S.A.C. E L., PIRELLI ENERGÍA CABLES Y SISTEMAS DE ARGENTINA S.A., TORRES AMERICANAS S.A. y GUZMAN NACICH S.A.I.C. con INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA S.A. en su carácter de sociedad autorizada para la construcción, operación y mantenimiento de la referida ampliación.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 740/05

Requisitos establecidos por mercado electrónico de gas S.A. para las personas jurídicas que soliciten adquirir y emplear licencias para agentes libres.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 745/05

Sustituyese el anexo I de la resolución Nº 552/2004, que estableció el citado programa

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 751/05.

Concédanse, por única vez y con carácter excepcional, una prorroga para que los agentes privados acreedores del mercado eléctrico mayorista que no lo hayan efectuado manifiesten su voluntad de participar en el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 752/05

Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. Grandes usuarios firmes o interrumpibles. Nuevos consumidores directos de gas natural. Mecanismo de compra de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para ser aplicado en forma exclusiva a los expendedores de gas natural comprimido. Prestatarias del servicio de distribución.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 753/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado eléctrico mayorista para que, actuando por cuenta y orden del estado nacional, proponga procedimientos especiales alternativos a los previstos en el contrato firmado con la empresa estatal petróleos de Venezuela S.A., a fin de agilizar la resolución de reclamos por supuestas cancelaciones y demoras ocurridas durante la entrega del producto fuel oil durante el año 2004.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 767/05

Línea de interconexión en 500 kv tramo estación transformadora Mendoza - estación transformadora San Juan, primer tramo de la línea minera. Incorpórase al anexo de la resolución Nº 106/2003 la ampliación "segundo banco de capacitores de 45 MVAR en terciario de los ATR 150 MVA de la estación transformadora San Juan en 132 kv".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 771/05

Aceptase la decisión de determinadas empresas, de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 880/05

Modificase la resolución Nº 4/2003, mediante la cual se aprobó el denominado procedimiento complementario para concretar ampliaciones del plan federal de transporte en quinientos kilo voltios.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 905/05

Establécese el valor del coeficiente de actualización trimestral (CAT) instaurado por el artículo 1º de la ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del fondo nacional de la energía eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 925/05

Instruyese a los agentes generadores del mercado eléctrico mayorista para que presenten, con carácter de declaración jurada, a la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A., la información básica de los contratos o acuerdos por los cuales reciben suministro de gas natural, que se encuentren vigentes. Habilitase a los mencionados agentes generadores a realizar ofertas irrevocables estandarizadas, de acuerdo a las características establecidas en el artículo 20 de la resolución Nº 752/2005.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 930/05

Prorrogase disposiciones de la resolución SE 752/2005., hasta el 1º de setiembre de 2005, momento a partir del cual, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para abastecer a determinados usuarios.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 931/05

Aplicase, a los grandes usuarios situados en el área de concesión de las empresas titulares de concesiones de servicio publico de distribución de energía eléctrica otorgadas por el poder ejecutivo nacional que ingresen al mercado eléctrico mayorista a partir del 1º de agosto de 2005, lo dispuesto en el mencionado programa, establecido por la resolución SE 745/2005.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 939/05

Apruébase el régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del mercado spot de gas natural que opera en el ámbito del mercado electrónico de gas. Modificación de la resolución Nº 740/2005

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 942/05

Reprogramación trimestral definitiva de invierno 2005 para el mercado eléctrico mayorista y el mercado eléctrico mayorista del sistema patagónico. Aplicase lo dispuesto por el ultimo párrafo “in fine” del punto 2.11.5 del capitulo 2 "precios estacionales" de "los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el calculo de precios", aprobados por la resolución Nº 61/92 de la ex secretaria de energía eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 965/05

Reemplazase el procedimiento complementario para concretar las ampliaciones del plan federal de transporte en quinientos kilovoltios, dispuesto por la resolución SE 4/2003 y modificado por la resolución SE 880/2005

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1056/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A. a reconocer los cargos por “fideicomiso de gas ampliación de gasoductos”. Que las licenciatarias del transporte y/o distribución de gas natural, por aplicación de lo estipulado por el ENARGAS, facturen o hayan facturado a los agentes del mercado eléctrico mayorista.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1060/05

Instrúyese a la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA) a realizar entre el 1° y el 6 de noviembre de 2005 un despacho que privilegie la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (MEM) y en particular en el área de la Costa Atlántica cono motivo que entre esos días se realizará en Mar del Plata la IV Cumbre de las América.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1061/05

Establécense el valor del coeficiente de actualización trimestral instaurado por el artículo 1º de la ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del fondo nacional de la energía eléctrica

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1063/05

Cobro de cargos adicionales y pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del citado programa. Determinase que dichos recursos, a los que alude el artículo 12 del anexo I de la resolución Nº 745/2005, serán destinados al fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista. Derogase el artículo 2º de la citada norma.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1068/05

Incorpórase al PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE en quinientos kilovoltios (500 kV) la Ampliación denominada “Tercer tramo del sistema de transmisión asociado a la central Hidroeléctrica YACYRETA”, la que será financiada íntegramente con los aportes del Tesoro Nacional al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF).

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1192/05

Dispónense la instalación de un banco de reactores de 150 MVAR en ET Bahía Blanca y dos bancos similares en ET Chocón. Instruyese a hidroeléctrica el Chocón S.A. a mantener operativos los reactores existentes en la central hidroeléctrica el Chocón, los que no podrán ser desconectados y dados de baja en fecha previa a la habilitación comercial de las obras antes mencionadas.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1193/05

Instruyese al organismo encargado del despacho a convocar a todos los agentes privados acreedores del mercado eléctrico mayorista alcanzados por las resoluciones Nº 3/2005 y 771/2005, a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, operación y mantenimiento de las centrales de generación de energía eléctrica, conforme lo establecido en el “acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución S.E. 1427/2004”.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1195/05

Suspéndese transitoriamente la aplicación de lo establecido en el punto 5.3 del "anexo 13 valores de referencia y máximos reconocidos para combustibles y fletes", de "los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el calculo de precios en el mercado eléctrico mayorista".

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1196/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA) a realizar, por cuenta y orden del estado nacional, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de fuel oil, para el abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la republica argentina

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1198/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado eléctrico mayorista S.A. a aplicar lo dispuesto por la resolución Nº 839/2004 durante un determinado periodo, en relación con la utilización de gas natural para la operatoria de generación de energía eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1371/05

Aceptase la decisión de participar en la construcción, la operación y el mantenimiento de las centrales de generación de energía eléctrica, conforme lo establecido en el "acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución S.E. 1427/2004" que constituye el anexo de la resolución secretaria de energía Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 de las empresas del mercado eléctrico mayorista (MEM) que se enumeran en la presente.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1374/05

Ratificase el aporte al fondo fiduciario para atender a la financiación de las ampliaciones de transporte, constituido por la resolución SE 23/2005.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1467/05

Apruébase la programación estacional de verano para el mercado eléctrico mayorista y para el mercado eléctrico mayorista del sistema patagónico.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1471/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado eléctrico mayorista S.A. a presentar ante las licenciatarias del servicio de transporte de gas natural ofertas irrevocables en determinados concursos abiertos por un volumen de capacidad de transporte firme, destinado a la generación eléctrica para abastecer el mercado interno y cuyo punto de entrega será la zona gran Buenos Aires.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1810/05

Instruyese a CAMMESA a informar a la secretaria de energía, una vez finalizado el proceso establecido en el Articulo 6to. De la Resolución Secretaria de Energía Nro. 925 del 25 de julio de 2005, los volúmenes remanentes de gas natural susceptibles de ser contratados a través de ofertas irrevocables estandarizadas, según el articulo 5to. De la citada resolución, no cubiertos por contratos, acuerdos, ofertas irrevocables o inyecciones adicionales, que satisfagan las condiciones contractuales definidas por esta secretaria de energía a tales efectos, suscriptos por los agentes generadores.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1836/05.

Instrúyese a CAMMESA a proponer a esta secretaría de energía el reconocimiento de la totalidad de los costos mínimos de operación y mantenimiento verificados a las empresas de generación hidroeléctrica, de módulo igual o menor a 60 MW, sin tener en cuenta los compromisos realizados con el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (FONINVEMEN). Dicho reconocimiento de costos se realizará hasta alcanzar el valor de la acreencia mensual de cada central.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1837/05

Instruyese a la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA) a pagar a los auditores el costo de las auditorias de los bienes esenciales afectados al servicio publico de transporte de energía eléctrica los costos de las mismas informados oficialmente por el ente nacional regulador de la electricidad (ENRE), incluyendo los citados costos en la cuenta de los servicios asociados a la potencia

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1866/05

Establécese transitoriamente un cargo tarifario identificado como “cargo transitorio para la conformación del FONINVEMEM (fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista)”, a ser aplicado a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los agentes demandantes del mercado eléctrico mayorista y del mercado eléctrico mayorista del sistema patagónico

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1868/05

Establécese que el estatuto de las sociedades generadoras que hayan manifestado su decisión de suscribir el “acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del mercado eléctrico mayorista en el marco de la resolución S.E. Nº 1427/2004”, deberá ser sometido a consideración de la secretaria de energía, previo a su constitución o inscripción.

RESOLUCIÓN SCRETARIA DE ENERGIA 1872/05

Establécese el valor del coeficiente de actualización trimestral instaurado por el Articulo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del Fondo Nacional De La Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1873/05

Extiéndase el procedimiento complementario para concretar las ampliaciones del plan federal de transporte en quinientos kilovoltios, dispuesto según el anexo I de la resolución Nº 965, a la empresa de transporte de energía eléctrica por distribución troncal TRANSNOA S.A.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 2019/05

Constituyese en el ámbito de la secretaria de energía el denominado “grupo de asesoramiento” a que se hace referencia en el articulo 5º del anexo integrante de la resolución Se 1193/2005

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 2022/05

Definiciones de instrucción regulatoria, mandato regulatorio y por cuenta y orden.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 03/05

Publicación Boletín Oficial N° 30566 del 10/01/2005

Citas Legales: Res. SE 826/2004; Res. SE 1427/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82.

Aceptase la decisión de determinadas empresas de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

BUENOS AIRES, 5 DE ENERO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, y CONSIDERANDO:

Que la última de las Resoluciones señaladas en el visto, dispuso la convocatoria a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para que hasta el pasado 17 de diciembre de 2004, a las DOCE HORAS (12:00 hs.), manifestaran su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente Acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Que, complementariamente, mediante la Nota S.E. Nº 1593 del 14 de diciembre de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGIA comunicó el alcance del compromiso irrevocable al que se obligan los agentes al decidir intervenir en la convocatoria aludida, señalando que la expresa decisión de intervenir en la misma implica el suscribir el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” y conlleva aceptar todos los puntos detallados en tal acta respecto a los compromisos recíprocos de las partes; como también que, en el caso de desistir alguno de los Agentes de rubricar el Acuerdo Definitivo al que se deberá llegar para alcanzar los objetivos propuestos, éste se libera exclusivamente de la obligación de gestionar el/los proyectos que se decida/n encarar y de obtener la financiación necesaria para su concreción, manteniendo inamovibles el resto de las obligaciones asumidas.

Que conforme lo dispuesto en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ha recepcionado, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA), las manifestaciones de los Agentes Privados Acreedores del MEM de su decisión de participar en la conformación del Fondo en cuestión, cuyos resultados ha informado a esta SECRETARIA DE ENERGIA mediante sus Notas Nº B-27613-1 y Nº B-27613-2 del 20 de diciembre de 2004 y 22 de diciembre de 2004 respectivamente.

Que de la información suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), surge que la convocatoria realizada ha tenido un alto grado de adhesión por parte de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), quienes han manifestado su decisión de invertir un porcentaje superior al SETENTA Y DOS POR CIENTO (72%) de las acreencias mínimas posibles de comprometer en la conformación del Fondo ya señalado, según así se establece en el Acta de Adhesión ya reseñada.

Que corresponde aceptar aquellas declaraciones de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que hayan cumplido con los requerimientos impuestos por la convocatoria formulada y utilizando los medios previstos en la normativa respectiva, mediante las cuales han manifestado su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que en ese sentido y de acuerdo a los términos del consentimiento formulado, se debe tener por suscripta el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se incluyera en la documentación publicada a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA).

Que para ratificar tal hecho, cada uno de los Agentes Privados Acreedores que ha manifestado su decisión de participar declarándolo a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA), han suscripto electrónicamente la siguiente declaración: “Por el presente manifiesto formalmente con carácter de compromiso irrevocable mi decisión de PARTICIPAR en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).” “El monto con el cual me comprometo a participar corresponde al XXX % de mis acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que durante este lapso no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.”

“NOTA: Quienes optan por PARTICIPAR en la confirmación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) suscriben por el presente Acto el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se encuentra contenida en el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, publicada en el Boletín Oficial Nº 30.543 de fecha 7 de diciembre de 2004, la cual se adjunta en el presente llamado.”

Que, por su parte, otros Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) efectuaron declaraciones en relación con su participación en el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) mediante medios distintos al impuesto por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, cuestión por la cual, considerando especialmente la claridad y precisión del sistema establecido por la norma mencionada, así como su directa relación con la garantía de igualdad que asiste a todos los convocados a participar, corresponde considerar que dichos Agentes han rechazado la invitación realizada a participar del referido Fondo.

Que los Agentes alcanzados por las consideraciones precedentes son los identificados como HIDROELECTRICA DIAMANTE S.A., HIDROELECTRICA LOS NIHUILES S.A., PLUSPETROL S.A., PLUSPETROL ENERGY S.A. y CAPEX S.A.

Que asimismo, y en base a similares consideraciones a las planteadas inmediatamente antes, debe tenerse también por rechazada la decisión de participar manifestada por la empresa YPF S.A., IATE S.A. - U.T.E., cuyo Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es el identificado como C.T. FILO MORADO, por haber sido aquella planteada en forma extemporánea, esto es, fuera del marco temporal impuesto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 para la formulación de la misma.

Que actuar de otro modo desvirtuaría las condiciones de igualdad de oportunidades para participar en la Convocatoria, como también podría ser considerada una actitud especulativa frente al resto de los Agentes que presentaron su decisión de participar, en tiempo y forma, en la conformación del mencionado Fondo como así se hubo establecido en las normas ya mencionadas.

Que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que han expresado afirmativamente su disposición a participar en la convocatoria realizada y cuyas ofertas hayan sido aceptadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA, se encuentran habilitados a participar en la conformación de los Grupos de Trabajo en el ámbito del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en función de la proporcionalidad de las acreencias comprometidas según la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y sus complementarias, de acuerdo al cálculo realizado por dicho Organismo de los montos correspondientes al inciso c) de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, en condiciones de media, sobre el total de las mismas.

Que, en atención a lo anterior, se deben definir las mínimas condiciones de representatividad que deben exhibir los Agentes Privados Acreedores involucrados para contar con voz y voto dentro de los mencionados Grupos de Trabajo, como también la posibilidad de reconocer el agrupamiento de distintos Agentes conforme la posible representatividad que ostenten sus accionistas, de la misma manera que se debe permitir la actuación de aquellos que, por su baja incidencia, no dispongan de un peso económico relevante.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Aceptase la decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) de las Empresas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se enumeran a continuación:

AES ALICURA S.A.: Por sus declaraciones realizadas en nombre de los Agentes del MEM, identificados como “Hidroeléctrica ALICURA” y “Central Térmica San Nicolás”;

AES JURAMENTO S.A. Por sus declaraciones realizadas en nombre de los Agentes del MEM identificados como “Hidrotérmica San Juan” e “Hidroeléctrica Juramento”;

AES PARANA S.C.A.: Por su declaración en nombre del Agente del MEM identificado como Central Térmica AES PARANA.

CENTRAL TERMICA GUEMES S.A.

CENTRALES TERMICAS MENDOZA S.A. Por sus declaraciones realizadas en nombre de los Agentes del MEM identificados como “C.T. MENDOZA” y C. T. MENDOZA - Cogenerador.

CENTRAL COSTANERA S.A.

CENTRAL DIQUE S.A.

CENTRAL DOCK SUD S.A.

CENTRAL PIEDRA BUENA S.A.

CENTRAL PUERTO S.A.

CENTRALES DE LA COSTA ATLANTICA S.A.

GENERACION MEDITERRANEA S.A.

GENERADORA CORDOBA S.A.

HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.

HIDROELECTRICA AMEGHINO S.A.

HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A.

PETROBRAS ENERGIA S.A.: Por su declaración en nombre de los Agentes del MEM identificados como “Central GENELBA” e “Hidroeléctrica PICHI PICUN LEUFU”

SIDERCA S.A.I.C.: Por su declaración en nombre del Agente del MEM identificado como SIDERCA S.A. (EX-ARGENER-GEN.PAR).

La participación de los Agentes antes señalados se ajustará en un todo a las previsiones normativas que regulan la creación y constitución del Fondo aludido, teniéndose perfeccionada y suscripta por los aceptantes de la Convocatoria el ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA que, como Anexo, forma parte de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Artículo 2°- Rechazase la oferta efectuada a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) el día 17 de diciembre de 2004 por parte de YPF S.A., IATE S.A. – U.T.E., cuyo Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) es el identificado como C.T. FILO MORADO, para participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), por cuanto ha sido realizada fuera de los plazos estipulados para ello y, por consiguiente, debe interpretarse que el Agente aludido ha rechazado la convocatoria realizada por esta SECRETARIA DE ENERGIA bajo los

términos de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA N° 826 del 6 de agosto de 2004 y N° 1427 del 6 de diciembre de 2004, conforme lo establecido en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Artículo 3°- Desestimarse todas las presentaciones que han sido realizadas sin utilizar el SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA), para manifestar la decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) según lo dispuesto en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por cuanto no han sido cumplimentadas por las vías establecidas a ese efecto, como también que condicionan la calidad de compromiso irrevocable que deben guardar las mismas.

Las manifestaciones alcanzadas por el presente Artículo son las realizadas por los Agentes del MEM identificados como HIDROELECTRICA DIAMANTE S.A., HIDROELECTRICA LOS NIHUILES S.A., PLUSPETROL S.A., PLUSPETROL ENERGY S.A. y CAPEX S.A., debiéndose interpretar que dichos Agentes han rechazado la convocatoria realizada por esta SECRETARIA DE ENERGIA en los términos establecidos en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004 y N° 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Artículo 4°- Habilitase la participación de UN (1) representante, y hasta UN (1) alterno al mismo, para la conformación de los Grupos de Trabajo a que se hace referencia en el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA”, por cada uno de los Agentes Privados Acreedores a los que se hubiese aceptado su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), según lo dispuesto en el artículo 1° de la presente norma, siempre que las acreencias comprometidas por cada uno de ellos representen un porcentaje de participación mínima del OCHO POR CIENTO (8%) respecto del total de las acreencias comprometidas correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del correspondiente cálculo los valores informados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en su Nota Nº B-26017-1 del 10 de setiembre de 2004.

En el caso que algún Agente Privado Acreedor no alcanzase tal porcentaje, éste podrá conformar agrupamientos empresarios con otros Agentes para lograr dicha participación porcentual mínima, donde se mantendrá un único representante, y hasta un alterno al mismo, por cada grupo así conformado, siendo el porcentaje de su representación, dentro de los Agentes Privados Acreedores en el Grupo de Trabajo, el determinado por la sumatoria de los porcentajes de representación de que dispone cada uno de los Agentes Acreedores que abarca dicho grupo empresario determinado según se señalara más arriba.

De existir Agentes Privados Acreedores que, aún cuando se agruparan, no llegaran a conformar la participación porcentual mínima determinada precedentemente, todos ellos podrán disponer de un representante titular, y hasta un alterno al mismo, de igual manera que en los casos anteriores, disponiendo del porcentaje de representatividad el que le otorga la sumatoria de los porcentajes individuales que le corresponde a cada Agente según lo siguiente. Tales representantes deberán ser seleccionados por acuerdo de todos los Agentes involucrados y no alcanzados por lo establecido en los DOS (2) párrafos anteriores, determinándose el derecho a voto de los mismos en función del monto comprometido de las acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del correspondiente cálculo los valores informados por CAMMESA en su Nota Nº B-26017-1 del 10 de setiembre de 2004. Si resultara que en el informe elaborado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) no se encontraran previsiones para los referidos Agentes, se deberán aplicar al efecto del cálculo las sumas consideradas como comprometidas en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) de acuerdo a las acreencias con fecha de vencimiento a definir existentes a la fecha del dictado del presente acto.

El representante alterno de cada Agente o agrupamiento, de existir, podrá ser alternado según la temática o especialidad requerida para el tratamiento de las cuestiones a definir por los Grupos de Trabajo, manteniéndose inamovible la cantidad total de representantes autorizados a actuar, no estando habilitada la revisión de definiciones o acuerdos previamente alcanzados con posterioridad a la modificación en la

integración de la representación de un Agente o grupo empresario cuando se produzcan, aún cuando no hayan sido informados a la SECRETARIA DE ENERGIA.

Los Agentes Privados Acreedores deberán definir quienes serán sus representantes en un plazo máximo de CINCO (5) días hábiles contados a partir de la publicación de la presente norma, y en todos los casos, deberá certificarse que el representante titular y el alterno, de existir éste, cuentan con los poderes suficientes para realizar la labor encomendada y obligar, en su caso, a la empresa o empresas representadas conforme los acuerdos alcanzados.

Artículo 5°- Disponerse la participación de UN (1) veedor en representación de la SECRETARIA DE ENERGIA para asistir a las reuniones de los Grupos de Trabajo y/o subgrupos de análisis, de crearse éstos, con el objeto de mantener informada a esta Secretaría del desarrollo de las actividades llevadas adelante para la prosecución de los objetivos establecidos.

Artículo 6°- Establécese que el reglamento de funcionamiento de los Grupos de Trabajo a que se hace alusión en los artículos precedentes y al que se deberán atener los representantes de los Agentes y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), será el que en un plazo perentorio emitirá la SECRETARIA DE ENERGIA a tal efecto.

Artículo 7°- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 8°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 9°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 07/05

Publicación Boletín Oficial N° 30568 del 12/01/2005

Citas Legales: Res. SE 137/92; Res. SE 1672/2004; Res. SE 4/2003; Res. SE 666/2004; Res. SE 831/2003; Res. SEE 61/92; Dec. 1142/2003; Dec. 1398/92; Dec. 1600/2002; Dec. 2743/92; Dec. 634/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Ley 25.551.

Apruébase como Modelo de Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a convocatoria abierta de interesados en participar como iniciadores en la realización de la Ampliación al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión correspondiente al vínculo en 500 kv entre la estación transformadora Puerto Madryn en la Provincia del Chubut y una futura estación transformadora en la zona de Pico Truncado en la Provincia de Santa Cruz.

BUENOS AIRES, 6 DE ENERO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0347333/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que a los fines de dar cumplimiento a lo especificado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1672 del 22 de diciembre de 2004, el COMITE DE ADMINISTRACION del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) elevó a esta Secretaría el anteproyecto de Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a Convocatoria Abierta de Interesados en participar como INICIADORES en la realización de la AMPLIACION al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión correspondiente al vínculo en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 KV) entre la Estación Transformadora Puerto Madryn en la provincia del Chubut y una futura Estación Transformadora en la zona de Pico Truncado en la Provincia de Santa Cruz como así también el modelo de Contrato de Promoción incluido en el mismo.

Que el contenido de ambos documentos se encuadra dentro de los lineamientos establecidos para este tipo de operatoria por la regulación vigente contenida en el Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 4 del 13 de junio de 2003 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1672 del 22 de diciembre de 2004.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que el Señor Secretario de Energía se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Apruébase como modelo de Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a Convocatoria Abierta de Interesados en participar como INICIADORES en la realización del de la AMPLIACION al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión correspondiente al vínculo en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 KV) entre la Estación Transformadora Puerto Madryn en la provincia del Chubut y una futura Estación Transformadora en la zona de Pico Truncado en la Provincia de Santa Cruz el texto que como ANEXO I forma parte de la presente Resolución.

ARTICULO 2°- Apruébase como modelo de CONTRATO DE PROMOCION DE LA AMPLIACION especificada en el ARTÍCULO 1° de la presente el texto que como ANEXO II forma parte de la misma.

ARTICULO 3°- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF).

ARTICULO 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

“Nota CAMMESA: Los Anexos no se incorporan a la trascripción, en el presente compendio normativo, por no adecuarse el formato a las tablas incorporadas en ellos. Para su conocimiento, remitirse al texto original de la Resolución”.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 16/05

Publicación Boletín Oficial N° 30577 del 25/01/2005

Citas Legales: Res. SE 826/2004; Res. SE 1427/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Ley 15.336; Dec. 1142/2003; Dec. 432/82.

> *Ténganse por rechazados los condicionamientos formulados a la aceptación a participar del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM) efectuados a través de las notas presentadas por las empresas: AES ARGENTINA en REPRESENTACION de AES ALICURA S.A., AES PARANA SCA, AES JURAMENTO S.A. y CENTRAL DIQUE S.A.; HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.; CENTRALES DE LA COSTA ATLANTICA S.A.; CENTRAL PIEDRA BUENA S.A.; CENTRAL PUERTO S.A. y GENERACION MEDITERRANEA S.A., todas ellas con fecha de recepción 17 de diciembre de 2004 en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).*

BUENOS AIRES, 17 DE ENERO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 del 6 de agosto de 2004, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que en las presentes actuaciones obran diferentes notas de algunos Agentes Privados Acreedores, las cuales mencionan ser presentadas en el marco de las Resoluciones citadas en el Visto, con el objeto de manifestar, en general, diversos tipos de condicionamientos y observaciones respecto de su aceptación a participar del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que las notas referidas son las presentadas, ya sea que se efectuara dicha entrega en esta SECRETARIA DE ENERGIA o en la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por parte de las empresas: AES ARGENTINA en representación de AES ALICURA S.A., AES PARANA SCA, AES JURAMENTO S.A. y CENTRAL DIQUE S.A.; HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.; CENTRALES DE LA COSTA ATLANTICA S.A.; CENTRAL PIEDRA BUENA S.A.; CENTRAL PUERTO S.A. y GENERACION MEDITERRANEA S.A., todas ellas con fecha de recepción 17 de diciembre de 2004.

Que, en particular, como puede observarse a simple vista de los textos de las notas comentadas, los presentantes manifiestan, en relación con su aceptación a participar en dicho Fondo, diversos tipos y modalidades de condición como, por ejemplo, el “entendimiento” de que se produzcan ciertas circunstancias de hecho y/o derecho, la obtención de mayores precisiones de la convocatoria formulada pretendiendo, en algunos casos, formular adhesiones no vinculantes, o de carácter preliminar, o vincular su aceptación al cumplimiento de ciertas condiciones expresas, etc.

Que, al respecto, corresponde señalar que el esquema normativo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 para la participación en el referido Fondo define, precisamente, que las aceptaciones que efectúen los Agentes Privados Acreedores en los términos de la referida norma tienen el carácter de un compromiso irrevocable al sistema propuesto, cuestión por la cual, habiéndose otorgado el consentimiento en el tiempo y forma previstos en aquella norma, los condicionamientos formulados por fuera del sistema previsto (ya sean anteriores o posteriores), sin perjuicio de que podrán ser considerados oportunamente, carecen de toda validez, debiendo tenerse la aceptación formulada por los Agentes del caso como consentimiento a lo establecido en las normas que regulan la integración y participación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, al respecto, se debe indicar que además de la claridad de lo prescripto mediante la Resolución señalada, complementariamente, y mediante la Nota S.E. Nº 1593 del 14 de diciembre de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGIA comunicó el alcance del compromiso irrevocable al que se obligan los agentes al decidir intervenir en la convocatoria aludida, señalando que la expresa decisión de intervenir en la misma implica el suscribir el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” y conlleva aceptar todos los puntos detallados en tal acta respecto a los compromisos recíprocos de las partes; como también que, en el caso de desistir alguno de los Agentes de rubricar el Acuerdo Definitivo al que se deberá llegar para alcanzar los objetivos propuestos, éste se libera

exclusivamente de la obligación de gestionar el/los proyectos que se decida/n encarar y de obtener la financiación necesaria para su concreción, manteniendo inamovibles el resto de las obligaciones asumidas.

Que en dicho sentido incluso los Agentes que han manifestado su decisión de participar declarándolo a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA), han suscripto electrónicamente la siguiente declaración:

“Por el presente manifiesto formalmente con carácter de compromiso irrevocable mi decisión de PARTICIPAR en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).”

“El monto con el cual me comprometo a participar corresponde al XXX % de mis acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que durante este lapso no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.”

“NOTA: Quienes optan por PARTICIPAR en la confirmación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) suscriben por el presente Acto el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se encuentra contenida en el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, publicada en el Boletín Oficial Nº 30.543 de fecha 7 de diciembre de 2004, la cual se adjunta en el presente llamado.”

Que de acuerdo a los términos planteados, corresponde hacer saber a los Agentes reseñados que, si bien lo manifestado en las notas aquí tratadas será tenido presente en el momento en que resulte oportuno, en atención a las consideraciones formuladas en los Considerandos precedentes, se deben rechazar los términos vertidos en aquellas, por inválidos en cuanto pretendan funcionar como condicionamientos a la aceptación a la participación en el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) y en contra de lo prescripto en las normas que regulan dicho Fondo.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Ténganse por rechazados los condicionamientos formulados a la aceptación a participar del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) efectuados a través de las notas presentadas por las empresas: AES ARGENTINA en representación de AES ALICURA S.A., AES PARANA SCA, AES JURAMENTO S.A. y CENTRAL DIQUE S.A.; HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.; CENTRALES DE LA COSTA ATLANTICA S.A.; CENTRAL PIEDRA BUENA S.A.; CENTRAL PUERTO S.A. y GENERACION MEDITERRANEA S.A., todas ellas con fecha de recepción 17 de diciembre de 2004 en la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 3º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a notificar la presente resolución a los Agentes Privados Acreedores detallados en el artículo 1º de la presente resolución.

ARTICULO 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 23/05

Publicación Boletín Oficial N° 30581 del 31/01/2005

Citas Legales: Res. ENRE 308/2001; Res. ENRE 370/2001; Res. ENRE 495/2003; Res. ENRE 616/2003; Dec. 1142/2003; Dec. 2743/92; Ley 15.336; Ley 25.561

(Nota: ratificado por Resolución SE 1374/2005).

Constituyese el Fondo Fiduciario para atender a la financiación de las Ampliaciones de Transporte. Recursos que integran dicho Fondo. Régimen de garantías.

BUENOS AIRES, 24 DE ENERO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0302903/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado a partir de marzo de 2002, en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley Nº 25.561, diversas Resoluciones destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con el objetivo de favorecer su funcionamiento adecuando las normas vigentes a la realidad imperante.

Que el constante incremento de la demanda de energía eléctrica fruto del crecimiento de la economía de la REPUBLICA ARGENTINA, hace necesario para asegurar el suministro de energía eléctrica la realización de las ampliaciones de la red de transporte entre las cuales se cuentan: un Transformador de Reserva de 250/125/125/MVA 132/13,8/13,8 kV en la E.T. Ezeiza; Resolución ENRE Nº 616/03, un Transformador de 500/132/13,2 kV 300 MVA en E.T Almafuerte que incluye salida de nueva línea en 132 kV, equipos asociados, Provisión y Montaje e instalación; Resolución ENRE Nº 370/01, modificada por Resolución ENRE Nº 495/03, un Transformador de 500/ 220 kV de 300 MVA en E.T. Ramallo y acometidas, y la Ampliación correspondiente al Transformador de E.T Rosario Oeste 500/13,2 kV de 300 MVA e instalaciones conexas de maniobra, protección y medición; en adelante “Las Ampliaciones”.

Que en el actual contexto económico se debe alentar la participación de oferentes locales en las ampliaciones citadas en el considerando anterior.

Que a los efectos de facilitar su participación, resulta conveniente establecer medidas tendientes a garantizar el pago de los compromisos derivados de la realización de ampliaciones de transporte cuyos beneficiarios sean mayoritariamente Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución.

Que la implementación de estas medidas repercutirá en mejoras en el abastecimiento y en menores precios de la energía eléctrica, tanto para las demandas abastecidas en el mercado “Spot” como aquellas que compran en el mercado a término.

Que las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, y de la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte estarían en condiciones de financiar esta operatoria.

Que la operatoria que se implementa a través de la presente resolución, no debe afectar la posibilidad de aplicación futura de los fondos adicionales que se deriven para su financiación.

Que en consecuencia los montos a que hace referencia el considerando anterior deben ser devueltos por los beneficiarios de cada ampliación, teniendo en cuenta los intereses y gastos que correspondan.

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Constitúyese el Fondo Fiduciario para Atender a la Financiación de las Ampliaciones de Transporte (en adelante el Fondo Fiduciario) que específicamente se detallan en el Anexo de la presente resolución que forma parte integrante de la misma, cuyo objeto será garantizar las obligaciones de pago derivadas de la realización de las citadas obras. El citado Fondo Fiduciario será administrado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Para extender dicha financiación a obras no detalladas en el Anexo referido más arriba se requerirá que esta Secretaría se expida explícitamente mediante resolución.

Artículo 2º- Las obligaciones de pago derivadas de las ampliaciones identificadas en el Anexo de la presente resolución, contarán con la garantía resultante de los montos acumulados para cada obra en el Fondo Fiduciario creado por el artículo 1º de la presente resolución.

Artículo 3º- Establécese que el Fondo Fiduciario constituido por el artículo 1º de la presente norma, estará integrado por los siguientes recursos:

Los fondos asignados en cumplimiento del APENDICE “A” del TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA.

Los fondos adicionales a los establecidos en el inciso anterior, necesarios para cumplir con los compromisos de pago asumidos por el COMITENTE para la realización de cada ampliación, provenientes de Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte correspondientes al corredor en que se encuentra la ampliación o de otros corredores, o de la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte. El monto a asignar en este concepto y el origen de los mismos estará definido por esta SECRETARIA DE ENERGIA y limitado por la diferencia entre el “monto de obra” y el valor asignado en el inciso precedente.

Artículo 4º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a transferir al Fondo Fiduciario, los montos disponibles en pesos en las subcuentas y/o cuentas de excedentes según corresponda, hasta agotar su existencia o hasta completar los montos que defina el ENRE en cumplimiento del APENDICE “A” del TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA y aquellos que surjan de la aplicación del inciso b) del artículo 3º de la presente resolución, lo que primero ocurra y a aplicar los mismos en los términos establecidos en el punto 7.3. del Anexo 18 de “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS”.

Artículo 5º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a recuperar de los beneficiarios de la ampliación en proporción a su factor de participación y durante el período que defina esta SECRETARIA DE ENERGIA, el cual no excederá los VEINTICUATRO (24) meses contados a partir de la firma del contrato COM respectivo, los fondos adicionales determinados en el inciso b) del artículo 3º de la presente resolución, considerando los intereses que correspondan, y las sumas que demande la constitución y operación del Fondo Fiduciario.

Artículo 6º- Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a que, en su carácter de administrador del Fondo Fiduciario, establezca el régimen de garantías necesario para asegurar, ante incumplimientos del adjudicatario del contrato COM en relación con la ampliación, la recuperación en el menor plazo posible de la totalidad de los anticipos de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados, efectuados con anterioridad a la habilitación comercial de la ampliación, realizados con fondos del Fondo Fiduciario.

Como parte de este régimen de garantías, la Transportista deberá exigir a los subcontratistas de equipamientos o de obras, el otorgamiento de todas aquellas garantías a satisfacción de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que considere necesario a los efectos de asegurar, ante incumplimientos del subcontratista, la recuperación en el menor plazo posible de la totalidad de los anticipos de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados, efectuados con fondos del Fondo Fiduciario. Dichas garantías deberán prever su cesión en modo irrevocable por parte de la Transportista a favor del Fondo Fiduciario como beneficiario.

Al momento que las garantías otorgadas por los proveedores de Equipos Mayores adquiridos con fondos provenientes del Fondo Fiduciario sean liberadas, a solicitud de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la Transportista deberá reemplazarlas por seguros de tales equipamientos en beneficio del Fondo Fiduciario y con cargo a este fondo, constituidos a satisfacción de CAMMESA.

Artículo 7º- La Transportista en su carácter de COMITENTE se obliga a informar, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la SECRETARIA DE ENERGIA y a la COMPAÑIA

ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), cualquier desvío respecto de la calidad y/o avance de fabricación que constatara el incumplimiento de las obligaciones asumidas por los ADJUDICATARIOS de los Concursos Públicos de las ampliaciones indicadas en el Anexo y deberá informar a los organismos antes mencionados cuando se llega a los extremos de incumplimiento que requieren la ejecución de las garantías.

Producidos los extremos anteriores, el COMITENTE deberá intimar al ADJUDICATARIO formalmente y enviar copia de dicha intimación y de toda su actuación a los organismos involucrados, fijando plazos para la regularización de la situación.

Cumplidos los anteriores plazos fijados sin que se halla verificado el cumplimiento de la obligación por parte del ADJUDICATARIO, el COMITENTE deberá poner a consideración, de la SECRETARIA DE ENERGIA y del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), la rescisión del contrato correspondiente. Una vez aprobada dicha rescisión por el organismo antes mencionado, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) requerirá la ejecución de las garantías aludidas en los artículos precedentes.

Artículo 8º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO

c) Resolución ENRE Nº 308/01, un Transformador de Reserva de 250/125/125/MVA 132/13,8/ 13,8 kV en la E.T. Ezeiza;

d) Resolución ENRE Nº 616/03, un Transformador de 500/132/13,2 kV 300 MVA en E.T Almafuerte que incluye salida de nueva línea en 132 kV, equipos asociados, Provisión y Montaje e instalación;

e) Resolución ENRE Nº 370/01 (modificada por Resolución ENRE Nº 495/03), un Transformador de 500/220 kV de 300 MVA en E.T. Ramallo y acometidas, y la Ampliación correspondiente al Transformador de E.T Rosario Oeste 500/13,2 kV de 300 MVA e instalaciones conexas de maniobra, protección y medición; en adelante “Las Ampliaciones”.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 49/05

Publicación Boletín Oficial N° 30586 del 07/02/2005

Citas Legales: Res. SE 1427/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 3/2005; Res. SE 956/2004; Res. SE 826/2004; Res. SE 389/2004; Res. SE 434/2004; Res. SE 436/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82.

Establécese la restitución al Fondo Unificado de todas las sumas asignadas para el prefinanciamiento de las operatorias diseñadas con el objeto de incrementar la oferta en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. Créase la Cuenta para Inversiones del Estado Nacional, la que será administrada por el Organismo Encargado del Despacho.

BUENOS AIRES, 2 DE FEBRERO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM). Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión y que, en general, los Agentes han comprometido hasta el SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, para el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, lo que dio origen al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, a través de la cual se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo al mismo tiempo los lineamientos de participación de los Agentes así habilitados en los Grupos de Trabajo respectivos.

Que, previamente, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 956 del 28 de septiembre de 2004, la cual estableció una metodología dirigida a agilizar el cálculo y recaudación de las sumas inherentes al inciso “c” del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, manteniendo estable el nivel de contratación del Mercado correspondiente al trimestre mayo - julio de 2004.

Que en la citada norma esta SECRETARIA DE ENERGIA ya hubo definido que, del volumen de dinero que el Tesoro Nacional tiene previsto anualmente transferir durante el período enero 2004 - diciembre 2006, un porcentaje de lo destinado al pago del inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de setiembre de 2003, deberá ser transferido al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), correspondiéndose con la aplicación de las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir de los Agentes Acreedores conforme lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 de fecha 6 de agosto de 2004.

Que en función de lo anterior, el complemento de tal porcentaje, necesario para alcanzar la totalidad de las mencionadas acreencias relacionadas con el inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de setiembre de 2003, es el que se debe tomar en cuenta para el cumplimiento de lo establecido en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 956 de fecha 28 de setiembre de 2004, por cuanto ésta es la suma que no se prevé disponer para conformar el Fondo en cuestión, función de los resultados obtenidos de la convocatoria realizada por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 de fecha 6 de agosto de 2004 y Nº 1427 de fecha 6 de diciembre de 2004.

Que tal valor porcentual, de acuerdo a lo establecido en las normas antes indicadas, deberá ser compatible con los objetivos enunciados en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 de fecha 6 de agosto de 2004, Nº 956 del 28 de setiembre de 2004 y Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, resultando conveniente adoptar, para la asignación mencionada en último término, el porcentaje del TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de las acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003.

Que con igual propósito que el buscado con la creación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), para el cual se propuso participar en su conformación a los Agentes Acreedores no dependientes del ESTADO NACIONAL, aplicando a tal efecto las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir referidas a las acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, se entiende conveniente crear una CUENTA PARA INVERSIONES CON RECURSOS DEL ESTADO NACIONAL debiendo considerar a ese fin las acreencias, homólogas a las mencionadas, correspondientes a los Agentes Acreedores dependientes del ESTADO NACIONAL.

Que atento a lo reseñado y a la evolución de la facturación a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por sus adquisiciones de energía en el Mercado “Spot”, corresponde que una parte de las transferencias oportunamente realizadas al FONDO DE ESTABILIZACION por el ESTADO NACIONAL, utilizando a tal efecto préstamos del FONDO UNIFICADO, para el financiamiento de las distintas operatorias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante el invierno de 2004, sea restituida al mismo con el objeto de posibilitar su asignación a aquellos destinos que permitan mantener la sustentabilidad del Sector Eléctrico y lograr su readaptación en el más corto tiempo.

Que conforme lo indicado, se juzga necesario disponer la devolución al FONDO UNIFICADO de las sumas así facilitadas y no requeridas para culminar y/o continuar con las operatorias en cuestión, tal el caso de las asignaciones realizadas para la aplicación de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 de fecha 20 de abril de 2004, Nº 434 de fecha 7 de mayo de 2004 y Nº 436 de fecha 10 de mayo de 2004.

Que idéntica consideración deben tener los aportes oportunamente realizados por el ESTADO NACIONAL destinados al cubrimiento de las acreencias relativas a los incisos e) y d) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de setiembre de 2004 y que, al presente, no son requeridos para la acertada gestión de las cobranzas y pagos derivados de las Transacciones Económicas, concordantemente con las normas vigentes emitidas por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que, entre los compromisos asumidos por esta SECRETARIA DE ENERGIA en el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” figura establecer un cronograma para la devolución, en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir del año 2005, de los montos correspondientes a las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a definir acumuladas durante el año 2003.

Que, por último, como se mencionara en más de una ocasión, hasta no alcanzarse el pleno cubrimiento de los costos incurridos para abastecer adecuadamente la demanda de energía eléctrica en las condiciones de seguridad y calidad establecidas, las diferencias que se verifiquen respecto al total de la facturación aplicada a las compras en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) serán satisfechas con aportes del ESTADO NACIONAL hasta la completa readaptación de dicho Mercado y, consecuentemente, corresponde ratificar la suspensión de la aplicación de los Artículos 6º y 7º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 956 del 28 de setiembre de 2004.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese la restitución al FONDO UNIFICADO de todas las sumas asignadas por la SECRETARIA DE ENERGIA para el prefinanciamiento de las operatorias diseñadas con el objeto de incrementar la oferta en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecidas según las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 de fecha 20 de abril de 2004, Nº 434 de fecha 7 de mayo de 2004, Nº 436 de fecha 10 de abril de 2004 y que no resulten necesarias para la culminación de dichas operatorias.

Asimismo, se deberán reintegrar al FONDO UNIFICADO las sumas que hubieren sido asignadas al cubrimiento de las acreencias relativas a los incisos e) y d) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de setiembre de 2003, de acuerdo a lo instruido por nota SECRETARIA DE ENERGIA Nº 707 del 16 de julio de 2004.

Artículo 2º- Créase la CUENTA PARA INVERSIONES DEL ESTADO NACIONAL, a través de la cual se administrarán los recursos económicos con destino a las inversiones que defina el propio ESTADO NACIONAL a través de lo que instruya expresamente esta SECRETARIA DE ENERGIA; la que será administrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) bajo las normas y procedimientos que a ese efecto determine esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 3º- Establécese el orden de prioridad de cancelación que deberá aplicar el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a las obligaciones pendientes que tiene el FONDO DE ESTABILIZACION, utilizando los fondos transferidos como préstamos del FONDO UNIFICADO, siempre que no estén previamente asignados a otros fines, según el siguiente detalle:

f) Abonar, en CUATRO (4) cuotas mensuales iguales y consecutivas, hasta un máximo del TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de la Acreencia Consolidada de todos los Agentes no dependientes del ESTADO NACIONAL correspondiente al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 para las transacciones económicas comprendidas entre enero y diciembre de 2004, considerando para ello los compromisos asumidos por los Agentes en la convocatoria realizada para participar en el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) de acuerdo a lo establecido en las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 826 de fecha 6 de agosto de 2004, Nº 1427 de fecha 6 de diciembre de 2004 y Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005.

   El primero de los pagos antes aludidos deberá ejecutarse dentro de los DIEZ (10) días de la notificación de la presente resolución, emitiendo la documentación comercial correspondiente.

   Para la determinación de las sumas correspondientes al porcentaje máximo establecido, se deberá tener en cuenta el reconocimiento, según lo dispuesto en el Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003, de mayores costos autorizados por esta SECRETARIA DE ENERGIA, como así también toda medida judicial que produzca efectos sobre el pago de las acreencias de los Agentes abarcados por este inciso.

g) Reintegrar a las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte (SALEX) el monto transferido al “FONDO ESPECIAL PARA LA RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE INVIERNO 2004” (FONDISCOMB) para hacer frente al pago de la totalidad de las sumas comprometidas en el Servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON COMBUSTIBLE (RESDISCOMB), aplicando a ese efecto lo establecido “in fine” del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 108 del 29 de enero de 2004.

   La cancelación total del préstamo realizado por las “Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte” se efectivizará conjuntamente con el vencimiento de las transacciones económicas que opere en el mes de febrero de 2005.

h) Abonar, en CUATRO (4) cuotas mensuales iguales y consecutivas, hasta un máximo del TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de la Acreencia Consolidada de los Agentes dependientes del ESTADO NACIONAL correspondiente al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, para las transacciones económicas comprendidas desde enero a diciembre de 2004. Estos pagos deberán considerar los Importes Reconocidos a los que tienen derecho estos Agentes y las cesiones de crédito presentadas oportunamente.

   Los pagos se deberán realizar a partir de la devolución indicada en el inciso b) precedente y siempre que se cuente con recursos suficientes. Caso contrario, el pago se concretará luego del vencimiento de las Transacciones Económicas que opere con posterioridad al 1º de marzo de 2005 y en las mismas condiciones de disponibilidad de recursos.

i) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), luego de realizar todas las imputaciones y pagos antes mencionados, deberá informar a esta SECRETARIA DE ENERGIA los montos originados en transferencias del ESTADO NACIONAL disponibles y no requeridos a los efectos indicados, con el objeto de instruirlo oportunamente sobre la asignación de fondos en la CUENTA PARA INVERSIONES DEL ESTADO NACIONAL creada por el artículo 2º del presente acto.

Artículo 4º- A partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de enero de 2005 el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar alcanzada por el inciso e) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, la posición final acreedora de aquellos Agentes Demandantes derivada de la aplicación de cargos estacionales o ventas de excedentes de energía del Mercado a Término.

Artículo 5º- Facultase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a cancelar la totalidad de las acreencias consolidadas con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir pertenecientes a

las Transacciones Económicas correspondientes al año 2004 junto con el vencimiento de las Transacciones Económicas del mes de diciembre de 2004 para todos aquellos Agentes acreedores que no sean productores de energía eléctrica.

Artículo 6º- Ratificadse los términos establecidos en la Nota SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1595 del 14 de diciembre de 2004, mediante la cual se le notifica al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que no deberá transferir al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) ninguna suma derivada de la aplicación de los Artículos 6º y 7º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 956 de fecha 28 de setiembre de 2004, hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no lo instruya específicamente al respecto.

Artículo 7º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que, junto al vencimiento de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de enero de 2005, comience a cancelar en VEINTICUATRO (24) cuotas mensuales y consecutivas los montos correspondientes a las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir acumuladas durante el año 2003 de todos los agentes acreedores no dependientes del ESTADO NACIONAL.

Artículo 8º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 53/05

Publicación Boletín Oficial N° 30589 del 10/02/2005

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 703/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95.

> Reprogramación Trimestral de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico. Aplicase lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.11.5 del Capítulo 2 "Precios Estacionales" de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, aprobados por la Resolución SEE Nº 61/92 de la ex Secretaria de Energía Eléctrica, entonces dependiente del ex Ministerio de Economía Obras y Servicios Públicos.

BUENOS AIRES, 3 DE FEBRERO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0019800/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado, con fecha 21 de enero de 2005, a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral febrero – abril de 2005, realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y lo instruido por los Artículos 1º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 703 del 20 de octubre de 2003.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de regularizar la cadena de pagos a los Acreedores y favorecer la recomposición del Mercado a Término, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera necesario, en vista de la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda, modular el impacto del marcado incremento estacional que técnicamente sería necesario implementar de inmediato para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla, postergándolo a futuro.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aplicase para la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral febrero - abril de 2005 lo dispuesto por el último párrafo “in fine” del punto 2.11.5 del Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO

ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 181/05

Publicación Boletín Oficial N° 30602 del 01/03/2005

Citas Legales: Res. MPFIPyS 183/2004; Res. MPFIPyS 197/2005; Res. SE 406/2003; Res. SE 389/2004; Res. SE 436/2004; Res. SE 502/2004; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 1142/2003.

Utilización de Combustibles Líquidos para la Generación de Energía Eléctrica. Establécese como recurso de última instancia la utilización del combustible a importar desde la República Bolivariana de Venezuela en el marco del CONVENIO INTREGRAL DE COOPERACIÓN suscripto con dicho país.

BUENOS AIRES, 1 DE MARZO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0031273/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA Y LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscripto en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, el ADDENDUM Nº 4 de fecha 1° de febrero de 2005, en donde se acuerda la prórroga del suministro de combustibles líquidos según las pautas establecidas en el Anexo I del primero, la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 197 del 17 de febrero de 2005, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 del 20 de abril de 2004, Nº 436 del 10 de mayo de 2004 y Nº 502 del 19 de mayo de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que ante la escasez de oferta de gas natural para Centrales Térmicas acaecida en el año 2004, a los efectos de evitar riesgos de desabastecimiento y afectación de la seguridad y calidad habituales del sistema eléctrico, el PODER EJECUTIVO NACIONAL, rubricó el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscripto en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, acordando en el mismo la provisión, para el Mercado Argentino, de Fuel Oíl y Gas Oíl por parte de PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) cuando así se requiriera, en los términos definidos en el Anexo I de dicho Convenio, con destino a suplir la escasez de Gas Natural para uso industrial para la generación de energía eléctrica.

Que ante las serias dificultades para asegurar el abastecimiento eléctrico durante el período marzo - octubre de 2004, derivadas de la escasez de oferta de gas natural para Centrales Térmicas, la disponibilidad de Fuel Oíl financiado por la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA permitió garantizar el abastecimiento durante dicho período.

Que el crecimiento de la actividad económica prevista para los años 2005 y 2006, traerá aparejado que se mantengan las condiciones de desadaptación entre oferta y demanda de los mercados de gas y energía eléctrica, ya experimentadas durante el año 2004.

Que, en consecuencia, mediante el ADDENDUM Nº 4 suscripto con fecha 1° de febrero de 2005, se ha decidido prorrogar, durante toda la extensión del período de vigencia del Convenio citado, la metodología establecida para el suministro de combustibles líquidos por parte de PDVSA según lo pautado en el Anexo I del referido Convenio.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tanto en su Resolución M.P.F.I.P. y S. Nº 183 del 14 de abril de 2004, como en la Resolución M.P.F.I.P. y S. Nº 197 del 17 de febrero de 2005 continuadora de la anterior, ha dado intervención a esta SECRETARIA DE ENERGIA para que coordine y atienda la operatoria tendiente a la adquisición del combustible líquido en los volúmenes y plazos comprometidos en el referido Convenio y Acta, estableciendo la reglamentación de los términos y condiciones en que se llevará a cabo, previéndose la calidad y seguridad en el suministro de los volúmenes de los combustibles ya indicados y permitiendo la más eficiente utilización de los recursos.

Que la asignación a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de la gestión de abastecimiento de Fuel Oíl de última instancia a los generadores térmicos, permitió asegurar el abastecimiento eléctrico y garantizar las condiciones habituales de seguridad y calidad del sistema eléctrico, puesto en riesgo por la falta de gas para generación eléctrica, al actuar la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como un vínculo eficiente entre las necesidades de combustible líquido originadas por el despacho eléctrico y la falta de disponibilidad del mismo en los generadores a ser despachados.

Que en razón de la subsistencia de la necesidad de asegurar el abastecimiento eléctrico y garantizar las condiciones habituales de seguridad y calidad del sistema eléctrico esta SECRETARIA DE ENERGIA debe proceder a reglamentar los términos y condiciones en que se llevará a cabo la operatoria a implementar, instruyendo específicamente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA

ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir los instrumentos comerciales necesarios para que el aprovisionamiento en cuestión se efectúe en tiempo y forma y en las mejores condiciones de calidad y seguridad con sujeción a las reglamentaciones aplicables.

Que a la luz de la experiencia recogida durante la operatoria realizada en el año 2004 resulta conveniente instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYO (CAMMESA) para negociar por Cuenta y Orden del ESTADO NACIONAL, ad referéndum de esta SECRETARIA DE ENERGIA, todas aquellas mejoras o modificaciones contractuales que entienda pertinentes, en la medida de lo posible, para adecuar las condiciones del suministro a proveer por PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) a las particularidades que presenta el abastecimiento de combustibles líquidos a los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como se definiera en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 del 20 de abril de 2004, la provisión de combustibles acordada a través de los instrumentos legales ya indicados debe, en el Mercado Eléctrico Argentino, entenderse como un instrumento de última instancia tendiente a la superación de la situación excepcional que se prevé, ya que el propósito de la misma es contar con recursos adicionales para paliar, por un lado, la posible escasez de gas natural para su uso en la generación de energía eléctrica y, por el otro, las dificultades económicas y financieras que podrían presentarse en la plaza argentina para la adquisición de combustibles alternativos por parte de los Agentes Generadores.

Que aquellos Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que están en condiciones de generar energía eléctrica con Fuel Oil que así lo decidan, podrán adquirir Fuel Oíl por cuenta propia y complementar sus stocks con Fuel Oil adquirido por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) por Cuenta y Orden del ESTADO NACIONAL, siempre y cuando se disponga de existencias suficientes.

Que este recurso de última instancia será utilizado por los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que están en condiciones de generar energía eléctrica con Fuel Oil, que NO hayan manifestado formalmente su negativa para recibir dicho combustible adquirido mediante la operatoria que coordinará la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que, conforme lo anterior, se considera conveniente establecer que los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que están en condiciones de generar energía eléctrica consumiendo Fuel Oil, declaren previamente su decisión de participar o NO de la operatoria de suministro de combustibles líquidos bajo el Convenio Integral de Cooperación con la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Que durante la gestión llevada adelante en el año 2004 se ha constatado que no se ha requerido reconocer mayores costos operativos por la utilización de estos combustibles en las unidades generadoras, por lo que no se visualiza necesario establecer pautas específicas para ese cometido como así fuera dispuesto en el Artículo 6° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 del 20 de abril de 2004.

Que el suministro de los volúmenes de combustibles líquidos provistos mediante el ACUERDO INTEGRAL DE COOPERACION ya referido, conlleva la posible aparición de mayores costos como resultado de desvíos en las previsiones de despacho o consumo de las unidades de generación de tales agentes, como de la disponibilidad oportuna de almacenamiento de aquellos en las centrales de generación, lo que debe ser tenido en cuenta para la economía del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en ese contexto y en atención a la experiencia recogida, resulta conveniente contemplar la disponibilidad, en instalaciones ajenas al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), de depósitos alternativos para el acopio de tales combustibles líquidos.

Que se debe contemplar además la necesidad de adquirir un volumen acotado de Fuel Oil de rápida disponibilidad, a los efectos de cubrir eventuales faltantes de stock derivados de problemas logísticos en la entrega del combustible que se adquiera de PETROLEO DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA), y las necesidades que se generen por cambios climáticos bruscos y/o faltantes no previstos de gas natural. Que en estos casos, que también tienden a la superación de la situación excepcional y transitoria prevista, y por tal motivo deben ser considerados “Recurso de Ultima Instancia”, corresponde instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que, por Cuenta y Orden del ESTADO NACIONAL, efectúe las correspondientes gestiones de contratación, de conformidad con las pautas que se brindan en la presente resolución.

Que en ese último caso y dadas las condiciones de comercialización de los combustibles líquidos en el orden mundial, como del mecanismo financiero previsto en el CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA ARGENTINA Y LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, se debe prever

que los posibles oferentes de este suministro suplementario presenten como cotización alternativa el aporte de un financiamiento similar al señalado precedentemente.

Que la Dirección GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Establécese como “Recurso de Ultima Instancia” la utilización del combustible a importar desde la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA en el marco del CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA ARGENTINA y LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA rubricado el 6 abril de 2004 y del ADDENDUM Nº 4 suscripto por representantes de ambos gobiernos de fecha 1° de febrero de 2005, debiéndose tener en cuenta los beneficios financieros que tal abastecimiento produce en el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 2° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, los documentos necesarios con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil destinado a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, bajo las condiciones establecidas en el Anexo I del CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA ARGENTINA Y LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004, y su ADDENDUM Nº 4, ampliatoria de fecha 1° de febrero de 2005, para lo cual ese Organismo deberá enviar previamente a esta SECRETARIA DE ENERGIA una propuesta de estos documentos para su aprobación.

La calidad del Combustible líquido a ser provisto bajo el presente convenio no podrá ser inferior a la especificada en el Pliego de Bases y Condiciones del concurso a que se hace referencia en el artículo siguiente.

Artículo 3° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a realizar por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil de rápida disponibilidad, adicional al que se adquiera a PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) en el marco de lo estipulado en el artículo precedente, para el abastecimiento de dicho combustible en centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA, conforme los términos establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones que se agrega como Anexo I de la presente resolución, y a suscribir, en representación del ESTADO NACIONAL, los documentos comerciales que correspondan, una vez aprobados previamente por esta SECRETARIA DE ENERGIA según lo establecido en el referido pliego.

La utilización del combustible liquido adquirido conforme el presente artículo tendrá la misma categorización de “Recurso de Ultima Instancia” que la otorgada en el artículo 1° de esta resolución, y deberá ser de rápida disponibilidad permitiendo cubrir eventuales faltantes de stock derivados de problemas logísticos en la entrega del primero, así como por cambios climáticos bruscos y/o faltantes no previstos de Gas Natural.

A tal efecto, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá dar la máxima difusión al Pliego de licitación, efectuando entre otras, la publicación de dicho acto, en al menos DOS (2) diarios de amplia circulación en el territorio nacional, invitando a participar a firmas de reconocida reputación en el mercado de los combustibles líquidos, y publicando en Internet el mencionado llamado y la respectiva documentación licitatoria.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar el concurso referido dentro de un plazo máximo de VEINTE (20) días hábiles de publicada la presente resolución en el Boletín Oficial.

Artículo 4° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, el llamado a presentación de ofertas para la locación de capacidad de almacenamiento de Fuel Oil, bajo las condiciones establecidas en el Pliego de Bases y Condiciones que se agrega como Anexo II de la presente resolución.

Todos los acuerdos de arrendamiento a suscribir, por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, deberán contar con la previa autorización de esta SECRETARIA DE ENERGIA según lo dispuesto en el mencionado Pliego.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá dar difusión al concurso señalado publicando las características del mismo en, al menos, DOS (2) periódicos de amplia circulación en la zona de influencia donde se pretende la localización de los depósitos a arrendar, convocando a aquellas firmas que se conozca dispongan de capacidad de almacenaje acorde con los requisitos exigidos, y difundir tal llamado en Internet, conjuntamente con el Pliego y demás documentos atinentes a la licitación.

Como base de comparación para la selección y preadjudicación de los posibles signatarios de los acuerdos de locación, se deberán tener en cuenta los resultados obtenidos en los acuerdos a celebrarse conforme lo establecido en los artículos precedentes.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar el concurso referido dentro del mismo plazo máximo establecido en el artículo precedente.

Artículo 5° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, conforme los plazos que esta operatoria requiere y dentro de los DIEZ (10) días corridos de recibida la aprobación por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA del Acuerdo, de Adhesión a suscribir por los Generadores Térmicos a que hace referencia el artículo siguiente, la convocatoria a los Generadores Térmicos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que están en condiciones técnicas de consumir Fuel Oil para generar energía eléctrica, para que declaren si dispondrán de volúmenes propios de Fuel Oil adquiridos por fuera de la operatoria instruida por la presente resolución y, en tal caso, con cuánto combustible contarán, indicando al mismo tiempo las fechas tentativas en que dispondrán del mismo.

Los Generadores Térmicos que declaren que dispondrán de volúmenes propios de Fuel Oil, deberán asimismo declarar si están dispuestos a recibir otras remesas de Fuel Oil, adicionales a las que adquieran por sus propios medios, lo que deberá ser tomado en cuenta por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) dentro de la planificación y entrega de los volúmenes a adquirir por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, de acuerdo a lo previsto en la presente resolución. En tal caso deberán informar las cantidades adicionales de Fuel Oíl que estimen demandarán a lo largo de cada año de validez de los acuerdos referidos.

Los Generadores Térmicos que están en condiciones técnicas de consumir Fuel Oíl para generar energía eléctrica y no declaren que dispondrán de volúmenes propios de ese insumo, deberán declarar expresamente que NO están dispuestos a recibir partidas de ese combustible adquiridas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, de acuerdo a lo previsto en la presente resolución. En caso de que no declaren su negativa para recibir Fuel Oíl adquirido mediante esta operatoria, para la producción de energía eléctrica mediante sus unidades de generación, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá considerar que SI están dispuestos a recibirlo y, en consecuencia, deberá considerar tal hecho a los efectos de la compra y locación del Fuel Oil adquirido bajo la presente operatoria, para lo cual se les deberá solicitar que informen las cantidades de combustible que estiman demandar a lo largo de cada año de validez de los acuerdos referidos.

Salvo para aquellos Agentes Generadores que declaren expresamente NO estar dispuestos a recibir volúmenes de Fuel Oil adquiridos por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) bajo la operatoria prevista en esta norma, el consentimiento, tácito o explícito, para recibir el combustible adquirido por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, implicará asumir los siguientes compromisos:

(I) conocer, en lo que les compete, todas las cláusulas y condiciones establecidas en el acuerdo celebrado entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) según lo dispuesto en el artículo 2° precedente; como también en los acuerdos de suministro alternativo de combustible líquido conforme lo establecido en el artículo 3° de la presente resolución.

(II) la aceptación de los plazos de recepción posibles o programados, que serán coordinados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

(III) ofrecer la disponibilidad, en condiciones de acuerdo a las normas aplicables, de todas las instalaciones relacionadas con la recepción y el mantenimiento del combustible aludido.

(IV) su compromiso de asumir los mayores costos derivados de posibles incumplimientos, en caso de que los mismos fueran atribuibles exclusivamente a responsabilidad del Agente.

Artículo 6° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a elaborar, en un plazo máximo de TREINTA (30) días corridos de notificada del presente acto, el Acuerdo de Adhesión a suscribir por los Generadores Térmicos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que están en condiciones técnicas de consumir Fuel Oil para generar energía eléctrica, con excepción de aquellos que hayan manifestado explícitamente que NO están dispuestos a recibir volúmenes de Fuel Oil adquiridos por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL.

El texto del Acuerdo de Adhesión definitivo deberá ser previamente autorizado por la SECRETARIA DE ENERGIA. Si en el término de CINCO (5) días hábiles de haber sido notificada dicha Secretaria no dispusiera sobre el particular, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá entender que no existen observaciones al mismo y proceder a la rúbrica de los Acuerdos respectivos.

Artículo 7° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELEC TRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a coordinar y realizar todas aquellas gestiones que resulten necesarias para el abastecimiento de combustible líquido a los Agentes Generadores térmicos que recibirán Fuel Oíl de acuerdo a lo estipulado en los artículos 5° y 6° de la presente resolución, en función de los acuerdos que se celebren como resultado de las instrucciones impartidas por la SECRETARIA DE ENERGIA en los artículos 2° a 4° de la presente resolución.

Artículo 8° — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a utilizar como COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP) de las unidades de los Agentes Generadores involucrados en la presente operatoria, los valores unitarios declarados y aceptados de “Costo Variable de Mantenimiento” y “Otros Costos Variables no Combustibles” para cada una de sus unidades, con más el costo total del combustible líquido correspondiente (incluyendo los gastos y costos incurridos hasta la entrega en Central más los costos de financiamiento y administración en que se incurra), entregado en el emplazamiento donde el Agente Generador establezca para su posterior utilización y adicionando a ello el ajuste proporcional que se origine por la diferencia entre el volumen de combustible que se verifique como realmente consumido y el que resulta de la aplicación de la curva teórica de consumo calórico de la unidad generadora respectiva.

Artículo 9° — La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá descontar de la remuneración que corresponda liquidar por la energía generada con el combustible asignado mediante la operatoria aquí descripta, el monto equivalente al costo del combustible consumido por el Agente Generador durante el período mensual transaccionado, de acuerdo a lo estipulado en el artículo precedente, incluyendo en ello los cargos por los mayores costos que le pudiera corresponder a dicho Agente, producto de los incumplimientos registrados atribuibles exclusivamente a su responsabilidad, que le fueran asignados.

Artículo 10. — Créase la Cuenta Especial “COMBUSTIBLE DE ULTIMA INSTANCIA” a ser administrada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en la cual se deberán depositar los montos mensuales equivalentes al costo del combustible, incluyendo los mayores costos, a que hacen referencia los artículos precedentes, así como también los gastos de nacionalización y los gastos propios incurridos por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), emergentes de la presente operatoria, a efectos de afrontar el pago de los mismos.

Los créditos de tal Cuenta Especial así definidos, contarán con la misma prioridad de pago que le correspondería al generador por sus créditos relativos a la energía generada en la misma transacción, según lo establecido en el inciso e) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de setiembre 2003.

Artículo 11. — La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) el origen de los fondos y las sumas adiciónales que fuere necesario asignar a la “Cuenta Especial” creada por el artículo precedente, con el objeto de honrar los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos conforme lo establecido en los Artículos precedentes, y en función de los requerimientos de ese Organismo de los montos involucrados y su devengamiento en el tiempo.

Asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), respecto a la oportunidad y montos que, desde dicha “Cuenta Especial”, se deberán derivar a cubrir las obligaciones emergentes del CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA ARGENTINA y LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA y su acta modificatoria de fecha 1° de febrero de 2005, y con el pago del Fuel Oíl de rápida disponibilidad licitados.

Artículo 12. — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Res. SE 181/05 Anexo en PDF

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 298/05

Publicación Boletín Oficial N° 30604 del 03/03/2005

Citas Legales: Res. SE 218/2000; Res. SE 148/2002; Res. SE 246/2002; Res. SE 082/2003; Res. SE 083/2003; Res. SE 161/2003; Res. SE 784/2003; Res. SEE 61/92; Dec. 0432/82; Dec. 0186/95; Dec. 1142/03; Ley 15.336

> Instruyese al Organismo Encargado del Despacho (OED) a calcular la deuda exigible a la Cooperativa de Servicios Públicos, Consumo y Vivienda de Rawson Limitada y a la Cooperativa de Servicios Públicos, Consumo y Vivienda 16 de Octubre Limitada, que se generó por incumplimientos correspondientes al periodo comprendido entre agosto 2000 y abril 2001, incluyendo a tales efectos los recargos e intereses correspondientes, establecidos en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos).

BUENOS AIRES, 25 DE FEBRERO DE 2005

VISTO el Expediente S01:0340169/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que las Cooperativas Prestadoras del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (en adelante, MEMSP) formularon desistimiento de acción y derecho en los procesos iniciados contra la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 218 de fecha 21 de julio de 2000, cuyos términos ya fueron largamente superados por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 de fecha 4 de julio de 2002.

Que las carátulas y radicación de las causas judiciales iniciadas por las cooperativas precedentemente aludidas son las siguientes: (I) “COOPERATIVA PROVISION DE SERVICIOS PUBLICOS, VIVIENDA Y CONSUMO 16 DE OCTUBRE LIMITADA c/ESTADO NACIONAL - MINISTERIO DE ECONOMIA - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 Y OTRO s/MEDIDA CAUTELAR AUTONOMA” (Expte. Nº 1556/2001) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal Nº 9 Secretaría Nº 17; (II) “COOPERATIVA SERVICIOS PUBLICOS, CONSUMO Y VIVIENDA DE RAWSON LIMITADA c/ESTADO NACIONAL - MINISTERIO DE ECONOMIA - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 Y OTRO s/MEDIDA CAUTELAR AUTONOMA” (Expte. Nº 1557/2001) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal Nº 10, Secretaría Nº 19; (III) “COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, CONSUMO Y VIVIENDA RAWSON LTDA. C/ESTADO NACIONAL - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 S/PROCESO DE CONOCIMIENTO” (Expte. Nº 3842/2002) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Civil y Comercial Federal Nº 10, Secretaría Nº 19 de Capital Federal, (IV) “SOCIEDAD COOPERATIVA POPULAR LTDA. DE COMODORO RIVADAVIA c/ESTADO NACIONAL - SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION Y CAMMESA s/PROCESO DE CONOCIMIENTO” (Expte. Nº 3840/2002) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal Nro. 12, Secretaría Nro. 23, (V) “COOPERATIVA DE PROVISION DE SERVICIOS PUBLICOS, VIVIENDA Y CONSUMO 16 DE OCTUBRE C/ESTADO NACIONAL - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 S/PROCESO DE CONOCIMIENTO” (Expte. Nº 3843/2002) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Nº 9, Secretaría Nº 17, y (VI) COOPERATIVA ELECTRICA DE CONSUMO Y VIVIENDA LIMITADA DE TRELEW C/ESTADO NACIONAL - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 S/PROCESO DE CONOCIMIENTO” (Expte. Nº 3838/2002) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Nº 11, Secretaría Nº 21.

Que a su vez ha desistido la actora en autos caratulados “ASOCIACION ACCION DEL CONSUMIDOR - ADELCO - c/ESTADO NACIONAL - SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION Y CAMMESA s/DEMANDA CONTENCIOSO ADMINISTRATIVA” (Exp. Nº 42.148), tramitado por ante el Juzgado Federal de Primera Instancia de Rawson, Provincia del CHUBUT.

Que de lo expuesto derivó la completa exigibilidad del pago de la deuda acumulada entre agosto de 2000 y octubre de 2004, hasta entonces sólo parcialmente exigible en virtud de decisiones cautelares decretadas en algunas de las actuaciones referidas, dado que dichas medidas, aunque transitorias por su naturaleza y recurridas tanto por el ESTADO NACIONAL como por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, CAMMESA), aún permanecían vigentes.

Que, por otra parte, atento a la situación de escasez de oferta en el MEMSP, a la fecha prácticamente no se cuenta en dicho mercado con disponibilidad de Reserva de Potencia.

Que, paradójicamente, en la Cuenta de Apartamiento de la Reserva de Potencia del MEMSP hay recursos excedentarios producto de las excepcionales circunstancias fácticas, en lo sustancial exógenas al sector eléctrico, que afectaron la sanción de precios en el dicho mercado a partir de noviembre 2002.

Que ello se acentuó al aplicarse lo dispuesto transitoriamente por el Artículo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 148 de fecha 25 de octubre de 2002, prorrogada por sus similares también de esta Secretaría Nº 83 de fecha 27 de enero de 2003, Nº 161 de fecha 25 de abril de 2003, Nº 82 de fecha 25 de julio de 2003 y Nº 784 de fecha 27 de octubre de 2003.

Que lo precedente ha sido también puesto de manifiesto por la Cooperativa de Servicios Públicos, Consumo y Vivienda Rawson Limitada, la Cooperativa Eléctrica de Consumo y Vivienda Limitada de Trelew, la Sociedad Cooperativa Popular Limitada de Comodoro Rivadavia y la Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos, Vivienda y Consumo 16 de Octubre Limitada en su presentación de fecha 10 de diciembre de 2004 obrante en las actuaciones en que se dicta la presente, y fue objeto de análisis y evaluación técnica en el ámbito de esta Secretaría habiéndose recabado información complementaria de la documentación emitida por CAMMESA.

Que se considera conveniente y oportuno, por las razones y con los fundamentos expuestos, subsanar los efectos no deseados de tan particular conjunción de circunstancias, disponiendo la aplicación de los recursos excedentes entre lo aportado por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEMSP y el costo efectivo que tuvo la reserva de potencia en dicho Mercado durante el período noviembre 2002 y enero 2004, al pago de la potencia a cargo de tales Agentes, en los términos de la parte resolutiva de la presente norma.

Que las disposiciones contenidas en esta resolución son excepcionales habida cuenta de las particularidades antes descriptas que se presentaron en el Sistema Patagónico durante el período involucrado.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCIÓN ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado de la presente surgen de lo prescripto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y el Artículo 8° del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a calcular la deuda exigible a la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, CONSUMO Y VIVIENDA DE RAWSON LIMITADA y a la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, CONSUMO Y VIVIENDA 16 DE OCTUBRE LIMITADA, que se generó por incumplimientos correspondientes al período comprendido entre agosto 2000 y abril 2001, incluyendo a tales efectos los recargos e intereses correspondientes, establecidos en el Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS).

ARTICULO 2º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a calcular la deuda exigible a los Prestadores del Servicio Público de Distribución del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) como consecuencia de la pérdida de vigencia de las medidas cautelares decretadas en los autos caratulados “ASOCIACION ACCION DEL CONSUMIDOR - ADELCO - C/ESTADO NACIONAL - SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION Y CAMMESA S/DEMANDA CONTENCIOSO ADMINISTRATIVA” (Expte. Nº 42.148) tramitado por ante el Juzgado Federal de Primera Instancia de Rawson, Provincia del CHUBUT, “COOPERATIVA PROVISION DE SERVICIOS PUBLICOS, VIVIENDA Y CONSUMO 16 DE OCTUBRE LIMITADA c/ESTADO NACIONAL - MINISTERIO DE ECONOMIA - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 Y OTRO s/MEDIDA CAUTELAR AUTONOMA” (Expte. Nº 1556/2001) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal Nº 9 Secretaría Nº 17, y “COOPERATIVA SERVICIOS PUBLICOS, CONSUMO Y VIVIENDA DE RAWSON LIMITADA c/ESTADO NACIONAL - MINISTERIO DE ECONOMIA - SECRETARIA DE ENERGIA - RESOLUCION Nº 218/2000 Y OTRO s/MEDIDA CAUTELAR AUTONOMA” (Expte. Nº 1557/2001) tramitado por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal Nº 10, Secretaría Nº 19, en virtud del desistimiento formulado por las actoras. El cálculo se efectuará sin recargos ni intereses durante el período comprendido entre mayo 2001 y octubre 2004 en que estuvieron vigentes las citadas medidas cautelares.

ARTICULO 3º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a calcular los créditos y/ó débitos correspondientes a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) que tuvieron ajustes por resolución judicial en los Documentos Comerciales emitidos como consecuencia de la aplicación de las medidas cautelares detalladas en el artículo precedente. El cálculo, conforme lo precedentemente prescripto, se debe efectuar sin incluir recargos ni intereses.

ARTICULO 4º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a calcular la diferencia entre lo aportado por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y el costo efectivo que tuvo la Reserva de Potencia en dicho Mercado durante el período comprendido entre noviembre 2002 y enero 2004. Tales diferencias se aplicarán exclusivamente, hasta agotar los saldos a favor, a la cancelación, en su caso, de los saldos pendientes de pago por dichos Agentes, calculados según lo estipulado en los artículos 1° y 2° de esta resolución, y/o al pago de los Cargos por Potencia Despachada, Reserva de Potencia y/o Servicios Asociados a la Potencia conforme lo dispuesto en el artículo siguiente.

ARTICULO 5º — Lo prescripto en la presente norma será de aplicación a partir de la primer Transacción Económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) a realizarse con posterioridad a la fecha de su notificación al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 6º — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A efectos de lo aquí dispuesto se entenderá que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 7º — Notifíquese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

ARTICULO 8º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 387/05

Publicación Boletín Oficial N° 30609 del 10/03/2005

Citas Legales: Res. SE 389/2004; Res. SE 436/2004; Res. SE 659/2004; Res. SEE 61/1992; Ley 25.561; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 432/1982

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. para implementar un Sistema de Medición de Combustibles efectivamente consumidos para la Generación de Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 7 DE MARZO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0052082/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el crecimiento de la actividad económica prevista para los años 2005 y 2006 tendrá aparejado el mantenimiento de las condiciones de desadaptación entre la oferta y la demanda de los mercados de gas y energía eléctrica, ya experimentadas durante el año 2004, lo que producirá un fuerte requerimiento de combustibles alternativos hasta tanto no se disponga de un suministro de ese insumo para la producción de Energía Eléctrica en la cantidad y calidad que la economía de ese último mercado necesita para alcanzar adecuadas condiciones de competencia.

Que ello conlleva la necesidad de contar, en tiempo y forma, con importantes volúmenes de tales combustibles alternativos, ya sea a través de una operatoria de suministro de “combustible de última instancia”, como la desarrollada conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 del 20 de abril de 2004 para el aprovisionamiento de Fuel Oil, como también el otorgar financiamiento a los generadores que así lo requirieron, comprando por su cuenta otros combustibles líquidos, como el Gas Oil, lo que se llevó a cabo mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 436 del 10 de mayo de 2004.

Que de un consumo circunstancial de estos combustibles alternativos para la producción de energía eléctrica como el verificado en años recientes, se ha trocado en un uso importante de los mismos con el objeto de subsanar, durante la época invernal, la importante reducción de la disponibilidad de Gas Natural para el fin antes señalado.

Que atento a que estas circunstancias perdurarán hasta tanto no se alcance la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) bajo las condiciones preexistentes, la utilización de considerables cantidades de combustibles alternativos al Gas Natural, con costos muy superiores al que reemplazan, requiere su adecuada valoración y certero reconocimiento económico y financiero.

Que esto último podrá derivar, por un lado, en pagos a recaudar por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) al actuar en representación del ESTADO NACIONAL para el suministro de combustibles, y por el otro, en pagos a favor de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuando ellos produzcan Energía Eléctrica con combustibles adquiridos por sí mismos.

Que en función de la información suministrada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en el año 2004 se han presentado diferencias entre los volúmenes de combustibles consumidos declarados por parte de los Agentes y los que surgen de la aplicación de las curvas de consumo calórico que se han utilizado hasta el presente para calcular las cantidades de aquellos y su valorización económica por parte de dicha Compañía, tal lo establecen las normas aplicables.
Que ello se ha verificado tanto en el consumo del Fuel Oil provisto por PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) y gestionado por dicha Compañía como “combustible de última instancia”, como en el que se ha suministrado por otras fuentes bajo responsabilidad de los propios generadores.

Que según la información precitada, durante el mismo año 2004 diversos Agentes han requerido la sustitución de los parámetros de las funciones de consumo calórico, argumentando la necesidad de adecuarlos a la nueva realidad operativa, por cuanto ello se hubo convertido en un factor determinante en la economía de sus centrales, cosa muy distinta a lo ocurrido en el pasado, cuando esas diferencias podían resultar no significativas y/o compensables con el cobro de otros conceptos remunerativos.

Que a pesar de ello, y en atención a los resultados aportados para su consideración a esta SECRETARIA DE ENERGIA con ese objeto, el cambio de los parámetros mencionados no aseguraría la disponibilidad de información precisa y confiable que asegure un acertado cálculo y valorización de los combustibles

consumidos, fin último de cualquier metodología que se adopte con ese fin y por el que, se entiende, los agentes han estado bregando.

Que conforme lo anterior, se entiende que los desvíos aludidos, y fundamentalmente su incidencia económica, no son corregibles con la suficiente precisión al utilizar nuevas curvas de consumo calórico y/o parámetros alternativos en función del combustible consumido como se pretende, ya que se han podido observar variaciones positivas y negativas respecto a los volúmenes certificados por Auditores Independientes en la operatoria de "combustible de última instancia" frente a los obtenidos a partir del cálculo con dichas funciones, lo que podría generalizarse al resto de los combustibles consumibles por las unidades generadoras.

Que por otro lado, y con el fin de evitar restricciones al suministro de Energía Eléctrica, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha contemplado dentro del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, instaurado por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004, la aplicación de un mecanismo de redireccionamiento de Gas Natural toda vez que resultó necesario para tal fin.

Que en función de ello, se entiende también ineludible el disponer de mediciones precisas de dichos volúmenes de Gas Natural, asignados bajo la operatoria mencionada, con el objeto de certificar su utilización para el propósito antes señalado, que es el de evitar cortes de suministro.

Que como se dispone en el apartado 1.4 SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD) del Capítulo I - EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, dicho sistema tiene por objeto el disponer de la información necesaria y suficiente para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema, así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas.

Que las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, serán cubiertas por medio del SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD).

Que tal sistema, integrado por el SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR), el SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC) y el SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM), brinda los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico, como también la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en vistas del objetivo del SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD), y la necesidad de resolver la cuestión planteada respecto al certero reconocimiento de los reales costos incurridos en el consumo de combustibles destinados a la producción de energía eléctrica, aquél se visualiza como un medio idóneo para el fin buscado.

Que tal sistema deberá ser diseñado en función de los reales requerimientos de información, cuya periodicidad no necesariamente coincidirán con las dispuestas para el SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR) y el SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC).

Que los datos de consumo seguramente se cuentan en las centrales de generación de energía eléctrica toda vez que son valiosas herramientas complementarias para la adecuada operación y control del funcionamiento de las máquinas, por lo que sólo se requeriría definir los medios de comunicación y periodicidad de transmisión de tal información, como también la calidad y precisión de la misma.

Que al contar con ella, se podrá proceder al reconocimiento de los reales consumos de combustibles efectuados y su valorización, la que deberá integrarse a las Transacciones Económicas de los Agentes del Mercado, considerando a tal efecto las normas transitorias y de emergencia que se han dictado hasta el presente con motivo de la sanción de la Ley Nº 25.561 y sus normas conexas.

Que en ocasión de implementarse los sistemas SOTR y SMEC, se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) coordinar, con la colaboración de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) involucrados, un proyecto único a fin de minimizar las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

Que en esta oportunidad, dada la experiencia recogida, se entiende conveniente instruir al mismo organismo para que también lleve a cabo el desarrollo de un SISTEMA DE MEDICION DE

COMBUSTIBLES (SCOMB) a partir del cual se mida, registre y transmita la información correspondiente al consumo de todos y cada uno de los combustibles utilizados por las unidades generadoras del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que para ello se considera conveniente la utilización de los recursos con que hoy cuenta el SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD), como también los disponibles en las unidades generadoras a efectos de disminuir, en lo posible, las erogaciones a realizar con motivo de la implantación de este nuevo sistema de medición.

Que el proyecto referido debe ser presentado para su aprobación por parte de esta SECRETARIA DE ENERGIA e implementado en el más corto plazo, toda vez que el período estival está en su cenit, no disponiéndose de tiempo fútil que no sea preciso destinar al desarrollo de dicho sistema y contar con él, lo más pronto posible, previo al período en el cual se prevé requerir un importante uso de combustibles alternativos.

Que en atención a la perentoriedad de los plazos disponibles y elevada la propuesta para aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA, ésta procederá a su aprobación, como también a definir la posible asignación, de resultar imprescindible, de los recursos financieros adicionales que pudieran hacer falta para alcanzar dicho objetivo en el tiempo disponible hasta el próximo invierno.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a implementar un SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTIBLES (SCOMB) efectivamente consumidos para la generación de energía eléctrica. El mismo comprenderá la medición, registro, transmisión y procesamiento de la información correspondiente al consumo de Gas Natural, Gas Oil, Fuel Oil y Carbón Mineral utilizados por las unidades generadoras de energía eléctrica que participan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el cual estará basado en las condiciones establecidas seguidamente.

Artículo 2º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a elaborar y poner a consideración de esta SECRETARIA DE ENERGIA, en el término de VEINTE (20) días hábiles contados a partir de la publicación en el Boletín Oficial de la presente norma, un Procedimiento Técnico para la implementación del SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTIBLES (SCOMB) efectivamente consumidos en unidades generadoras térmicas, basado en los siguientes lineamientos:

a) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar que los costos de adquisición e instalación del equipamiento necesario para el adecuado funcionamiento del SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTIBLES (SCOMB), sean los mínimos requeridos para satisfacer acabadamente los lineamientos establecidos en la presente resolución, en atención a las condiciones económicas y financieras del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). A tales efectos deberá contemplar la posible utilización de los recursos con que hoy cuenta el SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD), de ser ello posible, como también los disponibles en las unidades generadoras, de resultar estos últimos adecuados para el objetivo a alcanzar.

b) La medición se realizará individualmente para cada unidad generadora de una central y deberá cubrir todos los combustibles que esté habilitada a consumir, con el grado de precisión necesario y suficiente para un certero registro y transmisión de la información requerida, como también garantizar que su tasa de indisponibilidad esté por debajo del límite de indisponibilidad admitido que se establece en el inciso f) siguiente.

c) La frecuencia de transmisión de datos deberá ser diaria e incluir información del consumo de combustible de cada unidad, como mínimo, con periodicidad horaria.

d) Poder Calorífico:

I) Gas Natural: El Poder Calorífico a utilizar para la valorización del consumo registrado será el informado por el Transportista o Distribuidor de Gas Natural proveedor del Generador.

II) Combustibles líquidos: El Poder Calorífico a considerar para el mismo fin que en el inciso anterior, será el informado por un Inspector Independiente al momento de la descarga del producto en la Central.

III) Carbón Mineral: El Poder Calorífico a aplicar al cálculo referido anteriormente será, en un principio, el informado por un Inspector Independiente al momento de la descarga del producto en la central o, en su defecto, de la alimentación del mismo a las máquinas.

IV) Para todos los casos, de no disponerse de la información requerida precedentemente, se deberán aplicar los Poderes caloríficos establecidos en el Anexo 13 de “Los Procedimientos”.

a) Responsabilidades: Los Agentes Generadores serán los responsables de la instalación, y mantenimiento de los equipos de medición como así también del envío y la transmisión de datos.

b) Indisponibilidad de la Medición: En el caso en que la indisponibilidad en la medición fuera superior a TREINTA Y SEIS (36) horas mensuales, o existan retrasos en la habilitación del equipamiento en relación con el cronograma establecido en el artículo siguiente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar todos los cálculos pertinentes con los valores de consumo calórico declarados y vigentes en el mes de diciembre de 2003 publicados en la programación estacional definitiva noviembre 2003 - abril 2004.

c) Condiciones que deben cumplir los equipos de medición de consumo de combustible para la Habilitación Transitoria a que se hace referencia más adelante.

Dentro de un plazo máximo de TRES (3) días hábiles de recibida la propuesta de Procedimiento Técnico, la SECRETARIA DE ENERGIA resolverá e instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sobre el particular.

De no expedirse en ese término, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá: (i) considerar que la propuesta es aprobada; (ii) informar inmediatamente el Procedimiento Técnico a todos los Agentes del MEM involucrados; y (iii) continuar con las tareas asignadas conforme la presente resolución.

Artículo 3º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que, en un plazo no mayor a los CINCO (5) días hábiles contados a partir de la elevación a la SECRETARIA DE ENERGIA del Procedimiento Técnico a que se refiere el artículo precedente, defina e informe a esta SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación, un cronograma de habilitación del equipamiento de medición de consumo de combustible de las unidades generadoras, tomando en cuenta que la totalidad del parque generador térmico deberá contar con los sistemas de medición de consumos de combustibles en funcionamiento y debidamente habilitados antes del día 31 de julio de 2005.

El cronograma deberá incluir las fechas tardías en que las unidades generadoras deberán disponer de los equipos de medición, teniendo en cuenta el siguiente orden de prelación:

a) Las unidades que consumieron Fuel Oil provisto en los términos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 del 20 de abril de 2004, sus modificatorias y/o continuadoras.

b) Las unidades que obtuvieron prefinanciación de Gas Oil de acuerdo a lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 436 del 10 de mayo de 2004.

c) Las unidades, no contempladas en los incisos anteriores y que consumieron combustibles líquidos o carbón mineral por más de NOVENTA Y SEIS (96) horas durante el año 2004.

d) Las unidades que consumieron en algún momento, Gas Natural nominado en los términos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004.

e) El resto de las unidades del parque generador térmico.

A los efectos de la aprobación del referido cronograma, se deberán aplicar el mismo procedimiento y plazos que los establecidos “in fine” en el artículo anterior.

Artículo 4º — Los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con unidades generadoras térmicas que dispongan de equipos de medición de consumo de combustibles actualmente instalados y deseen incluir sus consumos reales de combustibles en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberán solicitar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la Habilitación Transitoria de los mismos en un todo conforme con el Procedimiento Técnico publicado por dicho Organismo.

Sobre toda unidad que cuente con una Habilitación Transitoria de su actual medición de consumo de combustible, que no satisfaga las prestaciones o precisiones requeridas en el Procedimiento Técnico señalado para el equipamiento de medición definitivo, deberá procederse a su reemplazo, por equipos de medición que se ajusten a las condiciones impuestas en el Procedimiento Técnico, y ser habilitados en

tiempo y forma de acuerdo al cronograma establecido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a tal efecto.

Artículo 5º — Para las unidades generadoras que no dispongan actualmente de equipos de medición de consumo de combustibles pasibles de ser habilitados transitoriamente y cuyo Agente Generador desee incluir sus consumos reales de combustibles en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), diariamente y con idéntica periodicidad y discriminación a la establecida en el Procedimiento Técnico establecido en el artículo 2º de la presente norma, las mediciones de los combustibles consumidos avaladas por un Auditor Independiente, el que deberá ser previamente autorizado por el mencionado Organismo.

Artículo 6º — Todos los costos de adquisición de los equipos de medición de consumo de combustible, su instalación y la puesta en marcha del SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTIBLES (SCOMB) realmente consumidos serán en su totalidad soportados por toda la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Artículo 7º — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), una vez recibida la información remitida por los Agentes Generadores y conforme todo lo establecido precedentemente, a:

a) Determinar los volúmenes de combustibles realmente consumidos y su valoración;

b) Incluir los mismos en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM);

c) Reconocer a los Agentes involucrados el real costo incurrido y;

d) Aplicar las curvas representativas del consumo calórico y los valores de consumo específico medio bruto de cada unidad generadora, de acuerdo a lo dispuesto en los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, debiendo las mismas satisfacer lo establecido seguidamente.

I) La Programación de la Operación y Despacho de Cargas de las unidades de generación se efectuará con las curvas de consumo calórico y consumos específicos medios brutos aceptados, monitoreados mensualmente y en su caso corregidos, función de los registros obtenidos de las mediciones realizadas en el antepenúltimo mes previo al de su utilización.

II) Los términos de dichas curvas representativas de consumo calórico y los valores de los consumos específicos medios brutos podrán ser corregidos a partir de la realización de ensayos por parte del Agente Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), para lo cual el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá establecer un Procedimiento Técnico específico para su desarrollo y aceptación, en el marco del propuesto en su Nota B-25799-1 de fecha 22 de julio de 2004 y dentro de los plazos establecidos en el artículo 2º de la presente resolución, debiendo tener en cuenta la información obtenida del Sistema de Medición de Consumo de Combustible instaurado por la presente norma, lo que marcará los valores máximos posibles de ser reconocidos.

Asimismo, dicho Procedimiento deberá incluir para la aceptación de los ensayos referidos, la ejecución de una auditoria sobre todos aquellos elementos de control, maniobra o protección de la unidad generadora que, por una inadecuada operación o estado de conservación y/o mantenimiento, puedan afectar negativamente el rendimiento de dicha máquina.

III) A más tardar a partir de la fecha límite para la puesta en servicio y habilitación del Sistema de Medición de Consumo de Combustible establecida en el artículo 3º de la presente norma, en el correspondiente control post operativo diario y las respectivas transacciones económicas se deberá emplear la información obtenida a través de dicho Sistema o, en su defecto, aplicar las condiciones establecidas ante la inexistencia o falla del equipamiento de medición requerido por esta norma en el inciso e) del artículo 2º anterior.

Artículo 8º — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 9º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA 391/05

Publicación Boletín Oficial N° 30610 del 11/03/2005

Citas Legales: Dec. 1192/92; Ley 25.561; Ley 25.820; Ley 24.065; Dec. 1192/92; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Res. SEE 61/92; Ley 24.441.

(Nota: suspendida transitoriamente, durante el período comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005, por Resolución SE 456/2005. Régimen transitorio para la adecuación de compromisos contractuales en el Mercado a Término para operaciones de importación y exportación de energía eléctrica, aprobado por Resolución SE 161/2006).

> *Instruyese al Organismo Encargado del Despacho para adquirir Energía Eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil, hasta setecientos megavatios por hora y durante el periodo comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005.*

BUENOS AIRES, 8 DE MARZO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0091241/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA ha fundado reiteradamente decisiones regulatorias de carácter transitorio en la excepcional situación planteada por la emergencia en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria declarada por Ley Nº 25.561, modificada por su similar Ley Nº 25.820.

Que como fruto del crecimiento de la economía nacional, la demanda de energía eléctrica continúa su incremento en niveles de importancia, en donde las dificultades por las que atraviesa la industria del Gas Natural, generan la necesidad de contar, en el sector eléctrico, con una mayor diversidad de opciones de oferta con el objeto de alcanzar el adecuado suministro de energía eléctrica a la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) reduciendo, en lo posible, el riesgo de desabastecimiento eléctrico, propugnando el mantenimiento de las condiciones habituales de seguridad y calidad del sistema eléctrico.

Que en tal contexto, resulta necesario establecer un procedimiento que permita efectuar contrataciones de importación de energía eléctrica de corto plazo, en la búsqueda de reducir el riesgo señalado y el consecuente costo para la comunidad que significa la Energía No Suministrada en el período mencionado.

Que derivado de lo anterior y en atención a la experiencia recogida en el año 2004, el suministro de energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL tendrá una importante convocatoria, función del crecimiento de la demanda de energía eléctrica ya reseñado.

Que dicho procedimiento debe enmarcarse tanto en el orden jurídico interno, cuanto en los principios contenidos en los documentos binacionales y multinacionales suscriptos por la REPUBLICA ARGENTINA en materia de Intercambios Eléctricos.

Que entre éstos cabe considerar tanto al “Memorandum de Entendimiento entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL sobre el Desarrollo de Intercambios Eléctricos y Futura Integración Eléctrica” suscripto en la Ciudad de BUENOS AIRES el 13 de agosto de 1997 y la Decisión del CONSEJO DEL MERCADO COMUN Nº 10 del 23 de julio de 1998. Por esta última se aprueba el “Memorandum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR” el que se fundamenta sustancialmente en el interés de los Estados Partes de ampliar el intercambio de energía eléctrica con miras a la complementación de sus recursos energéticos y a la seguridad de abastecimiento a los usuarios.

Que atendiendo a los objetivos descriptos, a la necesidad y, sin duda, a la conveniencia de dar transparencia a los precios de cierre de tales contrataciones, corresponde implementar un mecanismo de licitaciones a los efectos indicados.

Que, por lo expuesto, resulta necesario definir el Pliego de Bases y Condiciones y toda la documentación necesaria para la contratación del suministro de energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL sobre las cuales se firmarán los Acuerdos de Provisión de energía eléctrica entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y las empresas que resulten adjudicadas en la licitación a realizarse.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe, necesariamente, coordinar el despacho de las importaciones que provengan de otros países limítrofes, particularmente con el Organismo Encargado del Despacho en la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, “Operador Nacional do Sistema Eléctrico Brasileiro” (ONS).

Que mediante el decreto citado en el Visto se reglamenta el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065 y se dispone la constitución de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y se aprueba su estatuto.

Que desde su creación dicha Compañía tiene asignadas las funciones de Organismo Encargado del Despacho Técnico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y debe cumplirlas con estricta sujeción a las reglas dictadas a tal efecto por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que conforme su objeto social, contenido en el Artículo 3º del Anexo I del Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) está habilitada para “la compra y venta de energía eléctrica desde o al exterior, realizando las operaciones de importación/exportación consecuentes”.

Que, asimismo, dicha Compañía está habilitada a actuar como mandatario del ESTADO NACIONAL con el objeto de asegurar el abastecimiento eléctrico y garantizar las condiciones habituales de seguridad y calidad del sistema eléctrico, cuestiones puestas en juego ante la situación transitoria descripta precedentemente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a adquirir energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, hasta SETECIENTOS MEGAVATIOS POR HORA (700 MW/h) y durante el período comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005, por Cuenta y Orden del ESTADO NACIONAL, realizando a tal efecto un Concurso Público Internacional de acuerdo al Pliego de Bases y Condiciones, el Acuerdo de Provisión y el Contrato de Fideicomiso, que forman parte del presente acto como Anexo I, II y III respectivamente, observando los plazos establecidos en el Cronograma de Actividades definido en el Anexo IV de la presente resolución.

En tal sentido, deberá darle la máxima difusión a los documentos mencionados, remitiendo copia de los mismos a los organismos energéticos y asociaciones de ambos países, invitando a la mayor cantidad de empresas brasileñas y argentinas que tengan la posibilidad de ser oferentes y, publicar el llamado a licitación tanto en periódicos de amplia circulación en la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL como en Internet. Asimismo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá incluir en el llamado a licitación, la lista de bancos con sedes tanto en la REPUBLICA ARGENTINA como en la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL con los que éste trabaja, a fin de cumplir con el apartado 15.2 del Pliego de Bases y Condiciones.

Artículo 2º- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a esta SECRETARIA DE ENERGIA los resultados del concurso realizado dentro de las CUARENTA Y OCHO HORAS (48 hs.) de la fecha de cierre de la Licitación.

De no recibir instrucciones de esta SECRETARIA DE ENERGIA en un plazo máximo de CUARENTA Y OCHO HORAS (48 hs.) hábiles, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá: (i) adjudicar el suministro de energía eléctrica desde la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL de acuerdo al criterio establecido en el Pliego de Bases y Condiciones referido en el artículo anterior; (ii) hacer públicos los resultados de la licitación; y (iii) proceder a la firma de los Acuerdos de Provisión en los términos del mencionado Pliego y anexos antes aludidos.

Artículo 3º- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá debitar del FONDO DE ESTABILIZACION todos los costos derivados de esta operación de importación, tales como, entre otros, los costos de adquisición de la energía eléctrica conforme los acuerdos celebrados en atención a lo establecido en el artículo 2º de la presente resolución y los correspondientes al uso de los sistemas de transporte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

En lo que respecta al orden de prioridad en los pagos a los acreedores de esta operación, deberá considerarse que los costos mencionados son alcanzados por el inciso e) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de setiembre de 2003.

Artículo 4º- Créase la Cuenta Especial “IMPORTACION ENERGIA INTERRUMPIBLE DE BRASIL” a ser administrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en la cual se deberán depositar los montos mensuales debitados del FONDO DE ESTABILIZACION emergentes de la presente operatoria, a efectos de afrontar el pago de los suministros respectivos.

La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el origen de los fondos y las sumas adicionales que fueren pertinentes asignar a dicha “Cuenta Especial”, con el objeto de contar con el financiamiento que resulte necesario para afrontar los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos conforme lo establecido en los Artículos precedentes.

Artículo 5º- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá tener en cuenta que esta operatoria incluye ciertos cargos de transporte que fueron acordados oportunamente por esta SECRETARIA DE ENERGIA con las autoridades competentes de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL.

Tal acuerdo obliga al pago de los mencionados costos de transporte, por el término de DIECISIETE (17) semanas, las que estarán incluidas dentro del plazo de duración del Acuerdo de Provisión, y serán por un valor de hasta TRESCIENTOS CINCUENTA MEGAVATIOS (350 MW) de capacidad de transporte, sean o no utilizados y siempre que el OPERADOR NACIONAL DEL SISTEMA ELECTRICO BRASILERO (ONS) no declare la total indisponibilidad del suministro contratado, lo cual deberá ser tenido en cuenta para el despacho de la importación en el nodo frontera.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I - SUMINISTRO DE ENERGIA EN EL NODO FRONTERA DESDE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL

PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES PARA EL ACUERDO DE PROVISION

1. OBJETO

El objeto de la presente Licitación es la realización de "Acuerdos de Provisión" que permitan disponer de Energía Eléctrica en el Nodo Frontera entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL de hasta SETECIENTOS MEGAVATIOS HORA POR HORA (700 MWh/ h) en el período comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005.

La Energía Eléctrica objeto de la presente Licitación, deberá provenir de unidades de generación instaladas en la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL a ser entregada en el Nodo Frontera para su posterior inyección en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Este suministro de Energía Eléctrica tendrá carácter de interrumpible de acuerdo a las condiciones del "Sistema Interligado Nacional Brasileiro" y que se señalan más abajo.

2. LEGISLACION APLICABLE

Las ofertas deberán enmarcarse en la legislación de la REPUBLICA ARGENTINA, los requisitos y condiciones establecidos en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA que instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a adquirir energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL y en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

Los "Acuerdos de Provisión" que se suscriban en el marco del presente Pliego serán interpretados de conformidad con la Ley de la REPUBLICA ARGENTINA y la reglamentación aplicable en el Mercado Eléctrico Mayorista de la REPUBLICA ARGENTINA.

Ante controversias emanadas de los "Acuerdos de Provisión" o del presente Pliego de Bases y Condiciones, éstas se dirimirán en los tribunales competentes de la CAPITAL FEDERAL de la REPUBLICA ARGENTINA.

3. DEFINICIONES Y ABREVIACIONES

Para la presente Licitación se definen como:

ACUERDOS DE PROVISION: Son los acuerdos a ser celebrados entre CAMMESA y cada uno de los Oferentes que resulten adjudicados a partir de este proceso licitatorio.

CAMMESA: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA, Organismo que se encarga del despacho de cargas y el cálculo de precios en el Sistema Argentino de Interconexión.

COMPRADOR: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la cual deberá cumplir con lo establecido en el presente Pliego de Bases y Condiciones y realizará la adquisición de la Energía en el Nodo Frontera, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL de la REPUBLICA ARGENTINA.

ENERGIA ELECTRICA EN EL NODO FRONTERA: Es la energía eléctrica a ser importada por la REPUBLICA ARGENTINA ofertada por cada Oferente, objeto de la presente Licitación, proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, la que será entregada en el Nodo Frontera definido entre ambos países.

ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE: Es el suministro de la energía eléctrica objeto de este pliego, la que podrá ser interrumpida cuando afecte la seguridad electroenergética del "Sistema Interligado Nacional Brasileiro", por las razones técnicas que la ONS determine e informe a CAMMESA.

LICITACION: Es el acto normado por el presente Pliego de Bases y Condiciones

LOS PROCEDIMIENTOS: Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus complementarias y modificatorias.

MAE: Mercado Atacadista de Energía Eléctrica de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, o la institución que en su defecto lo suceda.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista de la REPUBLICA ARGENTINA

NODO FRONTERA: Es el Nodo de Interconexión Internacional en el cual se producirá el intercambio de la ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE. Dicho nodo podrá ser indistintamente los denominados Garabí I y/o Garabí II definidos conforme LOS PROCEDIMIENTOS.

OFERENTE: Es cada una de aquellas Empresas Generadoras Privadas o Estatales, constituidas en la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, como también todos aquellos Comercializadores de Generación, constituidos tanto en la REPUBLICA ARGENTINA como en la REPUBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, que cumplan con los requisitos establecidos en el presente Pliego de Bases y Condiciones y que se encuentren habilitados de acuerdo a lo establecido en la reglamentación propia de cada país y en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

ONS: "Operador Nacional do Sistema Eléctrico Brasileño".

PMO: "Programa Mensal de Operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro", elaborado por el ONS, y sus revisiones.

PRECIO DE LA ENERGIA HIDRAULICA: Es el precio de la energía eléctrica en el MAE para el Subsistema Sur, publicado por el MAE, expresado en REALES POR MEGAVATIO HORA (R$/MWh), el que deberá transferirse a DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO HORA (U$S/MWh) de acuerdo a lo establecido en el apartado 11. Facturación y Pago.

PRECIO DE LA ENERGIA TERMICA: Es el Costo Térmico de la unidad térmica asignada por el ONS al intercambio reglado por este Pliego de Bases y Condiciones, el cual será informado por ese Organismo a CAMMESA a través de los intercambios normales y habituales entre los Organismos Coordinadores del Despacho de ambos Estados, expresado en REALES POR MEGAVATIOS HORA (R$/MWh), el que deberá transferirse a DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS HORA (U$S/MWh) de acuerdo a lo establecido en el apartado 11. Facturación y Pago.

Tal Costo Térmico será determinado en función de los costos variables de las centrales determinado por el ONS en el PMO correspondiente.

PRECIO DE LA OFERTA: Es el precio requerido para entregar UN MEGAVATIO HORA (1MWh) de energía en el Nodo Frontera sin incluir, el PRECIO DE LA ENERGIA TERMICA o HIDRAULICA (U$S/MWh), según resulte despachado, y los Costos mencionados en el apartado 11.1 Costos de Transporte y Encargos.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

4. CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO

Los Oferentes que resulten adjudicados se obligan a entregar la ENERGIA ELECTRICA en el NODO FRONTERA, la cual deberá cumplir con todos los requisitos técnicos establecidos en el MEM y supletoriamente los definidos por el MAE y el ONS.

El Oferente se hará cargo de todos los impuestos, tasas y contribuciones, que correspondan en el país de origen, presentes y futuras, que la Ley imponga que graven la presente operatoria y no estén comprendidos en el apartado 11.1 Costos de Transporte y Encargos. En consecuencia la ENERGIA ELECTRICA EN EL NODO FRONTERA se deberá encontrar disponible para el Comprador de acuerdo a lo establecido en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

El ONS informará a CAMMESA, en forma semanal, el volumen de ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE que estará disponible para la semana subsiguiente para cada modalidad (hidroeléctrica o termoeléctrica) que se asignará al mercado argentino. Estos valores deberán ser ratificados en base a la programación del despacho diaria y horaria, el día anterior al día de operación, los que podrán ser ajustados en la operación en tiempo real. Los plazos para la oferta y confirmación de los valores, así como los criterios de interrupción del suministro deberán constar en los Procedimientos Operativos acordados entre ONS y CAMMESA. Asimismo, CAMMESA realizará el despacho de cada uno de los "Acuerdos de Provisión" considerando el PRECIO DE LA OFERTA correspondiente a cada uno de ellos y la posibilidad técnica de la realización de la operación.

Se entiende que la ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE, objeto de esta Licitación, será despachada por el ONS prioritariamente en régimen de base y, por lo tanto, sólo se prevé la modulación de la potencia tomada por el SADI en el NODO FRONTERA cuando ello sea establecido así por el ONS.

El Comprador se obliga a pagar la ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE efectivamente entregada en el NODO FRONTERA de acuerdo a lo establecido en los "Acuerdos de Provisión".

Asimismo, el Comprador se obliga a abonar al Vendedor, exclusivamente, todos los costos indicados en el apartado 11.1 Costos de Transporte y Encargos.

5. DOCUMENTACION A PRESENTAR POR EL OFERENTE

El Oferente deberá presentar toda la documentación que sea necesaria para acreditar que cuenta con todos los permisos, habilitaciones y autorizaciones pertinentes, otorgados por el/los organismo/s que corresponda/n para participar en la presente licitación, incluyendo el libre acceso a la capacidad de transporte del sistema brasileño hasta el NODO FRONTERA (tanto en la REPUBLICA ARGENTINA como en la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL).

6. PLAZO

La provisión de la ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE en el NODO FRONTERA se realizará durante el período comprendido entre el 1º de Abril a la CERO HORA (0:00 hs). y el 30 de Septiembre de 2005 a las VEINTICUATRO HORAS (24:00 hs), teniendo inicio el día lunes de la semana subsiguiente cuya programación de la operación tenga comienzo a posteriori de la firma de los respectivos "Acuerdos de Provisión" celebrados.

7. COMPOSICION DE LAS OFERTAS

7.1. Período a Ofertar:

Los Oferentes deberán realizar sus ofertas con validez durante todo el período previsto para la provisión conforme lo establecido en el apartado 6. Plazo.

7.2. Modalidad de las Ofertas:

Las ofertas podrán ser subdivididas en módulos de UN (1) o más MEGAVATIO HORA. El Oferente no podrá condicionar la presentación de alguna/s oferta/s a la aceptación o rechazo de otra/s.

7.3. Valor máximo a ofertar en el NODO FRONTERA:

El valor máximo a Ofertar en el Nodo Frontera es de SETECIENTOS MEGAVATIOS POR HORA (700 MW/h), hidráulicos y/o térmicos.

7.4. Precio:

El Oferente deberá ofrecer el PRECIO DE LA OFERTA fijo para todo el período, en dólares estadounidenses por MEGAVATIO HORA (U$S/MWh) en el NODO FRONTERA, para cada módulo ofertado.

8. ADJUDICACION

La Adjudicación de las ofertas recibidas será realizada independientemente en orden creciente de PRECIO DE LA OFERTA hasta totalizar el volumen máximo establecido si ello resulta, a criterio del Comprador, técnica y económicamente conveniente para el despacho de cargas argentino.

La falta total o parcial de la documentación requerida en el presente Pliego de Bases y Condiciones es causal de descalificación de la oferta presentada sin necesidad de notificar al Oferente de dicha descalificación.

De ser necesario, dentro de los DOS (2) días hábiles siguientes a la fecha de cierre de la presente Licitación, el Comprador podrá solicitar aclaraciones a las ofertas presentadas por los Oferentes.

Los resultados de la adjudicación de la presente Licitación serán comunicados a los Oferentes en el transcurso de los CINCO (5) días hábiles siguientes a la fecha de cierre de presentación de ofertas.

En el transcurso de los CINCO (5) días hábiles subsiguientes a la fecha de comunicación mencionada anteriormente, se procederá a la firma de los "Acuerdos de Provisión" respectivos.

Una vez producida la adjudicación y firmados los correspondientes "Acuerdos de Provisión", todas las ofertas, aceptadas o no, serán puestas a conocimiento público por el Comprador.

El Comprador se reserva el derecho de adjudicar total o parcialmente y a su solo arbitrio las ofertas recibidas producto de la presente licitación.

9. MEDICION Y CONTROL DE LA IMPORTACION

El instrumental de medición y demás elementos necesarios para registrar el flujo de energía eléctrica motivo de los "Acuerdos de Provisión", serán los instalados actualmente en las Interconexiones Internacionales existentes entre ambos países y que satisfacen las exigencias establecidas en "LOS PROCEDIMIENTOS".

10. COORDINACION, OPERACION Y DESPACHO

La coordinación de la operación será realizada por CAMMESA y el ONS, ambos organismos encargados del despacho en sus respectivos países.

En ningún caso, el intercambio de energía podrá superar los SETECIENTOS MEGAVATIOS POR HORA (700 MW/h)

En el caso de que no se llegue a importar la totalidad de la energía eléctrica comprometida en los "Acuerdos de Provisión" celebrados, a consecuencia del despacho que realice el ONS aceptado por CAMMESA, según lo definido en el apartado 4 precedente, la asignación de la energía realmente recibida en el SADI se efectuará en orden creciente de los respectivos PRECIOS DE LA OFERTA adjudicados y pactados en sendos "Acuerdos de Provisión".

11. FACTURACION Y PAGO

La facturación se realizará mensualmente y corresponderá a la energía efectivamente entregada debiéndose presentar la factura correspondiente al Comprador antes del DECIMO (10º) día hábil del mes calendario siguiente al facturado.

La facturación de la energía efectivamente entregada se realizará valorizando dicha energía al PRECIO DE LA OFERTA respectivamente, que corresponda a cada "Acuerdo de Provisión".

Para el cálculo de la remuneración de la energía hidráulica o térmica según corresponda, se utilizarán los PRECIOS DE LA ENERGIA HIDRAULICA y PRECIOS DE LA ENERGIA TERMICA informados por el MAE y el ONS respectivamente, los que deberán ser convertidos a dólares estadounidenses utilizando como tasa de cambio la correspondiente al cierre de la plaza brasileña definido por el "Banco Central do Brasil" para el día hábil anterior a la fecha de facturación.

Asimismo, en la factura a ser presentada deberán incluirse los costos de Transporte y Encargos a reconocer conforme el apartado 11.1 siguiente.

Todos los pagos derivados de la presente operación serán realizados a más tardar a los TREINTA Y CINCO (35) días corridos contados a partir del primer día del mes calendario siguiente al facturado con fondos provenientes del fideicomiso que el Comprador realice a tal efecto.

La liquidación será realizada en dólares estadounidenses. De requerir el Oferente que el pago se produzca en otra moneda distinta a la aquí establecida, el mismo se realizará a la cotización de la moneda requerida en la plaza argentina del día anterior a la fecha de pago establecida anteriormente.

11.1 Costos de Transporte y Encargos

El Comprador abonará al Vendedor todos los Costos de Transporte en los que éste haya incurrido para entregar la energía en el Nodo Frontera, siempre que éstos se encuentren en el marco del acuerdo alcanzado entre ambos gobiernos a tal efecto. Se entiende como Costos de Transporte los que involucran los conceptos de:

a) Peaje en la Red Básica;

b) Peaje de la Red Dedicada.

El Vendedor deberá presentar, junto con la factura, todos los documentos comerciales que avalen los mencionados Costos de Transporte, los que deberán estar certificados por el MAE, siendo ésta la condición esencial para que el Comprador abone los mismos.

Asimismo, el Comprador abonará al Vendedor el costo del impuesto CPMF y los Encargos que graven el suministro de energía eléctrica para fines de exportación, incluyendo toda modificación de sus montos, porcentajes o alícuotas totales o parciales, debiendo contar para su reconocimiento con el correspondiente aval del MAE.

12. CESION DE LOS "ACUERDOS DE PROVISION"

Cualquiera de las partes podrá ceder total o parcialmente los derechos y obligaciones emergentes de los "Acuerdos de Provisión" a celebrarse, previa conformidad de la otra parte y con el acuerdo y habilitación requeridas a dicho efecto de las autoridades competentes de cada uno de los países, a fin de que ejerzan sus facultades. La conformidad no podrá ser irrazonablemente denegada.

13. PRESENTACION DE LAS OFERTAS

Cada oferta deberá cumplir con las siguientes condiciones:

13.1. Idioma

Las ofertas deberán ser redactadas en idioma español, pudiendo toda la documentación anexa requerida en el presente Pliego estar redactadas en el idioma del país de origen.

13.2. Modo de Presentación de las Ofertas:

Las ofertas deberán ser presentadas en CAMMESA, Avda. Eduardo Madero 942 1er. Piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, REPUBLICA ARGENTINA.

Las mismas deberán ser presentadas en sobre cerrado y sin identificación del Oferente, indicando en el mismo lo siguiente:

"Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº XXX/2005"

"SUMINISTRO DE ENERGIA EN EL NODO FRONTERA"

"DESDE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL"

Siendo la norma indicada la que instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a adquirir energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL.

Los sobres deberán contener:

a) Original y Copia de la oferta realizada.

b) Todas las hojas deberán estar numeradas correlativamente y firmadas por un apoderado responsable de la empresa Oferente.

c) Deberá incluir memoria y balance de la empresa oferente correspondiente a los DOS (2) últimos años.

d) Toda la documentación requerida en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

e) La garantía de mantenimiento de la oferta descrita en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

13.3 Formulario de Precios:

El Oferente deberá completar íntegramente el formulario que se agrega como Subanexo 1.1 del presente Pliego de Bases y Condiciones, el que deberá cumplir con los requisitos mencionados en el apartado 13.2 Modo de Presentación de las Ofertas precedente.

14. GARANTIA DE MANTENIMIENTO DE LAS OFERTAS

El mantenimiento de las ofertas deberá ser por un plazo no menor a TREINTA (30) días corridos contados a partir de la fecha de cierre para la presentación de las mismas.

14.1. Cálculo de la Garantía:

Como garantía de mantenimiento de oferta, el Oferente deberá presentar depósito en efectivo, aval bancario o cheque (ambos de un Banco de primera línea que tenga operaciones en ambos países y a plena satisfacción del Comprador), por un monto igual al UNO POR CIENTO (1%) del monto total del compromiso ofrecido.

La garantía se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

Garantía = 183 días* 24 hs/día * PRECIO DE LA OFERTA (U$S/MWh) * 0.01 * Potencia Comprometida por el Oferente

14.2. Ejecución de la Garantía

En caso de resultar adjudicado un Oferente y éste no mantener la oferta realizada, el Comprador podrá ejecutar la garantía entregada por el mismo sin necesidad de comunicación previa a la contraparte.

14.3. Liberación de la Garantía

El Comprador deberá devolver las garantías que tiene en su poder a cada uno de los Oferentes que no hayan sido seleccionados en la adjudicación, no pudiendo retener tales documentos por un plazo superior a los TREINTA (30) días corridos contados a partir de la fecha de cierre de presentación de ofertas de la presente Licitación.

En lo que respecta a los Oferentes que resultaron con ofertas adjudicadas, las garantías se deberán liberar una vez labrado el correspondiente "Acuerdo de Provisión".

15. GARANTIA DE CUMPLIMIENTO DE LOS ACUERDOS DE PROVISION

15.1. Garantía por parte del Oferente

Los Oferentes deberán instrumentar garantías de cumplimiento de sus compromisos de entrega de Energía en el Nodo Frontera, las que podrán constituirse de la siguiente forma:

a) Dinero en efectivo, en la moneda pactada para la facturación y pago del "Acuerdo de Provisión".

b) Mediante una carta de Crédito "stand by" irrevocable otorgada por un Banco de primera línea, que opere en ambas Repúblicas (Argentina y Brasil), y a plena satisfacción del Comprador.

c) Fianza o aval bancario otorgado por un banco de primera línea, que opere en ambos países (Argentina y Brasil), y a plena satisfacción del Comprador.

El valor de la garantía será el equivalente a un mes de facturación del PRECIO DE LA OFERTA por la energía comprometida en el correspondiente "Acuerdo de Provisión" con factor de carga uno, debiendo éste ser el mayor valor resultante que se facturará dentro del período comprometido que se definió en dicho Acuerdo.

15.2. Garantía por parte del Comprador:

El Comprador constituirá, en un banco de primera línea a acordar entre las partes, un "fideicomiso" a los efectos de garantizar las operaciones que se realicen en el marco de los "Acuerdos de Provisión" que se suscriban.

Semanalmente el Comprador afectará anticipadamente a este fideicomiso los fondos necesarios, en función de la energía eléctrica prevista despachar para cada semana por el ONS y CAMMESA, valorizada a los precios del MAE y/o PMO según corresponda, con el objeto de garantizar el pago mensual de los suministros.

15.3. Ejecución de las Garantías.

15.3.1. Por parte del Comprador

En caso de verificarse el incumplimiento de parte del oferente en:

a) La energía despachada por el ONS y acordada con CAMMESA para su inclusión en el despacho económico argentino, no fuere entregada en el NODO FRONTERA por causas que CAMMESA considere imputables al mismo, en base a la información entregada por ONS, ejecutándose la garantía puesta a disposición del Comprador por un monto equivalente al volumen de la energía no entregada valorizado al PRECIO DE LA OFERTA.

En este caso, el Oferente deberá reponer el monto ejecutado de la garantía en un plazo no mayor a CINCO (5) días corridos. De haberse ejecutado el total de la garantía puesta a disposición, quedará a criterio del Comprador la continuidad del "Acuerdo de Provisión".

b) Que el mismo haya perdido las habilitaciones a que se hace referencia en el presente Pliego de Bases y Condiciones, procediéndose a ejecutar el total de la garantía puesta a disposición del Comprador, resolviendo de pleno derecho el "Acuerdo de Provisión" celebrado.

15.3.2. Por parte del Oferente

El Banco Fideicomisario hará efectivas las facturas puestas al cobro, siendo responsable de recaudar del Comprador las sumas necesarias para hacer frente a los compromisos asumidos por el mismo.

16. CONSULTAS

Hasta CUARENTA Y OCHO (48) horas hábiles antes del cierre del plazo para la presentación de ofertas, los Oferentes podrán realizar todas las consultas que crean necesarias tendientes a despejar las dudas que puedan surgir producto de la presente Licitación y en relación con lo descrito en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

Las mismas deberán ser realizadas por escrito, vía correo electrónico, dirigidas a quien CAMMESA designe, las que serán respondidas por el mismo medio a más tardar en el término de VEINTICUATRO HORAS (24 hs.) de recibida la consulta.

SUBANEXO 1.1

PLANILLA DE OFERTA

"Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº XXX/2005"

SUMINISTRO DE ENERGIA EN EL NODO FRONTERA DESDE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL

Razón Social del Oferente:

Plazo: Desde 1º de abril de 2005 a las 00:00 hs. hasta el 30 de septiembre de 2005 a las 24:00 hs.

Precio de la Oferta

Módulo de Potencia Ofertado MW	Precio de la Oferta U$S/MWh[1]
n1	
n2	
n ..	

Firma del Apoderado de la Empresa Oferente

Aclaración de la Firma

_____

1 El precio Ofertado es libre del costo de la energía térmica y/o hidráulica, como también de los cargos de Transporte y Encargos, los que serán abonados en forma separada conforme lo establecido en el apartado 11 del Pliego de Bases y Condiciones.

ANEXO II - ACUERDO DE PROVISION DE ENERGIA ELECTRICA

Entre _____, con domicilio en _____, representada en este acto por los Sres. _____ en su carácter de apoderados (en adelante el "VENDEDOR") y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A., con domicilio en Avenida Eduardo Madero 942, Piso 1º, Ciudad de Buenos Aires, representada en este acto por el Sr. _____, en su carácter de apoderado, (en adelante "CAMMESA"), convienen en celebrar el presente Acuerdo de Provisión ajustado a las cláusulas y condiciones que a continuación se detallan:

1. OBJETO

El presente Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica obedece a lo establecido en la Resolución Secretaría de Energía Nº ___ del _____ y sus Anexos, (la "Resolución"), que instruye a CAMMESA a adquirir

energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL argentino.

2. DEFINICIONES Y ABREVIACIONES

Todas las palabras escritas en mayúscula, o que se inicien en mayúscula, tendrán idéntico significado que aquel que se atribuye a las mismas en la Resolución salvo que en el presente se les atribuya un significado diferente.

Se definen como:

Acuerdo de Provisión: Es el presente acuerdo, que regirá las compras de Energía Eléctrica Interrumpible que CAMMESA, a su exclusivo juicio, resuelva efectuar bajo el mismo.

CAMMESA: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA, organismo que se encarga del despacho de cargas y el cálculo de precios en el SADI.

Energía Eléctrica en el Nodo Frontera: Es la energía eléctrica importada por CAMMESA, por cuenta y orden del Estado Nacional, entregada por el VENDEDOR, objeto del presente Acuerdo, proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, la que es entregada en el Nodo Frontera definido entre ambos países.

Energía Eléctrica Interrumpible: Es el suministro de la energía eléctrica objeto de este Acuerdo, el que podrá ser interrumpido cuando afecte la seguridad electroenergética del Sistema Interligado Nacional Brasileiro, por las razones técnicas que el ONS determine e informe a CAMMESA.

Los Procedimientos: Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos) establecidos por Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N 61 del 29 de abril de 1992, sus complementarias y modificatorias.

MAE: Mercado Atacadista de Energía Elétrica de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL o la institución que en su defecto lo suceda.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista de la REPUBLICA ARGENTINA

Nodo Frontera: Es el Nodo de Interconexión Internacional en el cual se producirá el intercambio de la Energía Eléctrica Interrumpible. Dicho nodo podrá ser indistintamente los denominados Garabí I y/ o Garabí II definidos conforme Los Procedimientos.

ONS: Operador Nacional do Sistema Eléctrico Brasileño.

Parte: CAMMESA o el VENDEDOR, indistintamente.

Partes: CAMMESA y el VENDEDOR en forma conjunta.

PMO: "Programa Mensal de Operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro", elaborado por el ONS, y sus revisiones.

Precio de la Energía Hidráulica: Es el precio de la energía eléctrica en el MAE para el Subsistema Sur, publicado por el MAE, expresado en Reales por megavatios hora (R$/MWh), el que deberá convertirse a dólares estadounidenses por megavatios hora (U$S/MWh) de acuerdo a lo establecido en el apartado 8. FACTURACION Y PAGO de este Acuerdo de Provisión.

Precio de la Energía Térmica: Es el Costo Térmico de la unidad térmica asignada por el ONS al intercambio, el cual será informado por ese Organismo a CAMMESA a través de los intercambios normales y habituales entre los Organismos Coordinadores del Despacho de ambos países, expresado en REALES POR MEGAVATIOS HORA (R$/MWh), el que deberá convertirse a DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS HORA (U$S/MWh) de acuerdo a lo establecido en el apartado 8. FACTURACION Y PAGO de este Acuerdo de Provisión. Tal Costo Térmico será determinado en función de los costos variables de las centrales determinado por el ONS en el PMO correspondiente.

Precio Adjudicado: Es el precio propuesto por el VENDEDOR en su propuesta como OFERENTE y que ha sido adjudicado al VENDEDOR para entregar un MEGAVATIO HORA (MWh) de energía eléctrica en el Nodo Frontera, expresado en DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO HORA (U$S/MWh).

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

3. CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO

Bajo este Acuerdo de Provisión, el VENDEDOR se obliga a vender a CAMMESA la Energía Eléctrica Interrumpible que esta última solicite, hasta el límite de: (i) la adjudicación resultante a favor del

VENDEDOR según se describe en el apartado 5.2 del presente Acuerdo de Provisión; o, (ii) el despacho que realice el ONS, lo que resulte menor.

El VENDEDOR declara que cuenta con todos los contratos, permisos, habilitaciones y autorizaciones pertinentes, otorgados por el/los organismo/s brasileros que corresponda/n para el suministro de Energía Eléctrica Interrumpible a la REPUBLICA ARGENTINA, incluyendo el libre acceso a la capacidad de transporte del sistema brasileño hasta el Nodo Frontera, de conformidad con la legislación brasilera.

El VENDEDOR se obliga a entregar, en el Nodo Frontera, la Energía Eléctrica Interrumpible que CAMMESA resuelva adquirir, bajo la forma de corriente alterna a una frecuencia de CINCUENTA HERZ (50 Hz), siendo la calidad de la frecuencia y tensión de suministro las regidas por las normas operativas adoptadas en el SADI y los reglamentos asociados al transporte de energía eléctrica, todos los cuales el VENDEDOR declara conocer y aceptar.

El VENDEDOR suministrará la Energía Eléctrica Interrumpible comprometida con su producción propia o mediante la compra directa, a su cargo, del compromiso asumido.

CAMMESA se obliga a abonar la Energía Eléctrica Interrumpible a ser comprada, que sea efectivamente entregada en el Nodo Frontera, de acuerdo a lo establecido en el presente Acuerdo de Provisión.

3.1 Ejecución del Acuerdo de Provisión

El ONS informará a CAMMESA, en forma semanal, el volumen de Energía Eléctrica Interrumpible que estará disponible para la semana subsiguiente que se asignará al mercado argentino. Estos volúmenes deberán ser ratificados en base a la programación del despacho diaria y horaria, el día anterior al día de operación, los que podrán ser ajustados en la operación en tiempo real.

Los plazos para la oferta por parte del ONS y confirmación de los volúmenes de Energía Eléctrica Interrumpible, que a solo juicio de CAMMESA deban ser adquiridos, así como los criterios de interrupción del suministro, constan en los procedimientos operativos acordados entre ONS y CAMMESA (los "Procedimientos Operativos Acordados").

CAMMESA realizará el despacho de la Energía Eléctrica Interrumpible que ésta resuelva adquirir bajo el presente Acuerdo de Provisión considerando el Precio Adjudicado correspondiente a cada módulo, según lo mencionado en el apartado 5.1 del presente Acuerdo de Provisión, y la posibilidad técnica de la realización de la operación.

Se entiende que la Energía Eléctrica Interrumpible será despachada por el ONS prioritariamente en régimen de base y, por lo tanto, sólo se prevé la modulación de la potencia tomada por el SADI en el Nodo Frontera cuando ello sea establecido así por el ONS.

4. PLAZO

La provisión de la Energía Eléctrica Interrumpible en el Nodo Frontera se realizará durante el período comprendido entre el 1º de abril de 2005 a las CERO HORAS (00:00 hs) y el 30 de setiembre de 2005 a las VEINTICUATRO HORAS (24:00 hs.)

5. PRECIO

5.1. Precio Adjudicado de la Energía Eléctrica Interrumpible

Esta cláusula se ajustará a las ofertas que resulten adjudicadas

5.2 Valor máximo de Energía Eléctrica Interrumpible horaria a requerir por CAMMESA

El valor máximo de Energía Eléctrica Interrumpible a requerir por CAMMESA bajo este Acuerdo de Provisión a registrarse en una hora en el Nodo Frontera será de _____ MW/h.

5.3 Impuestos

El VENDEDOR se hará cargo de todos los impuestos, tasas y contribuciones, que correspondan en el país de origen, presentes y futuros, que la ley imponga que graven la presente operatoria y no estén comprendidos en el apartado 8.1 Costos de Transporte y Encargos.

6.1 MEDICION Y CONTROL DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE

El instrumental de medición y demás elementos necesarios para registrar el flujo de energía eléctrica que sea adquirida como resultado de este Acuerdo de Provisión, será el actualmente instalado en las Interconexiones Internacionales existentes entre ambos países en el Nodo Frontera, que satisface las exigencias establecidas en Los Procedimientos.

7. COORDINACION, OPERACION Y DESPACHO

La coordinación de la operación será realizada por CAMMESA y el ONS, ambos organismos encargados del despacho en sus respectivos países según se disponga en los Procedimientos Operativos Acordados.

La asignación de la Energía Eléctrica Interrumpible será realizada en forma horaria por CAMMESA, según se disponga en los Procedimientos Operativos Acordados, en base a los volúmenes de energía eléctrica medidos y registrados en el Nodo Frontera de acuerdo al instrumental mencionado en el apartado 6.

En el caso que en alguna hora, no se llegue a suministrar la totalidad de la energía eléctrica requerida por CAMMESA bajo el presente Acuerdo de Provisión, como consecuencia del despacho que realice el ONS según lo establecido en el apartado 3.1 precedente, la Energía Eléctrica Interrumpible realmente recibida por el SADI y asignada al VENDEDOR será la que se deberá facturar. En consecuencia, la Energía Eléctrica Interrumpible no suministrada no será facturada.

CAMMESA informará diariamente al ONS y al VENDEDOR los resultados físicos y económicos, con la apertura horaria necesaria, para la realización de la documentación comercial pertinente por parte del VENDEDOR.

Dentro de los DIEZ (10) días corridos de finalizado cada mes calendario del período de suministro de la Energía Eléctrica Interrumpible establecido en el presente Acuerdo de Provisión, CAMMESA consolidará e informará al VENDEDOR y al Banco Fiduciario los resultados físicos y económicos totales mensuales.

Los resultados económicos, diarios y totales mensuales, serán expresados en REALES (R$) en la parte que corresponda y convertidos a DOLARES ESTADOUNIDENSES utilizando como tipo de cambio el denominado "PTAX" conforme la comunicación 6.815/99 del Banco Central do Brasil, tipo comprador, correspondiente al día hábil anterior a la fecha de emisión de la información antes referida, informado por el "Banco Central do Brasil".

8. FACTURACION Y PAGO

En base a los datos consensuados entre CAMMESA y ONS referidos en el punto 7. COORDINACION, OPERACION Y DESPACHO, el VENDEDOR realizará mensualmente la facturación correspondiente a la Energía Eléctrica Interrumpible efectivamente entregada, debiendo presentar la factura respectiva a CAMMESA antes del décimo día hábil del mes calendario siguiente al facturado.

El vencimiento de las facturas operará a los TREINTA Y CINCO (35) días corridos contados a partir del primer día del mes calendario siguiente al facturado. De resultar ese día feriado bancario en la REPUBLICA ARGENTINA o en la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, el vencimiento de dichos documentos operará el día hábil bancario en ambos países, inmediato posterior.

Tal fecha de vencimiento se prorrogará en el mismo número días en que se demore la presentación de las facturas correspondientes por parte del VENDEDOR, siempre que ello impida a CAMMESA disponer del plazo de DIEZ (10) días corridos para observar las facturas conforme se establece más abajo.

Las facturas y toda documentación pertinente deberá ser presentada en Avda. Eduardo Madero 942, 1er. Piso, Código Postal C1106ACW, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, REPUBLICA ARGENTINA, con copia al Fiduciario (tal como el mismo se define en el apartado 16.2 del presente).

La facturación de la Energía Eléctrica Interrumpible efectivamente entregada se realizará valorizando la Energía Eléctrica Interrumpible entregada al Precio Adjudicado de acuerdo a lo establecido en el apartado 5.1 precedente, considerando la totalidad de los módulos despachados.

Para el cálculo de la remuneración de la energía hidráulica o térmica, se utilizarán el Precio de la Energía Hidráulica o el Precio de la Energía Térmica informados por el MAE o el ONS, según corresponda, el que será convertido a dólares estadounidenses utilizando como tipo de cambio el denominado "PTAX" conforme la comunicación 6.815/99 del Banco Central do Brasil, tipo comprador, correspondiente al día hábil anterior a la fecha de facturación.

Asimismo, en la factura a ser presentada deberán incluirse los Costos de Transporte y Encargos a reconocer conforme el apartado 8.1 siguiente.

Todos los pagos derivados de la presente operación serán realizados con fondos previamente depositados por CAMMESA en el Fideicomiso (tal como el mismo se define en el apartado 16.2 del presente) constituido por CAMMESA a tal efecto.

La liquidación será realizada en DOLARES ESTADOUNIDENSES y todos los pagos a ser efectuados bajo este Acuerdo de Provisión se efectuarán incondicionalmente en dicha moneda.

En consecuencia, CAMMESA renuncia a su derecho a invocar cualquier motivo que pudiera impedirle cumplir con su obligación de efectuar puntualmente los pagos estipulados en este Acuerdo de Provisión en la moneda acordada, así como a invocar la teoría de la imprevisión o de excesiva onerosidad sobreviviente.

De considerarlo procedente, CAMMESA podrá efectuar observaciones a la facturación presentada por el VENDEDOR que se aparte de los resultados informados al VENDEDOR conforme el punto 7. COORDINACION, OPERACION Y DESPACHO anterior y lo establecido en el presente Acuerdo de Provisión, dentro de los DIEZ (10) días corridos de su recepción, comprometiéndose las Partes a efectuar sus mejores esfuerzos para solucionar dicha divergencia antes de la emisión de la siguiente factura.

De verificarse que, como consecuencia de las observaciones efectuadas, persiste la discrepancia, el Fiduciario abonará como mínimo aquella parte de la factura que coincida con los valores informados conforme el punto 7. COORDINACION, OPERACION Y DESPACHO más las que no hubieran sido observadas por CAMMESA si así lo fuera, y mantendrá el saldo en su poder hasta tanto las Partes lleguen a un acuerdo.

8.1 Costos de Transporte y Encargos

CAMMESA abonará al Vendedor todos los Costos de Transporte en los que éste haya incurrido para entregar la energía en el Nodo Frontera, siempre que éstos se encuentren en el marco del acuerdo alcanzado entre ambos gobiernos a tal efecto.

Se entiende como Costos de Transporte los que involucran los conceptos de:

a) Peaje en la Red Básica;

b) Peaje de la Red Dedicada.

El Vendedor deberá presentar, junto con la factura, todos los documentos comerciales que avalen los mencionados Costos de Transporte, los que deberán estar certificados por el MAE, siendo ésta la condición esencial para que CAMMESA abone los mismos.

Asimismo, CAMMESA abonará al Vendedor el costo del impuesto CPMF y los Encargos que graven el suministro de energía eléctrica para fines de exportación, incluyendo toda modificación de sus montos, porcentajes o alícuotas totales o parciales, debiendo contar para su reconocimiento con el correspondiente aval del MAE.

9. CESION DEL ACUERDO DE PROVISION

Cualquiera de las Partes podrá ceder total o parcialmente los derechos y obligaciones emergentes del presente Acuerdo de Provisión, previa conformidad de la otra Parte y con el acuerdo y habilitación requeridas a dicho efecto de las autoridades competentes de cada uno de los países, a fin de que ejerzan sus facultades. La conformidad no podrá ser irrazonablemente denegada.

10. SUSPENSION O RESCISION POR CULPA DE LAS PARTES

En caso de incumplimiento de cualquiera de las Partes de las obligaciones asumidas en este Acuerdo de Provisión, la Parte cumplidora podrá exigir a la Parte incumplidora el cumplimiento de sus obligaciones en el plazo de SETENTA Y DOS (72) horas, bajo apercibimiento de (i) suspender total o parcialmente el cumplimiento de sus obligaciones bajo el presente Acuerdo de Provisión o (ii) rescindir el presente Acuerdo de Provisión. No cumplidas las obligaciones por la Parte incumplidora, la otra Parte podrá, en caso de haber optado por esta opción, rescindir anticipadamente el presente Acuerdo de Provisión notificando su decisión a la Parte incumplidora, al ONS, al Ministerio de Minas y Energía de Brasil, a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), la Secretaría de Energía de la REPUBLICA ARGENTINA y toda otra dependencia u Organismo que la Parte afectada considere pertinente a fin de que se adopten las medidas correspondientes, sin perjuicio de su derecho de accionar judicialmente.

La Parte cumplidora podrá ejecutar la garantía de pleno derecho y sin necesidad de aviso previo a la Parte incumplidora la que quedará en beneficio de la Parte cumplidora en concepto de indemnización por daños y perjuicios, pudiendo además la Parte cumplidora demandar el pago de los mayores daños y perjuicios que pudiera probar haber sufrido por el incumplimiento de la otra Parte.

Adicionalmente, la Parte cumplidora podrá rescindir cualquier otro acuerdo que la misma pudiera haber celebrado con la Parte incumplidora con excepción del Fideicomiso; y/o ejercer cualquier otro derecho o interponer cualquier otra acción legalmente permitida.

11. OTRAS CAUSALES DE RESCISION

Las siguientes constituirán también causales que darán derecho a CAMMESA a rescindir de inmediato este Acuerdo de Provisión:

La presentación en concurso de acreedores, el pedido de la propia quiebra o la declaración de la quiebra del VENDEDOR;

Si se iniciase la liquidación o disolución o si una parte substancial de los activos del VENDEDOR, fueran transferidos o quedaran sujetos a una orden de inhibición, embargo o medida cautelar;

Si se produce la disolución o el cese de la existencia o de la actividad comercial del VENDEDOR; y

Si el VENDEDOR realiza una cesión general de sus bienes en beneficio de sus acreedores o de otros terceros, o incumple en general con el pago de sus deudas a medida que se produce su vencimiento.

En estos casos CAMMESA podrá ejecutar la garantía de pleno derecho y sin necesidad de aviso previo al VENDEDOR, la que quedará en beneficio de CAMMESA en concepto de indemnización por daños y perjuicios, pudiendo ésta además demandar el pago de los mayores daños y perjuicios que pudiera probar haber sufrido por la rescisión de este Acuerdo de Provisión.

12. LEY APLICABLE Y JURISDICCION

El presente Acuerdo de Provisión será interpretado de conformidad con la ley argentina y regulado por ella.

El siguiente será el orden de prelación que regirá la interpretación de este Acuerdo de Provisión en caso de existir discrepancias:

a) Las disposiciones de este Acuerdo de Provisión.

b) La Resolución.

c) Los Procedimientos.

d) Los Procedimientos Operativos Acordados.

e) La adjudicación al VENDEDOR.

f) La oferta presentada por el VENDEDOR como OFERENTE.

Las Partes se someten a la jurisdicción de los tribunales competentes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, renunciando a cualquier otro fuero o jurisdicción que pudiera resultarles aplicable.

13. DOMICILIOS

A todos los efectos derivados del presente contrato, las Partes constituyen domicilio legal en los lugares que a continuación se indican:

CAMMESA: Avda. Eduardo Madero 942, Primer Piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, REPUBLICA Argentina.

VENDEDOR: _____.

Los domicilios legales subsistirán en tanto quien resuelva modificarlo no notifique a la otra Parte su sustitución. Dicha sustitución deberá ser por otro domicilio constituido dentro del territorio de la REPUBLICA ARGENTINA.

14. NOTIFICACIONES

Todas las notificaciones entre las Partes deberán ser efectuadas por medio fehaciente a los domicilios especificados en el apartado 13.

15.TITULOS DE LOS APARTADOS

Los términos utilizados en los títulos de los apartados servirán solamente como referencia y carecerán de toda validez a los efectos de la interpretación del presente Acuerdo de Provisión.

16. GARANTIA DE CUMPLIMIENTO DEL ACUERDO DE PROVISION

16.1 Garantía por parte del VENDEDOR

El VENDEDOR ha instrumentado garantía de cumplimiento de su compromiso de entrega de Energía Eléctrica Interrumpible en el Nodo Frontera mediante XXXX, por un valor de u$sXXX.

16.2 Garantía por parte del Comprador

CAMMESA celebrará con el Banco _____. (el "Fiduciario"), un contrato de fideicomiso de garantía (el "Fideicomiso") a los efectos de garantizar el pago de las operaciones de compra de Energía Eléctrica Interrumpible que se realicen en el marco del presente Acuerdo de Provisión.

Semanalmente y de conformidad con los términos del Fideicomiso, CAMMESA depositará anticipadamente en este Fideicomiso los fondos necesarios, en función de la Energía Eléctrica Interrumpible prevista despachar para cada semana por el ONS y CAMMESA, valorizada en dólares estadounidenses, en la parte respectiva, a los precios del MAE o del PMO de acuerdo a lo establecido en 8. FACTURACION Y PAGO,

con más el Precio Adjudicado y la cuotaparte que corresponda de los costos indicados en el apartado 8.1 Costos de Transporte y Encargos, con el objeto de garantizar el pago mensual del suministro al VENDEDOR, quien será Beneficiario del Fideicomiso por una suma igual a los importes que le corresponda percibir según las facturas por venta de Energía Eléctrica Interrumpible netos de cualquier costo, gasto, impuesto y/o retención presentadas por el mismo conforme a los datos consensuados entre CAMMESA y ONS, con más los fondos adicionales que se prevén en el Fideicomiso.

Diariamente, CAMMESA constatará que los fondos así depositados alcanzan a cubrir el valor económico de la energía intercambiada durante la semana correspondiente conforme la información emitida según lo establecido en el punto 7. COORDINACION, OPERACION Y DESPACHO.

Si de tal constatación, el resultado acumulado durante la semana arrojara un déficit superior al DIEZ POR CIENTO (10%) del monto semanal depositado con anticipación, CAMMESA procederá a ingresar al Fideicomiso las sumas necesarias para recuperar dicho déficit.

Los dólares estadounidenses anticipados por CAMMESA serán mantenidos en poder del Fiduciario a fin de proceder al pago, por cuenta y orden de CAMMESA, de las facturas presentadas por el VENDEDOR dentro del plazo establecido por el apartado 8. FACTURACION Y PAGO del presente, según habrá de proveerse en el Fideicomiso.

Los incumplimientos de CAMMESA al Fideicomiso constituirán un incumplimiento del presente Acuerdo de Provisión.

Todos los gastos inherentes al giro de los fondos por pagos al VENDEDOR y demás gastos y/o impuestos que pudieran gravar en la REPUBLICA ARGENTINA el Fideicomiso o este Acuerdo de Provisión serán soportados por CAMMESA, con los fondos depositados en el Fideicomiso.

16.3 Ejecución de las Garantías

16.3.1 Por parte del Comprador

En caso de verificarse el incumplimiento de parte del VENDEDOR en:

a) La energía despachada por el ONS y acordada con CAMMESA para su inclusión en el despacho económico argentino, no fuere entregada en el Nodo Frontera por causas que CAMMESA considere imputables al VENDEDOR, en base a la información entregada por ONS, CAMMESA podrá ejecutar la garantía puesta a disposición de CAMMESA por un monto equivalente al volumen de la energía no entregada valorizado al Precio de la Energía Eléctrica Interrumpible mencionado en el apartado 5.1. anterior.

En este caso, el VENDEDOR deberá reponer el monto ejecutado de la garantía en un plazo no mayor a CINCO (5) días corridos.

De haberse ejecutado el total de la garantía puesta a disposición, quedará a criterio de CAMMESA la continuidad del presente Acuerdo de Provisión.

b) Que el mismo haya perdido las habilitaciones a que se hace referencia en el presente Acuerdo de Provisión, procediéndose a ejecutar el total de la garantía puesta a disposición de CAMMESA, pudiendo ésta rescindir de pleno derecho el presente Acuerdo de Provisión.

16.3.2 Por parte del VENDEDOR

El Fiduciario hará efectivas las facturas puestas al cobro, siendo éste el encargado de verificar si CAMMESA ha depositado anticipadamente en el Fideicomiso las sumas necesarias para hacer frente a los compromisos asumidos por esta Compañía, informando al VENDEDOR el importe de dichos fondos que obren en poder del Fideicomiso.

17. MODIFICACIONES Y TOLERANCIA

Ninguna modificación o renuncia a cualquiera de las disposiciones del presente Acuerdo de Provisión será válida a menos que sea instrumentada por escrito y esté firmada por ambas Partes.

El hecho que una Parte no exigiera en un momento dado a la otra Parte el cumplimiento de cualquiera de las disposiciones del presente no afectará en ningún caso su pleno derecho a exigir dicho cumplimiento en el futuro. La dispensa de una Parte de cualquier violación de las disposiciones del presente por la otra Parte no constituirá una dispensa de cualquier violación posterior de la misma o de cualquier otra disposición ni constituirá una renuncia a la disposición misma. La falta de ejercicio por una Parte de cualquier derecho otorgado en virtud del presente no constituirá una renuncia a dicho derecho.

En prueba de conformidad, las Partes suscriben DOS (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a los _____

Por CAMMESA

Firma: _____ Firma: _____

Nombres: Nombres:

Cargo: Cargo:

Por EL VENDEDOR

Firma: _____ Firma: _____

Nombres: Nombres:

Cargo: Cargo:

ANEXO III

FIDEICOMISO EN GARANTIA DEL PAGO DE LAS OPERACIONES DE COMPRA DE ENERGIA ELECTRICA INTERRUMPIBLE.

En la Ciudad de Buenos Aires, a los ___ días del mes de _____ de 2005, entre: (a) Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. actuando por cuenta y orden del Estado Nacional Argentino (en adelante, indistintamente, "CAMMESA" o el "FIDUCIANTE"), una sociedad constituida de acuerdo a las leyes de la República Argentina, con domicilio en la Avda. Madero 942, 1º piso de la Ciudad de Buenos Aires, REPUBLICA ARGENTINA, representada en este acto por _____, en su carácter de apoderado, por una parte;

(b) Banco _____(en adelante, indistintamente, "___" o el "FIDUCIARIO"), una sociedad constituida de acuerdo a las leyes de la REPUBLICA ARGENTINA, con domicilio _____, REPUBLICA ARGENTINA, representada en este acto por el Sr _____ en su calidad de apoderado, por otra parte y

(c) _____ (en adelante, el "BENEFICIARIO"), una sociedad constituida de acuerdo a las leyes de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, con domicilio en _____, REPUBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, representado en este acto por _____ y _____, en su calidad de apoderados, quien conviene celebrar el presente CONTRATO, sujeto a las siguientes cláusulas:

Antecedentes:

QUE mediante Resolución Nº ___ del __de ___ de 2005 y sus Anexos I, II, III y IV del __ de ___ de 2005 (en adelante, la "RESOLUCION"), la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (la "SECRETARIA DE ENERGIA"), instruyó a CAMMESA a adquirir energía eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil por cuenta y orden del Estado Nacional argentino.

QUE en el marco de la RESOLUCION, CAMMESA realizó una licitación pública para la contratación del suministro eléctrico requerido en la cual resultó adjudicada la oferta presentada por ____ en los términos de la Nota Nº ___ del __ de ___ de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

QUE como consecuencia de la adjudicación aludida, con fecha ___ de _____ de 2005, se celebró entre CAMMESA y ____ un Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica Interrumpible que se incorpora al presente como Subanexo 3.1 (en adelante el "ACUERDO DE PROVISION").

QUE de conformidad con la RESOLUCION, la Nota Nº ___ de la SECRETARIA DE ENERGIA y del ACUERDO DE PROVISION, CAMMESA constituirá en un banco de primera línea un fideicomiso a los efectos de garantizar sus obligaciones bajo el ACUERDO DE PROVISION.

POR LO TANTO, las PARTES acuerdan lo siguiente:

Definiciones: A los efectos de una mejor interpretación y ejecución del presente CONTRATO las partes establecen a continuación el significado que debe darse a las siguientes expresiones:

1. ACTIVOS FIDEICOMITIDOS: son los FONDOS a ser transferidos por el FIDUCIANTE al FIDUCIARIO, destinados a garantizar al BENEFICIARIO el pago de las FACTURAS.

2. ACUERDO DE PROVISION: tiene el significado que se le atribuye en los Antecedentes.

3. BCRA: significa el Banco Central de la REPUBLICA ARGENTINA.

4. BENEFICIARIO: tiene el significado que se le asigna en el encabezamiento del presente.

5. CONTRATO DE FIDEICOMISO o CONTRATO: es el presente contrato y sus Anexos.

6. CUENTA CORRIENTE: es la cuenta corriente bancaria Nro. _____ que tiene abierta CAMMESA en ____.

7. CUENTAS FIDUCIARIAS: significan, conjuntamente, la CUENTA FIDUCIARIA EN PESOS y la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR.

8. CUENTA FIDUCIARIA EN PESOS: es la cuenta fiduciaria en pesos a nombre del FIDEICOMISO y a la orden del FIDUCIARIO a ser abierta en el Banco _____ y donde se efectuarán las acreditaciones de los FONDOS en pesos.

9. CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR: es la cuenta fiduciaria en DOLARES ESTADOUNIDENSES, a nombre del FIDEICOMISO y a la orden del FIDUCIARIO abierta en el Banco _____, donde se efectuarán las acreditaciones de los DOLARES ESTADOUNIDENSES adquiridos por el FIDUCIANTE o por el FIDUCIARIO según sea autorizado por el BCRA y conforme con las disposiciones de la Cláusula 7 del presente.

10. DIFERENCIA: tiene el significado que se le asigna en la Cláusula 6.3 del presente.

11. ESTIMACION: tiene el significado que se le asigna en la Cláusula 6.2 del presente.

12. FACTURAS: significan las facturas a ser emitidas por el BENEFICIARIO al FIDUCIANTE por el suministro de Energía Eléctrica Interrumpible realizado bajo el ACUERDO DE PROVISION.

13. FECHA DE PAGO: significa (a) para la FACTURA correspondiente al mes de _____, el día _____; (b) para la FACTURA correspondiente al mes _____, el día _____; y (c) para la FACTURA correspondiente al mes de _____, el día _____. De resultar ese día inhábil bancario en la REPUBLICA ARGENTINA, LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL o en los ESTADOS UNIDOS DE AMERICA, las FECHAS DE PAGO serán los días hábiles bancarios inmediatos posteriores en los tres países.

14. FIDEICOMISARIO: significa CAMMESA.

15. FIDEICOMISO: es el "Fideicomiso de Garantía CAMMESA – _____" que se constituye con la celebración del presente CONTRATO.

16. FIDUCIANTE: tiene el significado que se le asigna en el encabezamiento del presente.

17. FIDUCIARIO: tiene el significado que se le asigna en el encabezamiento del presente.

18. FIDUCIARIO SUSTITUTO: tiene el significado que se le asigna en la Cláusula 19 de este CONTRATO.

19. FONDOS: son las sumas dinerarias en pesos y/o en DOLARES ESTADOUNIDENSES transferidas por CAMMESA al FIDUCIARIO en virtud de este CONTRATO.

20. GASTOS e IMPUESTOS: tienen el alcance y significado establecido en la Cláusula 12.

21. IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE: es la suma mínima mensual correspondiente al suministro de Energía Eléctrica Interrumpible provista por el BENEFICIARIO conforme al ACUERDO DE PROVISION y expresamente reconocida y aceptada por el FIDUCIANTE, establecida de acuerdo a lo dispuesto en la Cláusula 9.2 del presente. El IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE será indefectiblemente pagado al BENEFICIARIO por el FIDUCIARIO, independientemente de las observaciones del FIDUCIANTE que pudieran existir, las que en ninguna forma obstarán a la realización del pago aludido.

22. INFORME DE GESTION: tiene el significado que se le asigna en la Cláusula 13 del presente.

23. MONTO: Es un importe máximo total y acumulativo de PESOS TRESCIENTOS MILLONES ($ 300.000.000); o, el equivalente en pesos del importe máximo, total y acumulativo de CIEN MILLONES DE DOLARES ESTADOUNIDENSES (U$S 100.000.000), el que sea mayor.

24. PARTES: significa, en conjunto, el FIDUCIARIO, el FIDUCIANTE y el BENEFICIARIO.

25. PERSONA INDEMNIZABLE: tiene el significado que se le asigna en la Cláusula 11.2 del presente.

26. PLIEGO: significa el Pliego de Bases y Condiciones agregado como Anexo I de la RESOLUCION.

27. RESOLUCION: tiene el significado que se le asigna en los Antecedentes.

28. SEMANA: significa un período de siete días corridos según lo acordado entre el ONS y CAMMESA.

29. SECRETARIA DE ENERGIA: tiene el significado que se le asigna en los Antecedentes.

30. SUPUESTO DE INCUMPLIMIENTO: significa un incumplimiento de CAMMESA bajo el ACUERDO DE PROVISION y/o el presente CONTRATO DE FIDEICOMISO.

31. VALOR ECONOMICO: significa, en cualquier día, el valor de la Energía Eléctrica Interrumpible realmente entregada durante la SEMANA en curso por _____ a CAMMESA en el NODO FRONTERA, valorizada conforme al precio en Reales acordado entre CAMMESA y el ONS (convertido a DOLARES ESTADOUNIDENSES utilizando como tipo de cambio el denominado "PTAX" conforme la comunicación 6.815/99 del "Banco Central do Brasil", tipo comprador, informado por dicho Banco, correspondiente al día hábil anterior a la fecha de que se trate); más, el Precio Adjudicado y la cuotaparte de los costos mencionados en el apartado 8.1 COSTOS DE TRANSPORTE Y ENCARGOS del ACUERDO DE PROVISION.

Todos los términos en mayúsculas o que se inicien con mayúsculas y que no tengan una definición expresa en este CONTRATO tendrán el significado y alcance establecido en el ACUERDO DE PROVISION.

1. OBJETO.

1.1. Con el objeto de garantizar hasta el MONTO, el pago de las operaciones de compra de Energía Eléctrica Interrumpible que el FIDUCIANTE realice al BENEFICIARIO en el marco del ACUERDO DE PROVISION y las obligaciones de CAMMESA bajo el mismo, las PARTES constituyen el FIDEICOMISO.

A esos fines, CAMMESA cede y transfiere en propiedad fiduciaria al FIDUCIARIO, bajo los términos de la Ley de Fideicomiso Nº 24.441, todos los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS con efecto a partir de la entrada en vigencia del presente CONTRATO.

1.2. Se deja establecido que el FIDUCIARIO adquiere la propiedad fiduciaria de los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS en los términos y condiciones y a los fines del presente CONTRATO y por lo tanto, y en virtud de lo dispuesto en los artículos 14 y 15 de la Ley de Fideicomiso Nº 24.441, no forman parte de su patrimonio ni del patrimonio del FIDUCIANTE y estarán exentos de la acción singular y colectiva de los acreedores del FIDUCIARIO y del FIDUCIANTE.

2. FINALIDAD DEL FIDEICOMISO.

La finalidad del presente FIDEICOMISO es la de garantizar el cumplimiento por parte del FIDUCIANTE de todas sus obligaciones con el BENEFICIARIO bajo el ACUERDO DE PROVISION, por lo que su naturaleza es exclusivamente instrumental y de garantía.

3. MANIFESTACIONES Y GARANTIAS DE CAMMESA.

CAMMESA, por medio del presente CONTRATO, manifiesta y garantiza que:

3.1. Se encuentra legalmente facultado para actuar como FIDUCIANTE de conformidad con la legislación argentina y para celebrar el presente CONTRATO.

3.2. El CONTRATO se celebra y ejecuta por representantes de CAMMESA debidamente autorizados y apoderados al efecto.

3.3. Los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS se encuentran libres de prendas, embargos u otros gravámenes o afectación que no sea la prevista en el CONTRATO, y gozan de libre disponibilidad bajo las reglamentaciones vigentes en la materia para ser utilizados para garantizar y pagar las compras de Energía Eléctrica Interrumpible que realice bajo el ACUERDO DE PROVISION.

3.4. El presente CONTRATO no viola ninguna disposición legal, regulatoria, judicial o contractual que sea de aplicación a CAMMESA, ya sea bajo contratos que instrumenten créditos u otras extensiones de crédito a CAMMESA o de cualquier otro tipo.

4. MANIFESTACIONES Y GARANTIAS DE ___.

_____ por medio del CONTRATO, manifiesta y garantiza que:

4.1 Se encuentra legalmente facultado para actuar como FIDUCIARIO de conformidad con la legislación argentina y cumplir sus obligaciones bajo el presente CONTRATO.

4.2. Acepta desempeñar el rol de FIDUCIARIO de acuerdo a los términos y alcances del CONTRATO.

4.3 El CONTRATO se celebra y ejecuta por representantes de ____ debidamente autorizados y apoderados al efecto.

4.4. No se encuentra impedido, ni de algún modo limitado, para abrir, operar la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR. Con relación a la transferencia de fondos, la misma se encuentra sujeta a la normativa del BCRA.

5. MANIFESTACIONES Y GARANTIAS DEL BENEFICIARIO.

El BENEFICIARIO manifiesta y garantiza que:

5.1. Acepta su rol de BENEFICIARIO según el presente CONTRATO.

5.2. El CONTRATO se celebra y ejecuta por representantes de ____ debidamente autorizados y apoderados al efecto.

6. COMPOSICION DE LOS ACTIVOS FIDEICOMITIDOS. TRANSFERENCIA AL FIDUCIARIO.

6.1. Todas las disposiciones que involucren operaciones de cambio o de moneda extranjera quedan sujetas a la normativa cambiaria emitida por el BCRA y, de ser necesario "ad-referendum" de la obtención de las autorizaciones correspondientes por parte del BCRA.

6.2. (a) El FIDUCIANTE comunicará antes de las CATORCE HORAS (14:00 hs.) del día viernes de cada SEMANA (o, en caso que ese día sea inhábil, el día hábil inmediato anterior en la REPUBLICA ARGENTINA) al FIDUCIARIO y al BENEFICIARIO, de acuerdo al modelo que se agrega como Subanexo 3.2, un detalle de la Energía Eléctrica Interrumpible que el FIDUCIANTE estima adquirir del BENEFICIARIO en la SEMANA siguiente (en adelante la "ESTIMACION"). La ESTIMACION especificará los MEGAVATIOS HORA (MWh) que el FIDUCIANTE ha estimado que habrá de necesitar adquirir en la SEMANA siguiente y el precio en DOLARES ESTADOUNIDENSES que se estima tendrán dichos MEGAVATIOS HORA (MWh) según los precios que hayan sido acordados entre CAMMESA y el ONS, convertidos a DOLARES ESTADOUNIDENSES conforme a lo dispuesto en el ACUERDO DE PROVISION más el Precio Adjudicado, más la cuotaparte que corresponda de los Costos de Transporte y Encargos mencionados en el apartado 8.1 COSTOS DE TRANSPORTE Y ENCARGOS del ACUERDO DE PROVISION, según corresponda. La cantidad de DOLARES ESTADOUNIDENSES que se especifiquen en la ESTIMACION serán los DOLARES ESTADOUNIDENSES que el FIDUCIANTE deberá ingresar, ese mismo día viernes, en la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR. Para ello el FIDUCIARIO cerrará cambio de PESOS a DOLARES ESTADOUNIDENSES e informará al FIDUCIANTE la cantidad de PESOS que deberán ser disponibilizados en la CUENTA CORRIENTE, incluyendo cualquier impuesto aplicable. Tal cantidad de DOLARES ESTADOUNIDENSES deberá corresponder a la valorización de la Energía Eléctrica Interrumpible acordada entre CAMMESA y el ONS al precio en REALES acordado entre CAMMESA y el ONS, convertido a DOLARES ESTADOUNIDENSES según el tipo de cambio establecido en el último párrafo de la cláusula 7 del ACUERDO DE PROVISION; más el Precio Adjudicado, más la cuotaparte que corresponda de los Costos de Transporte y Encargos mencionados en el apartado 8.1 COSTOS DE TRANSPORTE Y ENCARGOS del ACUERDO DE PROVISION

Tales depósitos deberán ser efectuados con más una suma suficiente para cubrir cualquier costo, gasto, impuesto y/o retención que resulte aplicable.

(b) Sin perjuicio de la obligación del FIDUCIANTE de depositar DOLARES ESTADOUNIDENSES en la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR dentro del plazo establecido en (a) anterior, el BENEFICIARIO podrá objetar la ESTIMACION, comunicando tal objeción al FIDUCIANTE y al FIDUCIARIO. En ese caso, el FIDUCIANTE deberá ingresar los DOLARES ESTADOUNIDENSES necesarios en la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR para cubrir el monto faltante dentro del primer día hábil bancario siguiente en la REPUBLICA ARGENTINA de notificado, de acuerdo al procedimiento descripto en 6.2 (a) para cierre de cambio y transferencias.

6.3. Diariamente, el FIDUCIANTE constatará que los FONDOS en DOLARES ESTADOUNIDENSES depositados en la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR alcanzan a cubrir el VALOR ECONOMICO de la Energía Eléctrica Interrumpible efectivamente intercambiada durante la semana en curso (conforme la información emitida según lo establecido en el punto 7 del ACUERDO DE PROVISION). A este efecto el FIDUCIANTE comparará la Energía Eléctrica Interrumpible efectivamente intercambiada (conforme la información emitida según lo establecido en el cuarto párrafo de la cláusula 7. del ACUERDO DE PROVISION) a los fines de detectar cualquier diferencia que se pueda producir entre la ESTIMACION de la semana en curso (efectuada la semana anterior) y la realidad de dicha semana en curso, ya sea: (i) debido a la existencia de Energía Eléctrica Interrumpible realmente entregada en más o en menos; y/o (ii) por diferencias en el precio de la misma debido a variaciones en su origen térmico y/o hidráulico; y/o, (iii) por variaciones en el tipo de cambio entre el tipo de cambio empleado a efectos de realizar la ESTIMACION y el tipo de cambio denominado "PTAX" conforme la comunicación 6.815/99 del "Banco Central do Brasil" —tipo comprador— informado por dicho Banco, correspondiente al día hábil anterior al día en cuestión, (en adelante, individualmente, más de una de ellas y/o todas en conjunto, la "DIFERENCIA"). La DIFERENCIA se calculará neta de cualquier compensación que corresponda debido a ajustes en más y/o en menos de las variables antes mencionadas.

Si el resultado acumulado, en cualquier momento de la semana en curso, arrojara una DIFERENCIA a favor del BENEFICIARIO superior al DIEZ POR CIENTO (10%) de los FONDOS en DOLARES ESTADOUNIDENSES existentes, el FIDUCIANTE procederá a incrementar los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS con los necesarios FONDOS en DOLARES ESTADOUNIDENSES para cubrir dicha DIFERENCIA dentro del día hábil bancario siguiente en la REPUBLICA ARGENTINA Y ESTADOS UNIDOS DE AMERICA. Si el resultado acumulado arrojara una DIFERENCIA a favor del FIDUCIANTE, este podrá compensar la misma contra los FONDOS en DOLARES ESTADOUNIDENSES a depositar que surja de la próxima (o cualquier subsiguiente) ESTIMACION.

A partir de la semana que se inicia el día _____ la ESTIMACION incluirá además el monto en DOLARES ESTADOUNIDENSES que el FIDUCIANTE deberá depositar para cubrir cualquier DIFERENCIA a favor del BENEFICIARIO que sea menor al DIEZ POR CIENTO (10%) antes mencionado y que se halle por sobre lo incluido en la ESTIMACION efectuada la semana anterior.

6.4. Los FONDOS serán mantenidos en las CUENTAS FIDUCIARIAS a fin de que el FIDUCIARIO proceda al pago de las FACTURAS, por cuenta y orden de CAMMESA, en cada FECHA DE PAGO.

6.5. Todos los gastos inherentes al giro de los fondos por pagos al BENEFICIARIO y demás gastos y/o impuestos que pudieran gravar al FIDEICOMISO en la REPUBLICA ARGENTINA y/o el exterior serán soportados exclusivamente por el FIDUCIANTE, conforme lo establecido en la Cláusula 12 de este CONTRATO.

6.6. Una vez ingresados los FONDOS al FIDEICOMISO, éstos no podrán ser retirados por el FIDUCIANTE ni por el BENEFICIARIO, salvo en la forma establecida en la Cláusula 9 del presente.

7. ADQUISICION DE DOLARES ESTADOUNIDENSES.

(a) Conforme lo establecido en la Cláusula 6.2 de este CONTRATO, el día viernes de cada semana el FIDUCIANTE (i) transferirá a la CUENTA FIDUCIARIA DEL EXTERIOR DOLARES ESTADOUNIDENSES o (ii) celebrará con Banco _____, en su carácter de entidad financiera, el boleto de venta de divisas por medio del cual fijará el tipo de cambio correspondiente a la compra de DOLARES ESTADOUNIDENSES.

(b) A los fines indicados en el punto (ii) del párrafo anterior, el FIDUCIANTE deberá entregar a Banco _____, en su carácter de entidad financiera, y no a título fiduciario (con copia al FIDUCIARIO), toda la documentación respaldatoria correspondiente a la operatoria de compra de divisas debidamente preparada y suscripta conforme con lo establecido por la normativa cambiaria.

Contra la presentación de la documentación que realice el FIDUCIANTE a Banco _____, en su carácter de entidad financiera, y no a título fiduciario (con copia al FIDUCIARIO), el FIDUCIARIO pondrá a disposición de dicha entidad financiera la cantidad de pesos suficientes para la adquisición de los DOLARES ESTADOUNIDENSES a ser transferidos a la CUENTA FIDUCIARIA DEL EXTERIOR mediante débito de la CUENTA CORRIENTE hasta el saldo disponible en dicha cuenta.

(c) A efectos de esta Cláusula, el FIDUCIANTE autoriza al FIDUCIARIO en forma irrevocable a debitar de la CUENTA CORRIENTE, hasta el saldo disponible en dicha cuenta, la cantidad de pesos necesarios para llevar adelante las operaciones de cambio pertinentes.

(d) El FIDUCIARIO se compromete a ordenar la transferencia del resultante a la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR dentro del mismo día hábil bancario de la República Argentina, siempre que no estuviera expresamente prohibido por el BCRA y/u otro organismo gubernamental.

8. ADMINISTRACION DE LOS FONDOS EN GARANTIA.

8.1. El FIDUCIARIO mantendrá la porción de los FONDOS en DOLARES ESTADOUNIDENSES depositados en la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR.

8.2. Las obligaciones del FIDUCIARIO bajo el CONTRATO respecto de los FONDOS comenzarán a partir de la efectiva acreditación de los mismos en las CUENTAS FIDUCIARIAS.

8.3. Los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS no generarán renta ni interés de ningún tipo, y deberán ser mantenidos a la vista en las CUENTAS FIDUCIARIAS.

8.4. El FIDUCIARIO deberá remitir vía e-mail, todos los días hábiles bancarios en la República Argentina, a las direcciones consignadas en el Subanexo 3.3 los movimientos de FONDOS que se realicen en las CUENTAS FIDUCIARIAS y sus saldos al final del día.

8.5. Queda establecido, asimismo, que el FIDUCIARIO no asume responsabilidad alguna por las consecuencias de cualquier medida gubernamental, caso fortuito o fuerza mayor, que afecten o puedan afectar a los FONDOS o a las CUENTAS FIDUCIARIAS, siendo liberado por el FIDUCIANTE y por el

BENEFICIARIO de cualquier responsabilidad al respecto, renunciando a entablar cualquier reclamo o acción en tal sentido, salvo dolo o culpa del FIDUCIARIO.

9. DESTINO DE LOS FONDOS. INSTRUCCIONES.

9.1. Al término de las operaciones de cada día hábil bancario en la República Argentina, el FIDUCIARIO verificará que no haya gastos, impuestos y honorarios impagos de acuerdo al CONTRATO; en su caso informará al FIDUCIANTE sobre los conceptos y montos que deben ser ingresados por el FIDUCIANTE en las CUENTAS FIDUCIARIAS, conforme lo establecido en la Cláusula 12 de este CONTRATO.

9.2. El FIDUCIANTE deberá remitir al BENEFICIARIO y al FIDUCIARIO la información que contenga el IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE del mes calendario anterior dentro de los 10 (diez) días corridos de vencido dicho mes calendario, conforme al modelo que se adjunta como Subanexo 3.4. Queda aclarado que el FIDUCIARIO no tiene la obligación de verificar la validez de la información remitida por el FIDUCIANTE.

9.3. El FIDUCIARIO deberá recibir del BENEFICIARIO copias de las FACTURAS firmadas y selladas por dos cualesquiera de las personas indicadas en el Subanexo 3.5. El BENEFICIARIO deberá manifestar, además, la fecha en la que cada una de las FACTURAS fue recibida por el FIDUCIANTE.

La recepción de las copias de las facturas por parte del FIDUCIARIO no implicará su conformidad con las mismas.

9.4. El FIDUCIANTE podrá observar los montos de las facturas dentro de los 10 (diez) días corridos desde la fecha de su recepción, según modelo que se adjunta como Subanexo 3.6, comunicando dichas observaciones al FIDUCIARIO y BENEFICIARIO.

Sin perjuicio de ello, el IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE siempre será pagado por el FIDUCIARIO al BENEFICIARIO en la FECHA DE PAGO correspondiente, aun en el supuesto de que existan observaciones del FIDUCIANTE que lo involucren.

No obstante lo anterior, en el caso que el BENEFICIARIO no cumpliera lo dispuesto en el apartado 8.1. COSTOS DE TRANSPORTE Y ENCARGOS del ACUERDO DE PROVISION, en relación con la certificación del MAE de la documentación que respalda los costos de transporte y encargos correspondientes, el FIDUCIANTE podrá ordenar el no pago de dichos montos al FIDUCIARIO, hasta 24 horas hábiles anteriores a la fecha de pago de la factura. La notificación deberá realizarse al FIDUCIARIO en forma fehaciente.

9.5. La falta de observación de una FACTURA por parte del FIDUCIANTE dentro del plazo mencionado en el punto precedente implicará su expresa aprobación de la misma y, consecuentemente, deberá ser cancelada por el FIDUCIARIO en la FECHA DE PAGO que corresponda.

9.6. En el supuesto de que, con excepción del IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE (que siempre será pagado por el FIDUCIARIO, no obstante la existencia de observaciones), el FIDUCIANTE hubiera observado algún otro importe de una FACTURA pero, con posterioridad a dicha observación, decidiese liberar, en forma total o parcial, los montos observados, deberá presentar al FIDUCIARIO una comunicación de acuerdo al Subanexo 3.7.

9.7. (a) En cada FECHA DE PAGO el FIDUCIARIO abonará al BENEFICIARIO las FACTURAS mediante la transferencia de las sumas correspondientes a la cuenta en el exterior de la República Argentina que el BENEFICIARIO le indique con una anticipación no menor a 5 días hábiles bancarios en la República Argentina. La acreditación de los montos pertinentes en la cuenta que indique el BENEFICIARIO deberá producirse en cada FECHA DE PAGO. La transferencia de las sumas antes mencionadas podrá, a requerimiento del BENEFICIARIO, efectuarse a una cuenta en la República Argentina si existieran restricciones cambiarias para la transferencia de las mismas al exterior.

(b) En el supuesto de que, existiendo FONDOS suficientes en la CUENTA FIDUCIARIA DEL EXTERIOR para cubrir el importe de la FACTURA de que se trate (o, en caso de que existan FONDOS en la CUENTA FIDUCIARIA EN PESOS que no puedan ser transferidos por existir restricciones cambiarias para la transferencia de las mismas al exterior debido a normativa del BCRA y siempre que el BENEFICIARIO hubiere tomado los recaudos necesarios para que puedan ser acreditados a su nombre o de quien éste designe al efecto dentro de la República Argentina), y los montos necesarios para la cancelación de las FACTURAS no se acreditaren en la cuenta del BENEFICIARIO dentro de las VEINTICUATRO (24) horas hábiles bancarias siguientes a la FECHA DE PAGO correspondiente, el FIDUCIARIO (y no el FIDUCIANTE) abonará al BENEFICIARIO un interés equivalente a la tasa LIBOR en DOLARES ESTADOUNIDENSES a TREINTA (30) días de plazo sobre el monto no depositado de la FACTURA. A partir de los SIETE (7) días corridos de ocurrida la mora y de mantenerse ésta, se aplicará un interés equivalente a la tasa LIBOR en DOLARES ESTADOUNIDENSES a TREINTA (30) días de plazo más CINCO (5) puntos porcentuales anuales sobre el monto no depositado de la FACTURA.

(c) En el supuesto de que los FONDOS depositados en la CUENTAS FIDUCIARIAS no sean suficientes para cancelar las FACTURAS en su totalidad, el FIDUCIARIO efectuará los pagos hasta las sumas que alcancen, no teniendo responsabilidad alguna por el faltante.

Sin perjuicio de ello, el FIDUCIARIO notificará al FIDUCIANTE y al BENEFICIARIO, a las direcciones de correo electrónico definidos en el Subanexo 3.3, sobre la insuficiencia de FONDOS para cancelar las FACTURAS en la FECHA DE PAGO, debiendo el FIDUCIANTE depositarlos en las CUENTAS FIDUCIARIAS dentro del día hábil siguiente de ser notificado.

9.8. (a) Cuando el FIDUCIARIO sea notificado por el BENEFICIARIO de la ocurrencia de un SUPUESTO DE INCUMPLIMIENTO deberá aplicar los FONDOS existentes a dicha fecha en las CUENTAS FIDUCIARIAS al pago de las FACTURAS emitidas y pendientes de cancelación, aun cuando no fuera una FECHA DE PAGO, mediante transferencia a la cuenta que le indique el BENEFICIARIO, dentro del plazo de DOS (2) días hábiles bancarios en la República Argentina, en la República Federativa del Brasil y en los Estados Unidos de América de notificado, previa conversión a DOLARES ESTADOUNIDENSES, si fuera necesario. Si a la fecha en que el FIDUCIARIO fuere notificado de un SUPUESTO DE INCUMPLIMIENTO no existieren FONDOS suficientes en las CUENTAS FIDUCIARIAS para cancelar totalmente la deuda existente a ese momento, el FIDUCIARIO deberá transferir la totalidad de los FONDOS existentes a dicha fecha, netos de impuestos y gastos, a favor del BENEFICIARIO, como cancelación parcial.

Todas las sumas que a partir de esa fecha sean depositadas en las CUENTAS FIDUCIARIAS serán inmediatamente transferidas por cuenta y orden del FIDUCIANTE, previa liquidación en el Mercado Único y Libre de Cambios, a favor del BENEFICIARIO hasta la efectiva y total cancelación de la deuda total.

En el supuesto de que el FIDUCIANTE no suscriba los documentos correspondientes a las operaciones de compraventa de DOLARES ESTADOUNIDENSES conforme lo establecido en la Cláusula 7 del presente, el FIDUCIARIO transferirá los DOLARES ESTADOUNIDENSES existentes en la CUENTA FIDUCIARIA DEL EXTERIOR que sean necesarios para pagar cualquier IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE que se encuentre impago, directamente al BENEFICIARIO, sin responsabilidad alguna para el FIDUCIARIO, y siempre que no sea prohibido por las normas vigentes del BCRA.

(b) Igual procedimiento se seguirá en el supuesto de que, ocurrido un SUPUESTO DE INCUMPLIMIENTO, no existieren FACTURAS impagas, total o parcialmente. En ese caso, el FIDUCIARIO destinará los FONDOS a la cancelación de, por lo menos, cualquier IMPORTE MINIMO NO OBJETABLE que se encuentre impago, hasta tanto el BENEFICIARIO emita las correspondientes FACTURAS, y siempre que no sea prohibido por las normas vigentes del BCRA.

10. ACTUACION DEL FIDUCIARIO.

10.1. El FIDUCIARIO deberá emplear en la administración de los FONDOS la prudencia y diligencia que emplea un buen hombre de negocios que actúa sobre la base de la confianza depositada en él, cumpliendo acabadamente con los compromisos que asume bajo el presente.

10.2. No obstante lo expuesto en el apartado anterior, las obligaciones del FIDUCIARIO son única y exclusivamente aquellas que se encuentran expresamente determinadas en el CONTRATO.

10.3. El FIDUCIARIO no estará obligado por ninguna modificación del CONTRATO, a menos que sea acordada por escrito y firmada por las PARTES.

10.4. El FIDUCIANTE reconoce y consiente que ni el FIDUCIARIO, ni ninguno de sus directores, funcionarios, y/o mandatarios serán responsables por cualquier acción u omisión que adopten en cumplimiento de lo estipulado en el CONTRATO o en relación con cualquier acción u omisión que adopte de acuerdo con cualquier instrucción, aviso, consentimiento, declaración jurada, aseveración u otro instrumento suscripto por las PARTES conforme a los términos del presente, salvo los casos de dolo o culpa.

10.5. Respecto de aquellas cuestiones no expresamente previstas en el CONTRATO o no enunciadas expresamente en el mismo como una obligación del FIDUCIARIO, el FIDUCIARIO no estará obligado a ejercer ninguna facultad discrecional o adoptar medida alguna. No obstante, cualquier disposición en contrario bajo el CONTRATO, queda expresamente entendido entre las PARTES que el FIDUCIARIO en ningún caso podrá ser obligado a entablar o proseguir cualquier juicio, acción o procedimiento judicial o administrativo o adoptar cualquier medida para implementar, desarrollar y/o concretar el objeto del CONTRATO que, a su exclusivo juicio, lo exponga a responsabilidad personal o a gastos cuyo reembolso en un tiempo razonable no esté asegurado o bien sea contraria al CONTRATO o a la ley.

11. LIBERACION DE RESPONSABILIDADES.

11.1. El FIDUCIANTE renuncia en forma incondicional, total e irrevocable al derecho de reclamar al FIDUCIARIO indemnización y/o compensación alguna como consecuencia de cualquier daño y/o reclamo relacionado con el ejercicio por parte del FIDUCIARIO de sus derechos, funciones y tareas conforme al

CONTRATO y/o con los actos, procedimientos y/u operaciones contemplados y/o relacionados con el CONTRATO, salvo dolo o culpa de su parte.

11.2. El FIDUCIARIO, sus funcionarios, directores, empleados, y/o agentes (cualquiera de dichas personas, una "PERSONA INDEMNIZABLE") serán indemnizados y mantenidos indemnes por el FIDUCIANTE, en forma incondicional, total e irrevocable respecto de cualquier daño y/o reclamo (incluyendo comisiones, honorarios y gastos razonables de asesoramiento legal y otros agentes y asesores designados de conformidad con, o en virtud del, presente) que dicha PERSONA INDEMNIZABLE pueda sufrir como consecuencia, en ocasión y/o con motivo del cumplimiento por parte de dicha PERSONA INDEMNIZABLE de sus derechos, tareas, funciones y/o de los actos y/u operaciones contemplados y/o relacionados con el CONTRATO, salvo dolo o culpa de dicha PERSONA INDEMNIZABLE calificada como tal por una sentencia judicial firme dictada por un tribunal competente. Las obligaciones del FIDUCIANTE bajo este apartado continuarán vigentes hasta la prescripción de las acciones para demandar al FIDUCIARIO.

11.3. El FIDUCIARIO, por cuenta propia o de la PERSONA INDEMNIZABLE de que se trate, notificará inmediatamente al FIDUCIANTE, sobre cualquier responsabilidad, daño y/o reclamo conforme al presente apartado, actual o potencial, y suministrará al FIDUCIANTE, a la mayor brevedad posible, toda la información y una copia certificada de toda la documentación en poder del FIDUCIARIO relativa al supuesto previsto en el presente apartado que hubiera dado derecho a la Persona Indemnizable de que se trate a ser indemnizada por EL FIDUCIANTE conforme al presente apartado y la cooperación que EL FIDUCIANTE razonablemente solicite al FIDUCIARIO.

12. GASTOS E IMPUESTOS.

12.1. Todos los gastos, costos, comisiones, cargos, impuestos, tasas, contribuciones y/o cualquier otra erogación, ordinaria o extraordinaria, derivada de la administración de los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS (incluyendo todos aquellos que se generen como consecuencia de las transferencias de fondos entre la CUENTA CORRIENTE y las CUENTAS FIDUCIARIAS, las transferencias entre las CUENTAS FIDUCIARIAS, las operaciones de cambio de pesos a DOLARES ESTADOUNIDENSES y la transferencia de las CUENTAS FIDUCIARIAS a la cuenta que el BENEFICIARIO indique) estarán íntegra y exclusivamente a cargo del FIDUCIANTE. A esos fines, el FIDUCIARIO informará al FIDUCIANTE sobre los conceptos y montos que deben ser ingresados por el FIDUCIANTE a las CUENTAS FIDUCIARIAS, debiendo el FIDUCIANTE depositar en dichas cuentas las sumas en cuestión dentro del plazo de 1 día hábil bancario de notificado. Vencido dicho plazo sin que se hubieran depositado tales montos, el FIDUCIARIO los debitará de las CUENTAS FIDUCIARIAS. Esta obligación se mantendrá en vigencia aun después de vencido el término de este CONTRATO.

12.2. Asimismo, el FIDUCIANTE deberá anticipar o reembolsar al FIDUCIARIO el importe de todos los gastos ordinarios y extraordinarios que no sean irrazonables (incluyendo sin limitación, honorarios y gastos legales, contables, y del escribano interviniente por cualquier certificación, que en todos los casos no deberán ser irrazonables) e impuestos, tasas, contribuciones, aranceles, cargas, o gravámenes vigentes a la fecha del presente o que se establezcan en el futuro que se originen en la negociación e instrumentación del CONTRATO o de cualesquiera de los actos u operaciones aquí previstos, o en el cumplimiento o ejecución del CONTRATO por el FIDUCIARIO (aplicables directamente y/o indirectamente al FIDEICOMISO), los que estarán íntegra y exclusivamente a cargo del FIDUCIANTE.

12.3. El FIDUCIARIO deberá acreditar los gastos ordinarios y extraordinarios en los que incurra con motivo en su actuación como tal, presentando al FIDUCIANTE la documentación respaldatoria que justifique los adelantos o reembolsos que pretenda por dichos conceptos.

12.4. El FIDUCIARIO no estará obligado en ningún caso a adelantar fondos propios para afrontar gastos que se generen en cumplimiento de sus funciones quedando liberado de cualquier tipo de responsabilidad que traiga aparejado el incumplimiento en el pago del gasto en tiempo oportuno por el FIDUCIANTE, caso en el cual se procederá conforme a lo previsto en la Cláusula 12.1.

13. RENDICION DE CUENTAS.

El FIDUCIARIO rendirá cuentas de su gestión al FIDUCIANTE y al BENEFICIARIO, mediante un informe escrito remitido a los domicilios constituidos en el CONTRATO, dentro de los DIEZ (10) días hábiles siguientes a la terminación del CONTRATO (el "INFORME DE GESTION").

El INFORME DE GESTION especificará, por lo menos, lo siguiente: (a) los movimientos operados en las CUENTAS FIDUCIARIAS durante la vigencia del FIDEICOMISO, (b) los gastos, impuestos y demás conceptos pagados, y (c) los FONDOS aplicados al pago de las FACTURAS.

Pasados 30 (treinta) días corridos desde la recepción del INFORME DE GESTION por el FIDUCIANTE y por el BENEFICIARIO, sin que se hayan notificado observaciones u objeciones al FIDUCIARIO, se considerará aprobado.

El FIDUCIANTE y/o el BENEFICIARIO, podrán solicitar INFORMES DE GESTION por períodos menores, que en ningún caso podrán ser menores a un mes, debiendo el FIDUCIANTE o el BENEFICIARIO, según sea el caso, afrontar los costos razonables que ocasione proveer esa información adicional.

14. LIQUIDACION Y EXTINCION DEL FIDEICOMISO.

El Fideicomiso será liquidado y se extinguirá:

(a) de pleno derecho y sin necesidad de que el FIDUCIARIO notificare de ello a las PARTES, el día _____de 2005 o cuando la totalidad de las FACTURAS sean completa y debidamente canceladas, lo que ocurra después, salvo que el FIDUCIARIO tuviese FONDOS que estuvieran en disputa entre el FIDUCIANTE y el BENEFICIARIO, en cuyo caso el FIDEICOMISO se mantendrá hasta tanto la cuestión sea resuelta; o

(b) cuando el FIDUCIANTE y el BENEFICIARIO así lo comuniquen al FIDUCIARIO.

En caso de liquidación, los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS serán destinados conforme con las disposiciones de la Cláusula 9 del presente.

Cualquier remanente de FONDOS, una vez canceladas todas las FACTURAS presentadas por el BENEFICIARIO al FIDUCIANTE y cualesquiera erogaciones que según este CONTRATO deban ser satisfechas por el FIDUCIANTE, será devuelto al FIDUCIANTE al entregarse al mismo el INFORME DE GESTION en su carácter de FIDEICOMISARIO. A tal efecto, todos los FONDOS que se encuentren en la CUENTA FIDUCIARIA EN EL EXTERIOR, deberán ser reingresados a la República Argentina y liquidados en el mercado libre de cambios y/o dispuestos de cualquier otra forma que a esa fecha pueda establecer la normativa vigente del BCRA.

Sin perjuicio de cualquier otra disposición que por su naturaleza esté destinada a sobrevivir la terminación del CONTRATO, las disposiciones de las Cláusulas 10, 11 y 12 del presente sobrevivirán la extinción de éste CONTRATO cualquiera fuere su causa.

15. CESION DEL CONTRATO.

El BENEFICIARIO podrá ceder libremente, y en forma total o parcial, su condición de tal, sin necesidad de conformidad del FIDUCIANTE y/o del FIDUCIARIO.

16. MODIFICACIONES.

16.1. Ninguna modificación al CONTRATO se tendrá por válida a menos que haya sido celebrada por escrito y debidamente suscripta por las PARTES, constituyendo a partir de ese momento parte integrante del CONTRATO.

EL CONTRATO y/o los derechos en él contemplados podrán ser cedidos total o parcialmente por el FIDUCIANTE y/o por el FIDUCIARIO previa conformidad de las otras PARTES.

16.2. La demora u omisión en el ejercicio de los derechos y/u obligaciones establecidos en el CONTRATO en ningún caso podrá ser considerada como una renuncia a tales derechos y/u obligaciones.

17. RENUNCIA.

El FIDUCIARIO podrá renunciar a su actuación en el CONTRATO sin expresión de causa a partir del _____, con un preaviso mínimo de TREINTA (30) días corridos. También cesará su actuación si el BCRA y/u otra autoridad gubernamental dispusiera la prohibición, limitación, restricción y/o cese de la función del _____, en particular, y/o de las entidades financieras, en general, para actuar como fiduciario. En el supuesto de ocurrir, dicha circunstancia será puesta en conocimiento de las PARTES con la mayor brevedad posible.

18. REMOCION DEL FIDUCIARIO.

18.1. El FIDUCIANTE y el BENEFICIARIO podrán resolver conjuntamente el reemplazo del FIDUCIARIO en cualquier momento, con o sin justa causa, con el único requisito de notificar fehacientemente dicha voluntad al FIDUCIARIO con una antelación mínima de TREINTA (30) días, quedando a cargo del BENEFICIARIO la designación de un nuevo fiduciario (el "FIDUCIARIO SUCESOR", concepto que también se aplica al supuesto de renuncia del FIDUCIARIO) conforme lo establecido en la Cláusula 19.

18.2. En ambos casos, la remoción del FIDUCIARIO producirá efectos luego de la designación del FIDUCIARIO SUCESOR en la forma prevista más adelante y la aceptación de dicha designación por el FIDUCIARIO SUCESOR bajo los términos del presente.

19. DESIGNACION DE FIDUCIARIO SUCESOR.

19.1. En caso de renuncia o remoción del FIDUCIARIO, o en cualquier otro supuesto de vacancia en el cargo de FIDUCIARIO, el BENEFICIARIO designará un FIDUCIARIO SUCESOR, sin necesidad de formalidad alguna (excepto lo que requieran las leyes aplicables).

El FIDUCIARIO SUCESOR será designado por el BENEFICIARIO de aquellas entidades mencionadas en el listado que se adjunta como Subanexo 3.8, con la conformidad del FIDUCIANTE, la que no podrá ser irrazonablemente denegada.

19.2. La designación de un FIDUCIARIO SUCESOR requerirá: (i) la comunicación fehaciente de la remoción al FIDUCIARIO predecesor, salvo en caso de renuncia; (ii) la aceptación del cargo por parte del FIDUCIARIO SUCESOR; y (iii) la efectiva transferencia de los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS a su favor.

19.3. En caso de no designarse ningún FIDUCIARIO SUCESOR, el FIDUCIARIO y/o el FIDUCIANTE podrán solicitar a un juez competente de la Ciudad de Buenos Aires la designación de un FIDUCIARIO SUCESOR para que se desempeñe hasta que otro sea designado.

Cualquier FIDUCIARIO SUCESOR designado de tal forma por el tribunal reemplazará en forma inmediata al FIDUCIARIO predecesor, luego de que el FIDUCIARIO SUCESOR haya aceptado la designación y los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS hubieran sido transferidos a su favor.

19.4. El documento escrito que acredite la designación y aceptación del cargo por el FIDUCIARIO SUCESOR será suficiente para atribuirle todos los deberes, facultades y derechos inherentes al cargo. Asimismo, la transferencia de los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS se deberá llevar a cabo de acuerdo con la normativa aplicable a cada caso. Serán a cargo del FIDUCIANTE los gastos de transferencia de los ACTIVOS FIDEICOMITIDOS a favor del FIDUCIARIO SUCESOR, salvo que la designación del FIDUCIARIO SUCESOR se debiera a la remoción del FIDUCIARIO resuelta de común acuerdo entre el FIDUCIANTE y el BENEFICIARIO, en cuyo caso tales dichos gastos (y no los que conforme a este CONTRATO debe ser soportados por el FIDUCIANTE) serán compartidos entre el FIDUCIANTE y el BENEFICIARIO (sin perjuicio del derecho de efectuar reclamos contra el FIDUCIARIO que el FIDUCIANTE y/o el BENEFICIARIO pudieran tener conforme a este CONTRATO).

20. DOMICILIOS. LEY APLICABLE Y JURISDICCION.

20.1. Las PARTES constituyen domicilios a los efectos del presente CONTRATO, donde serán válidas todas las comunicaciones, notificaciones, intimaciones y avisos judiciales o no, que pudieran cursarse o se cursen a causa o como consecuencia del CONTRATO en los domicilios que se indican a continuación, sin perjuicio de lo previsto en la Cláusula 8.4 del presente:

(a) al FIDUCIANTE

Avda. E Madero 942, piso 1º,

(C1106ACW) – Ciudad de Buenos Aires

At.: Sr.

c.c. Brons & Salas

Maipú 1210, 5º piso

C1006ACT – Ciudad de Buenos Aires

At.:

(b) al FIDUCIARIO

___

____

At.: ____

(c) al BENEFICIARIO

_____

_____

At.: _____

Estos domicilios podrán ser modificados por otros domicilios en la Ciudad de Buenos Aires con una antelación no inferior a CINCO (5) días hábiles y previa notificación fehaciente a las PARTES.

20.2. El CONTRATO se rige para su interpretación y ejecución por las normas pertinentes de la legislación argentina y, en particular, por la Ley de Fideicomiso Nº 24.441. En caso de divergencias o litigios originados por la interpretación o la aplicación del CONTRATO, las PARTES acuerdan someterse a los Tribunales Ordinarios competentes en lo Comercial con asiento en la Ciudad de Buenos Aires, con renuncia expresa a cualquier otro fuero o jurisdicción que pudiera corresponder.

En prueba de conformidad, se firman TRES (3) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto en el lugar y fecha indicado en el encabezamiento.

Por CAMMESA

Firmas:_____ _____

Nombre:

Cargo:

Por _____.

Firmas:_____ _____

Nombre:

Cargo:

Por _____.

Firmas:_____ _____

Nombre:

Cargo:

SUBANEXO 3.1

Subanexo 3.1

Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica Interrumpible entre CAMMESA y _____

SUBANEXO 3.2

Subanexo 3.2

Detalle de la Energía Eléctrica Interrumpible

SUBANEXO 3.3

Subanexo 3.3

Direcciones de correo electrónico

_____

_____

_____

SUBANEXO 3.4

Subanexo 3.4

Modelo del documento donde consta el Importe Mínimo no Objetable

	Valores Físicos		Valores Económicos			
Día / Mes	Energía Térmica [MWh]	Energía Hidráulica [MWh]	COSTO inf. ONS (R$)	COSTO inf. MAE (R$)	Precio Adjudicado (u$s)	Total Diario (u$s)
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TOTAL MES	0.00	0.00	0.00

PTAX	
	R$ / u$s

Costo de Transporte	0.00	u$s
Costo de Encargos y Adic.	0.00	u$s

Costo Total Mes	0.00	u$s

SUBANEXO 3.5

Subanexo 3.5

Apoderados de _____ autorizados a suscribir las correspondientes facturas:

___

___

___

SUBANEXO 3.6

Subanexo 3.6

Modelo de observación de las Facturas

_____

(MEMBRETE CAMMESA)

Buenos Aires, ___ de _____ de 2005

Señores

Banco _____

Presente

De nuestra consideración:

Me dirijo a ustedes en mi carácter de apoderado de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

En tal sentido, les informo que hemos observado la factura emitida por _____ Número _____ enviada a esta Compañía por un monto de U$S ____ (DOLARES ESTADOUNIDENSES _____[LETRAS]) con motivo de que [incluir breve descripción del motivo de impugnación de la factura].

Atentamente,

SUBANEXO 3.7

Subanexo 3.7

Modelo de comunicación por la cual se liberan los montos observados

_____

(MEMBRETE CAMMESA)

Buenos Aires, ___ de _____ de 2005

Señores

Banco _____

Presente

De nuestra consideración:

Me dirijo a ustedes en mi carácter de apoderado de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Como es de su conocimiento, CAMMESA ha impugnado la suma de _____ de la factura de _____ Nº _____, por una suma total de _____.

Por la presente, los instruimos y autorizamos para liberar del monto impugnado antes referido, la suma de _____.

Queda entendido que la responsabilidad del Banco estará limitada hasta el importe efectivamente depositado por CAMMESA en el fideicomiso.

Atentamente,

SUBANEXO 3.8

Subanexo 3.8

Lista de entidades que podrán ser elegidas como FIDUCIARIO SUCESOR

ABN AMRO BANK N.V.

BANCO DE LA NACION ARGENTINA

BANCO ITAU BUEN AYRE S.A.

BANK BOSTON N.A.

CITIBANK NA

HSBC BANK ARGENTINA S.A.

BBVA BANCO FRANCES S.A.

LLOYDS TSB Bank plc

BANCO DO BRASIL

ANEXO IV

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

ACTIVIDAD	FECHA LIMITE
Publicación del llamado a Concurso Publico Internacional	09/03/2005
Fecha de Recepción de Ofertas	16/03/2005
Adjudicación de Ofertas	22/03/2005
Publicación por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de los Resultados de la Licitación	23/03/2005
Firma de los Acuerdo de Provisión y Contrato de Fideicomiso	31/03/2005
Comienzo del Contrato	01/04/2005

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 456/05

Publicación Boletín Oficial N° 30610 del 11/03/2005

Citas Legales: Res. SE 391/2005; Dec. 1192/92; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 432/82

Suspendense transitoriamente los efectos de la Resolución 391/2005, por la cual se instruyó al Organismo Encargado del Despacho a adquirir Energía Eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil.

BUENOS AIRES, 9 DE MARZO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0091241/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA ha emitido la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005 que instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a adquirir energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, hasta SETECIENTOS MEGAVATIOS POR HORA (700MW/h) y durante el período comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, realizando un Concurso Público Internacional de acuerdo a lo prescrito en el Pliego de Bases y Condiciones, el acuerdo de Provisión y Contrato de Fideicomiso que forman parte de aquel acto en los Anexos I, II, III y IV respectivamente.

Que, en forma imprevista las Autoridades de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, realizaron un pedido de suspensión transitoria de los efectos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ante el pedido solicitado, ha decidido acceder a la Suspensión Transitoria de los efectos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 de del 8 de mayo de 2005.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Suspender transitoriamente los efectos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005 por la cual se instruía al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a adquirir energía eléctrica proveniente de la REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL, hasta SETECIENTOS MEGAVATIOS POR HORA (700 MW/h) y durante el período comprendido entre el 1º de abril y el 30 de setiembre de 2005, por Cuenta y Orden del ESTADO NACIONAL.

Artículo 2º- Déjase sin efecto el Cronograma de Actividades definido en el Anexo IV de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 512/05

Publicación Boletín Oficial N° 30612 del 15/03/2005

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 181/05; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Ley 15.336

Habilitase a los Agentes Generadores Térmicos del Mercado Eléctrico Mayorista a solicitar la adjudicación de fondos al Organismo Encargado del Despacho, destinado al pago adelantado de compras de Fuel Oil, con el compromiso de disponibilidad de dicho combustible en central antes del 26 de marzo de 2005.

BUENOS AIRES, 10 DE MARZO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0031273/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 197 del 17 de febrero de 2005 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 del 23 de febrero de 2005 y

CONSIDERANDO:

Que, como se señalara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 del 23 de febrero de 2005, tanto la escasez de oferta de gas natural para Centrales Térmicas, como el sostenido crecimiento de la actividad económica previsto para los años 2005 y 2006, hace necesario disponer de una operatoria específica que provea los instrumentos regulatorios necesarios para proveer combustibles líquidos caracterizados como “Recurso de Ultima Instancia” para reemplazar los faltantes de Gas Natural para la generación de energía eléctrica ya señalados, como también las dificultades económicas y financieras que se presentan en la plaza argentina para la adquisición de combustibles por parte de los Agentes Generadores.

Que los bajos aportes hidroeléctricos que se registran actualmente están agravando la situación descripta, afectando aún más el normal suministro de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), lo que obliga a disponer más prontamente de los insumos que reemplacen el suministro de Gas Natural para la generación de electricidad de origen térmico.

Que, de no adoptarse de inmediato medidas capaces de revertir la situación en la que se encuentra el sector eléctrico, en relación con la disponibilidad de combustibles alternativos para las centrales térmicas, se pone en grave riesgo el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Que, de la evolución de la disponibilidad de combustibles líquidos del parque térmico no se advierte que los Agentes Generadores tengan prevista la reposición inmediata de los mismos, corriendo el riesgo de no poder hacer frente a situaciones de la gravedad aludida precedentemente.

Que, como ya se utilizara en otras ocasiones, un medio hábil y que ha dado resultados satisfactorios para lograr tal cometido es el otorgamiento de un discreto auxilio financiero a los Agentes Generadores con el objeto de permitir la obtención y aprovisionamientos de combustibles líquidos en tiempos acordes con las necesidades que hoy se vislumbran de cortísimo plazo.

Que, a tales efectos, la utilización de los aportes económicos realizados por el ESTADO NACIONAL sin asignación definida hasta el presente, colaborará al sostenimiento del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de reducir los riesgos de corte de suministro de energía eléctrica.

Que en ese entendimiento, se deben dirigir los recursos disponibles y no comprometidos a anticipar los fondos requeridos para financiar la adquisición de Fuel Oil por parte de los Agentes generadores que así lo requieran, debiéndose considerar ello como parte integrante de la operatoria establecida por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 181 del 23 de febrero de 2005.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Habilitase a los Agentes Generadores Térmicos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a solicitar la adjudicación de fondos al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) destinado al pago adelantado de compras de Fuel Oil, con el compromiso de disponibilidad de dicho combustible en central antes del 26 de marzo de 2005.

A tales efectos, los Agentes Generadores deberán declarar los precios y volúmenes de Fuel Oil para los cuales solicitan el respectivo adelanto de fondos, no pudiendo exceder estos últimos la capacidad libre de almacenamiento que prevea contar cada Agente a la fecha de entrega del combustible.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recibirá, hasta el 21 de marzo de 2005, los pedidos de adelanto de fondos de los Agentes generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que así lo requieran, debiendo los mismos declarar su aceptación al presente procedimiento y a la metodología de recupero de las sumas adelantadas establecida en el artículo 6° de la presente norma.

Artículo 2° — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a aceptar a su sólo juicio y hasta un volumen máximo de CIEN MIL (100.000) toneladas de Fuel Oil, las solicitudes cuyos precios cumplan con los máximos establecidos en el ANEXO 13 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS).

En caso contrario, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá solicitar autorización a esta SECRETARIA DE ENERGIA para la aceptación de la solicitud correspondiente.

A fin de garantizar adecuadamente la recuperación de los fondos adelantados, sólo serán aceptadas aquellas solicitudes de Agentes Generadores que cuenten con previsiones de acreencias en el Mercado “Spot” compatibles con los fondos requeridos y suficientes para tal fin, durante los meses que se prevé operarán las unidades de generación involucradas con el combustible prefinanciado.

Artículo 3° — El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará los montos correspondientes a las solicitudes aceptadas, antes del QUINTO (5°) día hábil de recibida la factura de compra del Fuel Oil emitida por el proveedor.

Artículo 4° — Establécese que los recursos a ser utilizados para el financiamiento de la presente operatoria serán aportados por los fondos transferidos por el ESTADO NACIONAL y que no se encuentren comprometidos previamente.

Artículo 5° — Los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) declarados y correspondientes al combustible líquido adquirido con los recursos adelantados, no podrán ser ajustados hasta tanto no se haya efectivamente consumido la totalidad del combustible adquirido bajo la presente normativa.

Artículo 6° — El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) descontará de cada liquidación de ventas mensual los montos correspondientes a los volúmenes de combustibles líquidos comprometidos y realmente utilizados conforme los despachos y redespachos diarios de tal mes en cada central, valorizados al costo en central del combustible efectivamente abonado.

En todos los casos, el Agente Generador deberá afrontar los costos de almacenaje, conservación y otros relacionados a la disponibilidad de este combustible hasta su total utilización.

Artículo 7° — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 8° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 9° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 615/05

Publicación Boletín Oficial N° 30634 del 18/04/2005

Citas Legales: Res. ENRE 550/03; Res. ENRE 505/04; Res. ENRE 638/04; Res. ENRE 696/04; Res. ENRE 123/05; Res. SEE 61/92; Res. SE 23/05; Dec. 2743/1992; Dec. 1142/2003; Ley 15.336.

Extiéndase el financiamiento establecido mediante el Fondo Fiduciario para atender a la financiación de las Ampliaciones de Transporte a la Ampliación de la Estación Transformadora Campana de quinientos kilovoltios (500 kv), propiedad de la transportista independiente de Buenos Aires Sociedad Anónima (TIBA), consistente en la instalación de un nuevo transformador de potencia de 300/300/70 mva 500/132/13,2 kv y campos en barras de quinientos kilovoltios (500 kv) y ciento treinta y dos kilovoltios (132 kv) asociados.

BUENOS AIRES, 1 DE ABRIL DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0084249/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) ha gestionado una Ampliación de la Estación Transformadora CAMPANA de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), propiedad de la TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TIBA), consistente en la instalación de un nuevo transformador de potencia de 300/300/70 MVA 500/132/13,2 kV y campos en barras de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) asociados, expidiéndose oportunamente mediante las Resoluciones del ENRE Nº 550 del 16 de octubre de 2003, Nº 505 del 19 de agosto de 2004, Nº 638 del 18 de noviembre de 2004, Nº 696 del 16 de diciembre de 2004 y otras complementarias.

Que a fecha 1° de marzo de 2005 se efectuó una Audiencia Pública convocada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para tratar la Ampliación de la Estación Transformadora CAMPANA de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), propiedad de la TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TIBA), consistente en la instalación de un nuevo transformador de potencia de 300/300/70 MVA 500/132/13,2 kV y campos en barras de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) asociados.

Que a dicha Audiencia Pública asistieron representantes de EDEN S.A., ESSO PA S.R.L PTA. CAMPANA, J. MINETTI S.A. CAMPANA (ex CORCEMAR), PAPEL PRENSA S.A. PLANTA SAN PEDRO, PETROBRAS ENERGIA S.A. (ex-PECOM ENERGIA S.A.) PTA. CAMPANA (ex PASA) y SIDERCA S.A.I.C.

Que en el curso de dicha Audiencia Pública se presentó una propuesta de pago consistente en que a partir de la firma del Contrato COM pagarán:

a) Los beneficiarios Distribuidores DIECIOCHO (18) cuotas iguales de DOLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y SEIS MIL NOVECIENTOS VEINTIUNO (U$S 56.921) más IVA, más PESOS SIETE MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y CUATRO ($ 7.444) más IVA.

b) Los beneficiarios Grandes Usuarios DIECIOCHO (18) cuotas en total, formadas por SEIS (6) cuotas iguales de dólares estadounidenses TRESCIENTOS SIETE MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y TRES (U$S 307.433) más IVA, más PESOS CUARENTA MIL DOSCIENTOS TRES ($ 40.203) más IVA y luego DOCE (12) cuotas iguales de DOLARES ESTADOUNIDENSES NOVENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS OCHENTA (U$S 98.380) más IVA, más PESOS DOCE MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y CINCO ($ 12.865) más IVA.

Que la propuesta citada considera el uso de fondos provenientes del Fondo Fiduciario para Atender a la Financiación de las Ampliaciones de Transporte, constituido mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 23 del 24 de enero de 2005, asignados en cumplimiento del APENDICE A del TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA más un financiamiento adicional proveniente de dicho Fondo Fiduciario, estructurado según:

a) Adelanto del TREINTA POR CIENTO (30%) del monto de obra, estimado en DOLARES ESTADOUNIDENSES UN MILLON TRESCIENTOS NUEVE MIL NOVECIENTOS VEINTICINCO (U$S 1.309.925), a ser devuelto al Fondo Fiduciario por los Grandes Usuarios en SEIS (6) cuotas.

b) Aporte de DOLARES ESTADOUNIDENSES SEISCIENTOS CINCUENTA MIL (U$S 650.000) en concepto de pago a proveedores, adelantando las últimas cuatro cuotas que pagarían los beneficiarios a devolver por éstos de igual forma que el precedente.

Que la citada propuesta establece que los precios transcriptos en el considerando precedente deberán ser considerados como máximos de referencia, dado que el presupuesto que efectivamente deberán enfrentar los beneficiarios de la AMPLIACION será el que resulte de la licitación pública referida en el Artículo 10 de la Resolución ENRE Nº 550 del 16 de octubre de 2003.

Que mediante su Resolución Nº 123 del 9 de marzo de 2005 el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) aprobó la propuesta de pago presentada.

Que resulta conveniente para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y para el conjunto de la economía implementar ampliaciones que aseguren el abastecimiento de las demandas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le corresponde según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen del Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Extiéndase el financiamiento establecido mediante el Fondo Fiduciario para Atender a la Financiación de las Ampliaciones de Transporte a la Ampliación de la Estación Transformadora CAMPANA de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), propiedad de la TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TIBA), consistente en la instalación de un nuevo transformador de potencia de 300/300/70 MVA 500/132/13,2 kV y campos en barras de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) asociados.

ARTICULO 2° — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a transferir al Fondo Fiduciario creado mediante el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 23 del 24 de enero de 2005, los montos disponibles en pesos en las subcuentas y/o cuentas de excedentes según corresponda, hasta agotar su existencia o hasta completar los montos definidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y los proponente en el Acta suscrita como culminación de la Audiencia Pública de fecha 1° de marzo de 2005 como aportes de la SECRETARIA DE ENERGIA, que obra como Anexo de la presente, en cumplimiento del APENDICE A del TITULO III del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA y, aquellos que surjan de la aplicación del inciso b) del Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005, lo que ocurra primero y a aplicar los mismos en los términos establecidos en el punto 7.3 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS.

ARTICULO 3° — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a recuperar de los beneficiarios de la AMPLIACION en proporción a su factor de participación y durante el período que define el Acta citada en el artículo precedente, los fondos adicionales determinados según el inciso b) del Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005, considerando los intereses que correspondan y las sumas que demande la operación del Fondo Fiduciario.

ARTICULO 4° — El tratamiento a dar al proceso licitatorio y contractual de la Ampliación calificada en el Artículo 1° del presente acto seguirá lo establecido en la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 23 del 24 de enero de 2005.

ARTICULO 5° — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA

(CAMMESA).

ARTICULO 6° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

Res. SE 615/05 Anexo en PDF.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 622/05

Publicación Boletín Oficial N° 30629 del 11/04/2005

Citas Legales: Res. SE 406/03; Res. SE 943/03; Res. SE 1427/04; Res. SE 3/05; Res. SE 49/05; Dec. 1142/03; Dec. 432/82; Ley 15.336.

(Nota: artículo 4º y 5º sustituidos por Resolución SE 663/05 . Prórroga para que los Agentes Privados Acreedores del MEM que no lo hayan efectuado manifiesten su voluntad de participar en el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM, aprobada por Resolución SE 751/2005 . Aceptación de la decisión de determinadas empresas de participar en la conformación del Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica, aprobado por Resolución SE 771/2005)

> Instruyese al Organismo Encargado del Despacho a convocar a los Agentes Privados Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, no comprendidos en el artículo 1º de la Resolución Nro. 3/2005, a manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de Energía Eléctrica en el citado mercado, invirtiendo en el mismo sus acreencias durante el periodo comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, inclusive.

BUENOS AIRES, 6 DE ABRIL DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el ACTA ACUERDO DE NUEVA CONVOCATORIA DEL FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión y que, en general, los Agentes han comprometido hasta el SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, para el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, lo que dio origen al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, a través de la cual se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo al mismo tiempo los lineamientos de participación de los Agentes así habilitados en los Grupos de Trabajo respectivos.

Que los Agentes mencionados en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 3 del 5 de enero de 2005 se han comprometido a la construcción de las unidades de generación necesarias para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para lo cual han suscripto el Acta de Adhesión anexa a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que en función de ello y con el propósito de aunar esfuerzos conjuntamente con todos los Agentes productores de Energía Eléctrica para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la SECRETARIA DE ENERGIA propuso invitar a todos aquellos otros Agentes productores de Energía Eléctrica que no lo han hecho en la oportunidad precitada, a intervenir en una nueva convocatoria, donde se habilite a estos últimos a manifestar su voluntad de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que dicha propuesta fue unánimemente aceptada por los Agentes mencionados en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 conforme el Acta labrada a tal efecto.

Que dada la decisión unánime señalada, es necesario instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para la ejecución de una nueva convocatoria, aplicando una metodología homóloga a la utilizada en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no incluidos en el Artículo 1° antes aludido, que decidan participar en esta nueva convocatoria, contarán con la posibilidad de

optar por concurrir a la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) con los mismos derechos y obligaciones que los establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 o, de intervenir en ella, con una inversión mínima como la requerida en esta última norma de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, tal como se dispone la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, pero sin la obligación de gestionar los proyectos necesarios para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la obtención de financiamiento que resulte necesario para la realización de los mismos.

Que respecto a las acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 943 de fecha 27 de noviembre de 2003 de los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que decidan no participar en esta nueva citación, esta SECRETARIA DE ENERGIA dictará, antes de la finalización del año 2005, la modalidad definitiva de cancelación de las mismas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Instruyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a convocar a todos los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, no comprendidos en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, a manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), invirtiendo en el mismo sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, durante todo el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Artículo 2° — La convocatoria establecida en el artículo 1° de la presente deberá realizarse en un todo de acuerdo con la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, dentro de los CINCO (5) días de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial.

Artículo 3° — Los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir que adhieran a la convocatoria establecida en el artículo 1° de la presente norma para la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), podrán optar por:

a) Participar en la misma contando con los mismos derechos y obligaciones que los Agentes que adhirieron a la convocatoria efectuada según la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, incluyéndose la habilitación en la conformación de los Grupos de Trabajo establecidos en el Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 3 del 5 de enero de 2005, pero sin que ello modifique la cantidad de representantes que a la fecha tiene cada uno de los Agentes Privados Acreedores alcanzado por el artículo 1° de esta última norma, ni los trabajos realizados y aprobados en los Grupos de Trabajo.

b) Intervenir en la conformación del aludido Fondo, aportando el porcentaje mínimo establecido de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, establecido en la Resolución SECRETARIA

DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, pero sin la obligación de gestionar los proyectos necesarios para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la obtención de financiamiento que se requiera para la realización de los mismos conforme lo dispuesto en los incisos (ii) y (iii) del numeral 4.2 del Acuerdo de Adhesión que, como Anexo, forma parte integrante de la última norma citada.

Artículo 4° — Establécese que los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir que adhieran a la convocatoria realizada, ya sea por el inciso a) o por el inciso b) del artículo 3° de la presente resolución, se encontrarán alcanzados por lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 49 del 2 de febrero de 2005 una vez que esta SECRETARIA DE ENERGIA acepte su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Artículo 5° — Respecto a las acreencias correspondiente al inciso c) del Artículo 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003 de los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir que no adhirieron a la convocatoria realizada mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1427 del 6 de diciembre de 2004 y que no lo hagan según la presente resolución, la SECRETARIA DE ENERGIA fijará, antes del 31 de diciembre de 2005, la modalidad definitiva de cancelación de las mismas, aplicando a tal efecto, entre otras alternativas, su canje por Acciones de la/s Empresa/s que se constituya/n por las inversiones del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), su canje por un volumen de energía eléctrica compatible con las acreencias no involucradas en la conformación del mencionado Fondo, etc.

Artículo 6° — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 7° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 8° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 663/05

Publicación Boletín Oficial N° 30638 del 22/04/2005

Citas Legales: Res. SE 406/03; Res. SE 03/05; Res. SE 49/05; Res. SE 622/05; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

> Modificación de la Resolución SE 622/05, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista con liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir, no comprendidos en el artículo 1º de la Resolución SE 03/05, a participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

BUENOS AIRES, 19 DE ABRIL DE 20005.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el ACTA ACUERDO DE NUEVA CONVOCATORIA DEL FONINVEMEN, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, no comprendidos en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, a participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que se considera necesario realizar aclaraciones sobre los Artículos 4º y 5º de la misma.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyanse los Artículos 4º y 5º la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005 por los siguientes textos:

“ARTICULO 4º — Establécese que los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir, no comprendidos en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, se encontrarán alcanzados por lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 49 del 2 de febrero de 2005 una vez que esta SECRETARIA DE ENERGIA acepte la decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) que adhieran a la convocatoria realizada bajo los términos de la presente resolución.”

“ARTICULO 5º — Respecto a las acreencias correspondiente al SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) del inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 de los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con fecha de Vencimiento a definir que no adhirieron a la convocatoria realizada mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 y que no lo hagan según la presente resolución, la SECRETARIA DE ENERGIA fijará, antes del 31 de diciembre de 2005, la modalidad definitiva de cancelación de las mismas, aplicando a tal efecto, entre otras alternativas, su canje por Acciones de la/s Empresa/s que se constituya/n por las inversiones del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), su canje por un volumen de energía eléctrica compatible con dichas acreencias, entre otras.”

Artículo 2º — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED),

resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 665/05

Publicación Boletín Oficial N° 30642 del 28/04/2005

Apruébase la redeterminación de precios de la parte remanente de los contratos de provisión de conductores de aluminio - acero y de estructuras metálicas reticuladas para la ampliación interconexión MEM - MEMSP, suscriptos por INDUSTRIA METALÚRGICA SUDAMERICANA S.A.C. E L., PIRELLI ENERGÍA CABLES Y SISTEMAS DE ARGENTINA S.A., TORRES AMERICANAS S.A. y GUZMAN NACICH S.A.I.C. con INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA S.A. en su carácter de sociedad autorizada para la construcción, operación y mantenimiento de la referida ampliación.

BUENOS AIRES, 25 DE ABRIL DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0361977/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Redeterminación de canon o precio de una Ampliación de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión se rige por lo dispuesto por el Decreto N° 634 del 12 de agosto de 2003 y para el caso particular de la Ampliación Interconexión MERCADO ELECTRICO MAYORISTA - MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEM - MEMSP) se complementa con las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 397 del 4 de septiembre de 2003 y N° 979 del 17 de diciembre de 2003.

Que oportunamente el Comité de Ejecución de la Ampliación Interconexión MERCADO ELECTRICO MAYORISTA - MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEM - MEMSP) licitó la provisión y posteriormente nominó los proveedores de Conductores de Aluminio - Acero y de Estructuras Metálicas Reticuladas para la citada Ampliación, los que deberían firmar contrato con quien resultara adjudicatario de la Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) de la misma.

Que en los Pliegos de Bases y Condiciones para la Contratación y Circulares modificatorias, correspondientes a las licitaciones destinadas a nominar a los proveedores de Conductores de Aluminio - Acero y de Estructuras Metálicas Reticuladas, se estableció que sería de aplicación a estas provisiones, la redeterminación de precios de acuerdo a lo normado por el Decreto Nº 634 del 12 de agosto de 2003 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 397 del 4 de septiembre de 2003, complementada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 979 del 17 de diciembre de 2003.

Que a los efectos del cumplimiento de lo establecido por el Decreto Nº 634 del 12 de agosto de 2003 y en base a las facultades otorgadas por el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 397 del 4 de septiembre de 2003, en etapa del llamado a licitación el Comité de Ejecución ha requerido a los proponentes, mediante condiciones específicas establecidas en los Pliegos de Bases y Condiciones para la Contratación, la ponderación porcentual de la participación de cada uno de los rubros principales en el precio y la ponderación de participación de cada uno de los insumos integrantes de cada rubro principal de la Ampliación.

Que recibidas las ponencias de los proponentes oferentes, las mismas incluían el reemplazo, tanto en el caso de Conductores de Aluminio - Acero como de Estructuras Metálicas Reticuladas, de un índice en cada caso por otro que reflejara mejor la incidencia del insumo básico.

Que, en tal sentido, en base a lo establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 397 del 4 de septiembre de 2003, el Comité de Ejecución elevó la propuesta a la SECRETARIA DE ENERGIA para la aprobación de su aplicación lo que motivó el dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 979 del 17 de diciembre de 2003 que incluyó la habilitación de los DOS (2) nuevos índices propuestos.

Que, en base a lo establecido en dicha Resolución y las ponencias recibidas, el Comité de Ejecución de la Ampliación Interconexión MERCADO ELECTRICO MAYORISTA - MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEM - MEMSP), procedió a compatibilizar las mismas, a aprobarlas y a informar mediante Circulares Modificatorias a los respectivos pliegos los factores de ponderación de la participación de cada Rubro Principal y de incidencia de cada insumo en cada uno de estos Rubros que se usarían para la redeterminación de precios de los contratos.

Que por Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 264 del 23 de marzo de 2004 se aprobaron los procedimientos licitatorios llevados a cabo para la Provisión de Conductores de Aluminio Acero - ACSR y de Estructuras Metálicas y para la Selección del Contratista COM para la Ampliación Interconexión MERCADO ELECTRICO MAYORISTA - MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEM - MEMSP).

Que las firmas INDUSTRIAS METALURGICAS SUDAMERICANAS S.A.C. e I. y PIRELLI ENERGIA CABLES Y SISTEMAS DE ARGENTINA S.A. contratistas para la provisión de Conductores de Aluminio - Acero han solicitado se proceda a la redeterminación de precios de los contratos respectivos. Que se verificó por parte de los organismos técnicos competentes que la variación promedio de costo de los rubros principales que componen la provisión, ha alcanzado un valor tal que resulta una variación promedio de los precios del contrato superior al DIEZ POR CIENTO (10%), tanto para los contratos de provisión de Conductores de Aluminio - Acero como para los de provisión de Estructuras Metálicas Reticuladas.

Que habiéndose superado el umbral del DIEZ POR CIENTO (10%) en la variación promedio de precios del contrato, queda habilitada la aplicación de la redeterminación de precios en las condiciones establecidas por el Decreto Nº 634 del 12 de agosto de 2003.

Que se ha procedido por parte de los organismos técnicos competentes, a la redeterminación de los precios de la parte remanente de los contratos, aplicando para ello las formulas especificadas en el mencionado Decreto Nº 634/03, con el procedimiento y los factores de ponderación de participación de Rubros e Insumos definitivos, aprobados y establecidos en los Pliegos con la mecánica de participación de los oferentes expuesta anteriormente.

Que las partes remanentes de los contratos sujetas a redeterminación, resultan de restar a los montos contractuales totales los importes ya pagados y aquellos que no corresponde su redeterminación por demoras en las entregas programadas contractualmente.
Que los precios de contrato redeterminados resultan los que se indican en el Anexo I a la presente Resolución.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEL MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Decreto N° 634 del 12 de agosto de 2003.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Apruébase la redeterminación de precios de la parte remanente de los contratos de Provisión de Conductores de Aluminio - Acero y de Estructuras Metálicas Reticuladas para la Ampliación Interconexión MERCADO ELECTRICO MAYORISTA - MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEM - MEMSP), suscriptos por INDUSTRIA METALURGICA SUDAMERICANA S.A.C. e I., PIRELLI ENERGIA CABLES Y SISTEMAS DE ARGENTINA S.A., TORRES AMERICANAS S.A. Y GUZMAN NACICH S.A.I.C. con INTEGRACION ELECTRICA SUR ARGENTINA S.A. en su carácter de Sociedad Autorizada para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la referida Ampliación.

ARTICULO 2°- Los montos totales de las partes remanentes redeterminados a Diciembre de 2004, en un todo de acuerdo con el detalle del Cuadro 1 del Anexo I a la presente Resolución son: para el Contrato de INDUSTRIA METALURGICA SUDAMERICANA S.A.C. e I.: de PESOS CUATRO MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y CUATRO CON QUINCE CENTAVOS ($ 4.658.394,15); para el contrato de PIRELLI ENERGIA CABLES Y SISTEMAS DE ARGENTINA S.A. de PESOS SIETE MILLONES NOVECIENTOS DIECIOCHO MIL DOSCIENTOS CINCO CON SESENTA Y NUEVE CENTAVOS ($ 7.918.205,69); para el contrato de GUZMAN NACICH S.A.I.C. de PESOS UN MILLON TRESCIENTOS VEINTIOCHO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y NUEVE CON VEINTICINCO CENTAVOS ($ 1.328.999,25) y para el contrato de TORRES AMERICANAS S.A. de PESOS CUATRO MILLONES CUARENTA Y CUATRO MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y NUEVE CON SETENTA Y DOS CENTAVOS ($ 4.044.849,72).

ARTICULO 3°- Los montos contractuales totales, incluyendo la redeterminación de precios de los remanentes, en un todo de acuerdo con el detalle del Cuadro 2 del Anexo I a la presente Resolución son para el Contrato de INDUSTRIA METALURGICA SUDAMERICANA S.A.C. e I.: de PESOS DIECISEIS MILLONES QUINIENTOS CUARENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y SIETE CON TREINTA Y CINCO CENTAVOS ($ 16.541.837,35); para el contrato de PIRELLI ENERGIA CABLES Y SISTEMAS DE ARGENTINA S.A. de PESOS TREINTA MILLONES QUINIENTOS NOVENTA Y UN MIL SETECIENTOS VEINTICINCO CON NOVENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 30.591.725,98); para el contrato de GUZMAN NACICH S.A.I.C. de PESOS CINCO MILLONES NOVENTA MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y CINCO CON VEINTICINCO CENTAVOS ($ 5.090.495,25) y para el contrato de TORRES AMERICANAS S.A. de PESOS DIEZ MILLONES CIENTO NOVENTA Y NUEVE MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y SIETE CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS ($ 10.199.687,67).

ARTICULO 4°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

A LA RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 665/2005

Cuadro 1): MONTOS REMANENTES REDETERMINADOS DE LOS CONTRATOS

Cuadro 2): MONTOS TOTALES DE LOS CONTRATOS REDETERMINADOS A DICIEMBRE 2004

***Nota CAMMESA**: Los cuadros del ANEXO I no han sido transcriptos, por ser incompatibles con el formato de la presente trascripción. Para su conocimiento, por favor remitirse al original de la Resolución en Boletín Oficial 30642 – del Jueves 28/04/2005.*

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 740/05

Publicación Boletín Oficial N° 30650 del 10/05/2005

Citas Legales: Ley 24.076; Dec. 180/2004. (Nota: modificada por Resolución SE 939/2005).

> Requisitos establecidos por Mercado Electrónico de Gas S.A. para las personas jurídicas que soliciten adquirir y emplear licencias para Agentes Libres.

BUENOS AIRES, 5 DE MAYO DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0294043/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y la Resolución Nº 1.146 de fecha 9 de noviembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 se creó el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., asignándole la función esencial de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y la de coordinar, en forma centralizada y exclusiva, todas las transacciones vinculadas a los mercados de plazo diario o inmediato (mercados “Spot”) de gas natural y las de los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Que conforme las disposiciones del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tiene a su cargo emitir las normas de tipo regulatorio para asegurar el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., las que deberán garantizar la transparencia tanto del despacho de gas como de los mercados de compra y venta de gas, transporte y distribución, así como la conformación de precios eficientes logrados por la interacción de la oferta y la demanda de gas.

Que sustenta el dictado de la presente medida, las opiniones vertidas en las reuniones que representantes de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA sostuvieron con representantes de la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES, cuya participación en estas actividades se origina en el Acuerdo suscripto entre esa entidad civil y la SECRETARIA DE ENERGIA, el cual obra como Anexo I de la Resolución Nº 1.146 de fecha 9 de noviembre 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que en las reuniones de trabajo indicadas en el Considerando anterior, tuvieron por objeto precisar los conceptos y encontrar soluciones inherentes a las limitaciones que debían establecerse sobre las licencias para operar en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., y en particular, en el Mercado de Contado, que es aquél donde se realizarán las transacciones que el decreto citado en el VISTO, define como transacciones a realizar en el mercado “spot” de gas natural y su transporte, y como transacciones a realizar en los mercados secundarios, en cuya naturaleza participarán el gas natural y/o los servicios para transportarlo y/o distribuirlo.

Que por resolución del Directorio del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., se establecieron los requisitos para el otorgamiento y mantenimiento de licencias para operar como agentes en el Mercado de Contado, y la consecuente inscripción en el Registro de Agentes del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., todo lo cual fue instrumentado a través de la Circular de MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. Nº 01/2005, que fuera publicada en el Boletín de la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES el 4 de marzo de 2005.

Que una de las categorías de licencias para operar como agente del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. en el Mercado Contado, para la cual se establecieron los mencionados requisitos, se denomina “Licencia para Agentes de Cartera Propia (ACP)”.

Que dicha licencia sólo habilita para operar por propia cuenta a productores de gas, para la venta de productos de contado comercializados en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A.; y a usuarios de gas, para la compra de productos de contado comercializados en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., o para la venta de remanentes de esas adquisiciones.

Que corresponde incluir entre los posibles licenciatarios bajo la condición de Agente de Cartera Propia, a las prestatarias de los servicios de distribución para la compra de gas natural con la exclusiva finalidad de completar los volúmenes necesarios para suministrar a la parte de su mercado que la tiene como exclusiva proveedora del fluido.

Que la otra categoría de licencia para la cual se establecieron requisitos para operar también en el Mercado Contado se denomina “Licencia para Agentes Libres (AL)” y habilita para comprar o vender productos de

contado comercializados en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. por cuenta propia o de terceros.

Que resulta entonces menester establecer qué tipo de restricciones y condiciones deben aplicarse para la obtención de cada uno de esos DOS (2) tipos de licencias por parte de determinados participantes de los mercados de gas natural y su transporte; con el objeto de asegurar que los agentes libres sean personas jurídicas independientes de aquellos.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades emergentes de los Artículos 8º y 11 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sólo podrán adquirir y emplear Licencias para Agentes Libres (AL), aquellas personas jurídicas que cumplan con los requisitos establecidos por MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. (MEGSA) y que:

1. no sean personas jurídicas o grupo de ellas calificadas por la Ley Nº 24.076 y su reglamentación y por las Reglas Básicas de las Licencias de Transporte y Distribución de gas por redes como:

1. a. Productor;

1. b. Transportista;

1. c. Distribuidor

1. d. Subdistribuidor;

1. e. Usuario Directo;

2. no sean personas jurídicas controladas por, o sujetas a control común con, las indicadas en 1.a, 1.b, y 1.e anteriores, ya sea directa o indirectamente; empleando, a estos efectos, las definiciones de control de sociedades, emergentes de la Ley Nº 19.550, sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias.

La excepción dispuesta para la restricción aquí mencionada (sociedades controladas por prestatarias del servicio de distribución de gas por redes), responde exclusivamente al caso de las sociedades dedicadas a la comercialización de gas natural, constituidas y habilitadas acorde a las disposiciones del Artículo 14 de la Ley Nº 24.076 y a las reglamentaciones emergentes del mismo, cuyo objeto social y situación de gobierno y control responda enteramente a las prescripciones del Artículo 28 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de Febrero de 2004.

A los efectos de establecer si existen circunstancias limitantes para la adquisición de una Licencia para Agentes Libres (AL), se entenderá que, cuando en la propiedad de la persona jurídica evaluada participe una o varias de las personas jurídicas incluidas en las definiciones consignadas en el Punto 1 del artículo 1º de la presente resolución, se considerará a la suma de las participaciones de éstas últimas en la persona jurídica evaluada, como una única participación en la misma.

Artículo 2º — Con excepción de las Licenciatarias de Transporte de gas por redes y la de personas jurídicas vinculadas a ellas, cualquier persona jurídica que cumpla con los requisitos establecidos por el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. (MEGSA) podrá adquirir una licencia para Agente de Cartera Propia (ACP)

Artículo 3º — El MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. (MEGSA) podrá extender las habilitaciones propias a las Licencias para Agentes de Cartera Propia para permitir, a las Licenciatarias de Distribución de gas por redes, adquirirlas y utilizarlas con la exclusiva finalidad de completar los volúmenes necesarios para suministrar a la parte de su mercado que la tiene como exclusiva proveedora del fluido. Los remanentes de esas u otras adquisiciones, deberán ser comercializados en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A., y sólo a través de Agentes Libres.

Artículo 4º — Una misma persona jurídica no podrá adquirir ni detentar bajo ninguna condición más de una Licencia, sea para Agentes Libres (AL) o para Agente de Cartera Propia (ACP), para operar en el Mercado de Contado del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A..

Artículo 5º — La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, establecerá, en consulta con MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A. (MEGSA), la extensión de la limitación inscripta en el artículo anterior, impidiendo la adquisición de Licencias a personas jurídicas directa o indirectamente controladas, controlantes o sujetas a control común con una que detente una Licencia para operar en el Mercado de Contado en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) S.A..

Artículo 6º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 745/05

Publicación Boletín Oficial N° 30650 del 10/05/2005

Citas Legales: Res. SE 415/04; Res. SE 552/04; Res. SE 801/04; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Ley 15.336.

(Nota: reglamentada parcialmente por Resolución ENRE 355/2005. Modelo de Datos con el que las Distribuidoras deberán presentar la información relativa al Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica, aprobado por Resolución ENRE 479/2005. Aplicación a los Grandes Usuarios situados en el área de concesión de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución que ingresen al MEM a partir del 1º de agosto de 2005, para las áreas concesionadas a Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A., aprobado por Resolución SE 931/2005. Ampliada y modificada por Resolución SE 1063/05. Valor unitario de los cargos adicionales que se aplicarán a los Grandes Usuarios que no hayan alcanzado el objetivo de ahorro, aprobado por Resolución ENRE 602/2005).

Sustituyese el Anexo I de la Resolución Nro. 552/2004, que estableció el citado programa.

BUENOS AIRES, 9 DE MAYO DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL,

INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 del 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables y además, encomendó a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA la implementación de las medidas inmediatas necesarias para alcanzar las metas de ahorro que fuese menester.

Que a tal fin esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 552 del 28 de mayo de 2004, por la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), el que tiene por objeto esencial operar sobre la demanda de energía incentivando el ahorro para generar excedentes, que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que incrementan sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica.

Que, como se señalara en diversas Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA, tanto la escasez de oferta de gas natural para Centrales Térmicas, como el sostenido crecimiento de la actividad económica de los años 2003, 2004 y el previsto para los años 2005 y 2006 sumado a los bajos aportes hidroeléctricos que se registran actualmente están afectando el normal suministro de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), por lo que resulta necesario disponer de instrumentos regulatorios que deben adoptarse de inmediato y sean capaces de revertir la situación en la que se encuentra el sector para minimizar potenciales riesgos de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Que, por las razones expuestas, se considera necesario requerir a todos los usuarios la adopción de conductas racionales y conservativas en el uso de la energía eléctrica, que contribuyan al objetivo señalado en el segundo considerando.

Que del análisis de los resultados que la aplicación del Programa mencionado produjo sobre los consumos de los usuarios “Residenciales” y “Generales”, se observó una variabilidad en la demanda que no puede ser atribuida en su totalidad al ahorro de energía, el que además presenta una progresiva y sostenida disminución en el tiempo, por lo que se meritúa conveniente corregir los parámetros y pautas utilizados para el cálculo de los cargos y bonificaciones como así también revisar el mecanismo de pago de las bonificaciones establecido por la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 552 del 28 de mayo de 2004.

Que, al incorporar al referido Programa, a todos los usuarios demandantes de energía eléctrica, excepto el Alumbrado Público, en el caso de las categorías tarifarias correspondientes a Medianas Demandas y Grandes Demandas (T2 y T3) resulta necesario, a fin de preservar la equidad, calcular los ahorros y consumos en exceso respecto a igual período del año 2004, sin lugar a dudas el año de máxima demanda de estos segmentos y, manteniendo la continuidad del Programa para las Pequeñas Demandas, estas últimas se calcularán respecto a igual período del año 2003.

Que a fin de no generar costos adicionales, los cargos y bonificaciones aplicables a las Demandas deben compensarse entre sí, por lo que tales cargos no pueden destinarse al Fondo de Estabilización y, en consecuencia, se modifica la finalidad de los mismos a que alude el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 801 del 30 de julio de 2004.

Que a fin de garantizar la autosustentabilidad del Programa, es necesario crear un sistema que aliente el uso racional de la energía, por lo que todo lo que se recaude en concepto de cargos por consumo en exceso se distribuya entre todos los usuarios de igual categoría que adopten el hábito cultural del ahorro, tratando que en el transcurrir del tiempo mejore el comportamiento general de todos los argentinos tendiendo a una cultura de conservación de la energía totalmente al margen de las situaciones coyunturales.

Que por lo expuesto, resulta necesario establecer límites al porcentual de bonificaciones a percibir por los usuarios que ahorren energía, como así también fijar un monto máximo para dichas bonificaciones.

Que para implementar los ajustes mencionados precedentemente es necesario establecer un período de transición entre el Programa actualmente vigente y la aplicación de los nuevos lineamientos.

Que la implementación de dicho período de transición exige aplicar lo establecido en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 552 del 28 de mayo de 2004, a las facturas que se encuentren con un período de medición iniciado y correspondan a usuarios de las categorías Residenciales y Generales y, para los usuarios de las demás categorías, como aquellos cuyo período de facturación se inicie a partir de la publicación de la presente resolución, se apliquen los nuevos lineamientos vertidos en el Anexo I del presente acto.

Que las medidas que se adopten deben también contemplar la promoción del consumo racional a través de la concientización de los usuarios, el desarrollo de campañas de difusión y la formulación de incentivos adicionales que alienten su aplicación.

Que a fin de promover y alentar el cumplimiento del propósito del GOBIERNO NACIONAL de propender al uso racional de la energía eléctrica en todo el Territorio Nacional, y teniendo en cuenta que el criterio del sacrificio compartido por todas las jurisdicciones en procura del beneficio general permitirá generar en todo el país ahorros de energía, es necesario que tanto la Jurisdicción Nacional como las Jurisdicciones Provinciales adopten para la prestación del servicio público de Distribución de Energía Eléctrica los objetivos propuestos, las pautas y las metodologías contenidas en el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) que se establecen en el Anexo II del presente acto, con las adecuaciones que resulten necesarias en cada caso, sin alterar el espíritu del Programa.

Que en vista del proceso de Renegociación de los Contratos de Concesión de Servicios Públicos, para el dictado de la Resolución Nº 552 del 28 de mayo de 2004 se requirió a la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) que emita su opinión y el dictamen correspondiente respecto de la implementación del Programa sobre el proceso de Renegociación de los Contratos, el que fue favorable, no siendo necesario la reiteración en este caso pues se están precisando conceptos que ya fueron dictaminados.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, y los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese, a partir de la fecha de publicación del presente acto en el Boletín Oficial, el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 552 del 28 de mayo de 2004 por el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución, el que establece el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), que será de aplicación en las áreas concesionadas a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), todas bajo Jurisdicción Nacional.

Artículo 2º — Aclárase que, una vez en vigencia el Anexo I según lo establecido en el artículo precedente, no es de aplicación el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 801 del 30 de julio de 2004 en tanto los cargos adicionales mencionados serán destinados al pago de las bonificaciones de los usuarios que presenten ahorros según se establece en el Anexo I del presente acto.

Artículo 3º — En relación con los requerimientos de ahorro de energía establecidos en el Anexo I de la presente, los mismos entrarán en vigencia para todas las facturas emitidas por las empresas EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) a todas las categorías tarifarias allí descriptas, que comprendan como período de consumo a los que se hayan iniciado a partir de la fecha de publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial y posteriores, y hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGIA lo dé por finalizado.

Artículo 4º — Aclárase que, para todos los consumos correspondientes a usuarios de las categorías T1 Residencial y General emitidas por las empresas EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), todas bajo Jurisdicción Nacional, que a la fecha de publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial tengan iniciado el período de facturación, les será de aplicación sólo para dicho período lo establecido en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 552 del 28 de mayo de 2004. Esta aplicación incluye los mecanismos recaudatorios que garanticen el pago de los ahorros devengados a la fecha de vigencia de la presente norma, como así también el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Resolución arriba citada.

Artículo 5º — Todos los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, informarán mensualmente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y dentro de los CINCO (5) días corridos subsiguientes a la finalización de cada mes calendario, los datos técnicos y económicos requeridos que permitan evaluar el programa implementado y para la jurisdicción nacional, los requeridos en el Anexo I del presente acto.

Artículo 6º — El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dispondrá las medidas necesarias para instrumentar el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), reglamentado por el presente acto en el ámbito de concesión de las empresas referidas en el artículo precedente.

Artículo 7º —Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 8º — La presente resolución entrará en vigencia al momento de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 9º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 10. — Invítase a las jurisdicciones provinciales a adherir a los objetivos, pautas y metodologías del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (PUREE) establecido en el Anexo II de la presente resolución, con las adecuaciones que resulten necesarias en cada caso.

Artículo. 11. — Notifíquese a todos los GOBIERNOS PROVINCIALES, al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) y a los Entes Provinciales Reguladores de Energía Eléctrica existentes.

Artículo 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA APLICACION EN EL AREA BAJO CONCESION NACIONAL

ARTICULO 1º.- El PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) será de aplicación en el área concesionada a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) bajo jurisdicción nacional, y forma parte del paquete de medidas dispuestas por el GOBIERNO NACIONAL a fin de mejorar las

condiciones de abastecimiento interno de energía eléctrica así como promover y alentar su uso racional en todo el Territorio Nacional.

ARTICULO 2º.- Serán destinatarios de la aplicación de este Programa, la totalidad de los usuarios, con excepción de los suministros destinados al servicio de Alumbrado Público, de las Distribuidoras EDELAP S.A., EDENOR S.A. y EDESUR.

a) Los usuarios comprendidos en la Categoría Tarifaria T1 del Cuadro Tarifario (Pequeñas Demandas de hasta DIEZ KILOVATIOS (10 kW)) alcanzados serán los existentes al 30 de abril de 2004 y los que se incorporen a esta Categoría en el curso del desarrollo del presente Programa. En el caso de los existentes al 30 de abril de 2004, el Programa tiene por objetivo que los usuarios lleven adelante prácticas de reducción del consumo de energía eléctrica respecto de los consumos registrados durante el año 2003. Respecto de los usuarios que se incorporen con posterioridad al 30 de abril de 2004, serán incluidos en el Programa una vez transcurrido un año calendario de su incorporación a la categoría. En tal caso, se tomarán como consumos de referencia los registrados en cada uno de los períodos de medición del primer año.

b) Respecto a los usuarios de las Categorías Tarifarias T2 y T3 del Cuadro Tarifario (Medianas y Grandes Demandas de más de DIEZ KILOVATIOS – (10 kW)), serán destinatarios de la aplicación del presente los existentes al 30 de abril de 2005 y los que se incorporen a esta Categoría en el curso del desarrollo del presente Programa. En el caso de los existentes al 30 de abril de 2005, el Programa tiene por objetivo que los usuarios lleven adelante prácticas de reducción del consumo de energía eléctrica respecto de los consumos registrados durante el año 2004. Respecto de los usuarios que se incorporen con posterioridad al 30 de abril de 2005, serán incluidos en el Programa una vez transcurrido un año calendario de su incorporación a la categoría. En tal caso, se tomarán como consumos de referencia los registrados en cada uno de los períodos de medición del primer año.

ARTICULO 3º.- Para los usuarios incluidos en el apartado a) del artículo 2º del presente anexo, el Programa se aplicará sobre las facturas emitidas que comprendan como período de consumo a los que se hayan iniciado a partir de la fecha de publicación del presente acto en el Boletín Oficial y la liquidación de bonificaciones y de cargos adicionales se realizará a partir de la correspondiente primera facturación inmediata posterior a dicha fecha de publicación, y hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGIA lo dé por finalizado.

Para los usuarios incluidos en el apartado b) del artículo 2º del presente anexo, el Programa se aplicará sobre las facturas emitidas que comprendan como período de consumo a los que se hayan iniciado a partir de la fecha de publicación del presente acto en el Boletín Oficial y la liquidación de bonificaciones y de cargos adicionales se realizará a partir de los SESENTA (60) días corridos inmediatos posteriores a dicha fecha de publicación, y hasta tanto la SECRETARIA DE ENERGIA lo dé por finalizado.

ARTICULO 4º.- A fin de consolidar en la Comunidad conductas individuales y sociales tendientes al empleo racional y conservativo de la energía eléctrica, el Programa aplicará un sistema de incentivos a la reducción del consumo de energía eléctrica a través de un mecanismo de bonificaciones y recargos según surja de la conducta individual que, durante su vigencia, pongan de manifiesto los consumidores que integran las distintas Categorías de usuarios, con excepción de los suministros destinados al servicio de Alumbrado Público.

ARTICULO 5º.- Los usuarios Residenciales que en cada período de medición reduzcan su consumo de energía eléctrica respecto del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003 al menos en un DIEZ POR CIENTO (10%) y hasta un máximo del TREINTA POR CIENTO (30%), es decir cuando el Consumo bimestral del usuario “U” en el período de medición “p” del año en curso sea menor o igual al NOVENTA POR CIENTO (90%) y mayor o igual al SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado por el usuario “U” en el período “p” del año 2003, se harán acreedores a la percepción de una bonificación equivalente a la cantidad de energía ahorrada medida en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicada por un indicador Kp ($/kWh) cuyo valor unitario en cada período resulte de dividir, la suma total recaudada en concepto de cargos adicionales Sp ($) de esa categoría tarifaria en ese período por la suma total de la energía ahorrada A Ap (kWh) de la misma categoría tarifaria en el período “p”. En el caso en que dicho indicador adopte un valor inferior a UN (1) CENTAVO de PESO por KILOVATIO HORA ($ 0,01/kWh), las sumas recaudadas deberán adicionarse a los montos recaudados en el período siguiente para la misma categoría tarifaria. La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura. Tal bonificación le será acreditada al usuario “U” por parte de la Distribuidora en oportunidad de la facturación del período siguiente.

Para Residenciales:

Si:

$$\mathbf{70\%} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003} \leq \mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} \leq \mathbf{90\%} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003}$$

$$\mathbf{Bonificación}(\$) = (\mathbf{Consumo}_{U,p,2003} - \mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso})[\mathbf{kWh}] * \mathbf{K}_p\,[\$/\mathbf{kWh}]$$

Donde:

$$\mathbf{K}_p = \mathbf{S}_p / \mathbf{A}_p\,[\$/\mathbf{kWh}]$$

$$\mathbf{Bonificación}(\$) \leq \$\mathbf{2.000}. -$$

Aquellos usuarios Residenciales cuyo consumo en cada período de medición sea menor que el SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado en el período “p” del año 2003, sólo serán acreedores a una bonificación máxima correspondiente a un Consumo del SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado en el período homólogo del año 2003. La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} < \mathbf{70\%} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003}$$

$$\mathbf{MAX}(\mathbf{Bonificación}_{U,p,añoencurso})(\$) = \mathbf{Bonificación}_{\mathbf{Consumo-70\%*Consumo}_{U,p,2003}}(\$)$$

$$\mathbf{Bonificación}(\$) \leq \$\mathbf{2.000}. -$$

ARTICULO 6º.- Los usuarios Generales que en cada período de medición reduzcan su consumo de energía eléctrica respecto del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003 al menos en un DIEZ POR CIENTO (10%) y hasta un máximo del TREINTA POR CIENTO (30%), es decir cuando el Consumo bimestral del usuario “U” en el período de medición “p” del año en curso sea menor o igual al NOVENTA POR CIENTO (90%) y mayor o igual al SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado por el usuario “U” en el período “p” del año 2003, se harán acreedores a la percepción de una bonificación equivalente a la cantidad de energía ahorrada medida en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicada por un indicador Kp ($/kWh) cuyo valor unitario en cada período resulte de dividir, la suma total recaudada en concepto de cargos adicionales Sp ($) de la subcategoría tarifaria (G1, G2 o G3) en ese período por la suma total de la energía ahorrada Ap (kWh) de la misma subcategoría tarifaria (G1, G2 o G3) en el período “p”. En el caso en que dicho indicador adopte un valor inferior a UN (1) CENTAVO de PESO por KILOVATIO HORA ($ 0,01/kWh), las sumas recaudadas deberán adicionarse a los montos recaudados en el período siguiente para la misma subcategoría tarifaria (G1, G2 o G3). La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura. Tal bonificación le será acreditada al usuario “U” por parte de la Distribuidora en oportunidad de la facturación del período siguiente.

Para Generales:

Si:

$$\mathbf{70\%} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003} \leq \mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} \leq \mathbf{90\%} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003}$$

$$\mathbf{Bonificación}(\$) = (\mathbf{Consumo}_{U,p,2003} - \mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso})[\mathbf{kWh}] * \mathbf{K}_p\,[\$/\mathbf{kWh}]$$

Donde:

$$\mathbf{K}_p = \mathbf{S}_p / \mathbf{A}_p\,[\$/\mathbf{kWh}]$$

$$\mathbf{Bonificación}(\$) \leq \$\mathbf{2.000}. -$$

Aquellos usuarios Generales cuyo consumo en cada período de medición sea menor que el SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado en el período “p” del año 2003 ó 2004 según corresponda, sólo serán acreedores a una bonificación máxima correspondiente a un Consumo del SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado en el período homólogo del año 2003. La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} < \mathbf{70\%} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003}$$

$$\mathbf{MAX(Bonificación}_{\mathbf{U,p,añoencurso}}\mathbf{)(\$) = Bonificación}_{\mathbf{Consumo-70\%*Consumo}_{\mathbf{U,p,2003}}}\mathbf{(\$)}$$

$$\mathbf{Bonificación(\$) \leq \$2.000.-}$$

ARTICULO 7º.- Los usuarios T2 y T3 que en cada período de medición reduzcan su consumo de energía eléctrica respecto del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2004 al menos en un DIEZ POR CIENTO (10%) y hasta un máximo del TREINTA POR CIENTO (30%), es decir cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "p" del año en curso sea menor o igual al NOVENTA POR CIENTO (90%) y mayor o igual al SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado por el usuario "U" en el período "p" del año 2004, se harán acreedores a la percepción de una bonificación equivalente a la cantidad de energía ahorrada medida en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicada por un indicador Kp ($/kWh) cuyo valor unitario en cada período resulte de dividir, la suma total recaudada en concepto de cargos adicionales Sp ($) de cada categoría tarifaria (T2 o T3) en ese período por la suma total de la energía ahorrada Ap (kWh) de la respectiva categoría tarifaria (T2 o T3) en el período "p". En el caso en que dicho indicador adopte un valor inferior a UN (1) CENTAVO de PESO por KILOVATIO HORA ($ 0,01/kWh), las sumas recaudadas deberán adicionarse a los montos recaudados en el período siguiente para la respectiva categoría tarifaria (T2 o T3). La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura. Tal bonificación le será acreditada al usuario "U" por parte de la Distribuidora en oportunidad de la facturación del período siguiente.

Para T2 y T3:

Si:

$$\mathbf{70\% * Consumo}_{\mathbf{U,p,2004}} \leq \mathbf{Consumo}_{\mathbf{U,p,añoencurso}} \leq \mathbf{90\% * Consumo}_{\mathbf{U,p,2004}}$$

$$\mathbf{Bonificación(\$) = (Consumo}_{\mathbf{U,p,2004}} - \mathbf{Consumo}_{\mathbf{U,p,añoencurso}}\mathbf{)[kWh] * K_p[\$/kWh]}$$

Donde:

$$\mathbf{K_p = S_p / A_p[\$/kWh]}$$

$$\mathbf{Bonificación(\$) \leq \$2.000.-}$$

ARTICULO 8º.- Los usuarios Residenciales que por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003 fueron categorizados como usuarios T1 R2 con consumos bimestrales mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh), y que en cada período de medición del año en curso consuman por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003, es decir cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "p" del año en curso sea mayor que el NOVENTA POR CIENTO (90%) del Consumo registrado por el usuario "U" en el período "p" del año 2003, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003, medido en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicado por el valor del cargo adicional para cada KILOVATIO HORA (kWh), valorizado como el cargo variable de la energía correspondiente a la subcategoría tarifaria T1 R2 multiplicado por DOS (2). Dicho cargo adicional le será debitado al usuario "U" por parte de la Distribuidora en esa facturación.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{\mathbf{U,p,añoencurso}} > \mathbf{90\% * Consumo}_{\mathbf{U,p,2003}}$$

$$\mathbf{Cargo adicional(\$) = (Consumo}_{\mathbf{U,p,añoencurso}} - \mathbf{0,90 * Consumo}_{\mathbf{U,p,2003}}\mathbf{)[kWh] * (CV_{T1R2} * 2)[\$/kWh]}$$

A efectos de aplicar el cargo adicional a los usuarios Residenciales cuyo nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003 haya sido menor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh) bimestrales, y que en el período de medición homólogo del año en curso presenten un consumo mayor a esa cantidad de energía, les será de aplicación como Consumo Objetivo la cantidad de TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh) bimestrales reducida en el porcentaje de ahorro establecido del DIEZ POR CIENTO (10%), es decir cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "p" del año en curso sea mayor que TRESCIENTOS

KILOVATIOS HORA (300 kWh) bimestrales, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del Consumo Objetivo, medido en KILOVATIO HORA (kWh),

multiplicado por el valor del cargo adicional para cada KILOVATIO HORA (kWh), valorizado como el cargo variable de la energía correspondiente a la subcategoría tarifaria T1 R2 multiplicado por DOS (2). Dicho cargo adicional le será debitado al usuario "U" por parte de la Distribuidora en esa facturación.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{U,p,2003} \leq \mathbf{300kWh}$$

y si:

$$\mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} > \mathbf{300kWh}$$

$$\mathbf{Cargo adicional}(\$) = \left(\mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} - \mathbf{0{,}90} * \mathbf{300}\right)[\mathbf{kWh}] * \left(\mathbf{CV}_{\mathbf{T1R2}} * \mathbf{2}\right)[\$/\mathbf{kWh}]$$

ARTICULO 9º.- Los usuarios que por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año 2003 ó 2004 según corresponda, y por el tipo de actividad que desarrollan, fueron categorizados en alguna de las siguientes subcategorías:

T1-G1,

T1-G2,

T1-G3,

T2 y

T3

y que en cada período de medición del año en curso consuman por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003 ó 2004 según corresponda, es decir cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "p" del año en curso sea mayor que el NOVENTA POR CIENTO (90%) del Consumo registrado por el usuario "U" en el período "p" del año 2003 ó 2004 según corresponda, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año 2003 ó 2004 según corresponda, medido en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicado por el valor del cargo adicional para cada KILOVATIO HORA (kWh), valorizado como el cargo variable de la energía correspondiente a su subcategoría tarifaria. Dicho cargo adicional le será debitado al usuario "U" por parte de la Distribuidora en esa facturación.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} > \mathbf{90\%} * \mathbf{Consumo}_{\mathbf{U,p,2003,2004}}$$

$$\mathbf{Cargo adicional}(\$) = \left(\mathbf{Consumo}_{U,p,añoencurso} - \mathbf{0{,}90} * \mathbf{Consumo}_{U,p,2003,2004}\right)[\mathbf{kWh}] * \left(\mathbf{CV}_{\mathbf{Categoría}}\right)[\$/\mathbf{kWh}]$$

ARTICULO 10.- Dentro de los CINCO (5) días hábiles subsiguientes a la finalización de cada mes, la EDENOR S.A., la EDESUR S.A. y la EDELAP S.A., deberán informar mensualmente ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en carácter de declaración jurada, la siguiente información mínima:

a) La demanda total de energía eléctrica facturada a los usuarios Residenciales de energía eléctrica diferenciada por nivel de consumo por punto de suministro, en menores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh) por bimestre y superior a esa cantidad (T1 R1 y T1 R2).

b) La demanda total de energía eléctrica facturada a los usuarios Generales, Medianas y Grandes Demandas de energía eléctrica (T1-G1, T1-G2, T1-G3, T2 y T3), diferenciada por nivel de consumo por punto de suministro.

c) El detalle de las cantidades de la energía eléctrica ahorrada por los usuarios, discriminada a nivel individual con la identificación de los titulares de los suministros y valorizada en cada caso aplicando el valor tal cual se determina en los artículos 5º, 6º y 7º del presente anexo.

d) El detalle de las cantidades de energía eléctrica consumida en exceso por los usuarios descriptos en los artículos 8º y 9º por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en dicho período del año 2003 ó 2004 según corresponda, discriminada a nivel individual con la identificación

de los titulares de los suministros y valorizadas en cada caso aplicando el valor del cargo adicional, calculado según lo indicado en los artículos 8º y 9º del presente anexo.

e) El detalle de los importes recaudados —durante el mes declarado— en concepto de cargos adicionales por consumo en exceso de los usuarios que no hayan cumplido con las metas de ahorro establecidas en el Programa, discriminados por usuario y con el detalle de las cantidades de energía consumidas en exceso.

f) La determinación de la cantidad total de energía ahorrada An (kWh) por los usuarios en las facturas emitidas durante el mes n, según surge del apartado (c) y el monto total Pn ($) a reconocer por premios correspondientes al mes n, calculado multiplicando la energía total ahorrada An (kWh) —determinada en el punto anterior— por el valor del indicador Kp ($/kWh) del mes en cuestión, calculado según se indica en los artículos 5º, 6º y 7º del presente anexo.

g) El estado y origen y aplicación de los movimientos de fondos de las cuentas bancarias establecidas en el artículo 12º del presente.

h) Toda otra información que las Distribuidoras consideren necesaria para evaluar adecuadamente el cumplimiento del Programa y la que oportunamente les sea requerida por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 11.- Las bonificaciones a reconocer a los usuarios Residenciales, Generales, T2 y T3 incluidos en el Programa por la energía eléctrica ahorrada, discriminadas a nivel individual —conforme fueran presentados ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) tal como indica el artículo 10— y valorizadas según lo indicado en los artículos 5º, 6º y 7º del presente anexo, serán reintegradas a los usuarios que produjeron los ahorros en oportunidad de la facturación del período de consumo siguiente al que les dio origen como créditos en su factura del servicio de distribución de energía eléctrica, con la salvedad de lo indicado en el segundo párrafo del artículo 3º del presente anexo. La discriminación de la factura deberá permitir al usuario identificar el monto y el origen del crédito haciendo referencia específica al presente Programa.

ARTICULO 12.- En caso que de la compensación entre los cargos por consumo en exceso y el pago de bonificaciones por ahorro surja algún remanente de fondos, el mismo se destinará a cancelar eventuales saldos de ahorros de energía producidos por ajustes ex post resultantes de la aplicación de la metodología establecida por los Artículos 5º y 6º del Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 552 del 28 de mayo de 2004 y el excedente deberá ser depositado por las Distribuidoras en cuentas bancarias especialmente abiertas a tal efecto, las que serán auditadas periódicamente por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE). Oportunamente, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará el destino de esos fondos.

ARTICULO 13.- A fin de mantener el debido seguimiento sobre la evolución de la situación en las empresas donde se aplica el Programa, dentro de los DIEZ (10) días hábiles subsiguientes a la finalización de cada mes calendario, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) remitirá a la SECRETARIA DE ENERGIA, un informe técnico detallado, en copia impresa y en archivo informático (textos en “Word” y planillas de cálculo en “Excel”), sobre los resultados registrados e informados por cada empresa conforme los formatos establecidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 14.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dispondrá todas las medidas complementarias que sea menester adoptar para contribuir a la mejor aplicación de este Programa, modulando el tratamiento y plazos de presentación de la información requerida; aceptando la acreditación de la misma en carácter de declaración jurada; realizando de forma periódica, por sí o por terceros, las auditorías necesarias para verificar la exactitud, integridad y consistencia de los datos contenidos en las declaraciones juradas y la correspondencia entre lo previsto y lo ejecutado; decidiendo los procedimientos a seguir en la resolución de situaciones de carácter excepcional y toda otra medida que considere pertinente.

PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

OBJETIVO, PAUTAS Y METODOLOGIA

OBJETIVO.

ARTICULO 1º.- El PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) tiene por objeto esencial operar sobre la demanda de energía incentivando el ahorro para generar excedentes, que

puedan ser utilizados, particularmente en momentos de escasez de oferta de gas natural para Centrales Térmicas y bajos aportes hidráulicos para las Centrales Hidroeléctricas, para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que incrementan sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica.

Por ello resulta necesario disponer de instrumentos regulatorios que deben adoptarse de inmediato y sean capaces de revertir la situación en la que se encuentra el sector para minimizar potenciales riesgos de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

A tal fin, se debe requerir a todos los usuarios la adopción de conductas racionales y conservativas en el uso de la energía eléctrica, que contribuyan al objetivo señalado, exceptuando al consumo destinado al Alumbrado Público.

PAUTAS.

ARTICULO 2º.- Todos los usuarios demandantes de energía eléctrica, excepto el Alumbrado Público, deberán registrar ahorros respecto al año base.

Para los usuarios Residenciales y todas las demandas de potencia inferiores a DIEZ KILOVATIOS (10 kW), el año base debe ser el año 2003 y a fin de preservar la equidad, para el resto de los usuarios con demandas de potencia iguales o superiores a DIEZ KILOVATIOS (10 kW) debe ser el año 2004, sin lugar a dudas el año de máxima demanda de estos segmentos.

Aquellos usuarios que ahorren respecto a igual período del año base por encima del ahorro objetivo, se harán acreedores de una bonificación por cada KILOVATIO HORA (kWh) ahorrado, mientras que aquellos usuarios que registren consumos en exceso por sobre los límites fijados como ahorro objetivo, pagarán cargos adicionales por cada KILOVATIO HORA (kWh) consumido en exceso.

Se debe garantizar la autosustentabilidad del programa, por lo que todo lo que se recaude en concepto de cargos por consumo en exceso se debe distribuir entre todos los usuarios de igual categoría y/o subcategoría que adopten el hábito cultural del ahorro.

Se establece el ahorro objetivo en el NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo del año base correspondiente.

Los consumos menores al SETENTA POR CIENTO (70%) del consumo del año base, sólo serán bonificados hasta ese porcentaje, con un monto máximo a reconocer para dichas bonificaciones, de PESOS DOS MIL ($ 2.000) por factura.

Al primer tramo del segmento tarifario de los usuarios Residenciales (los de menores consumos), no se les aplicarán cargos adicionales.

Al resto de los tramos tarifarios de los usuarios Residenciales, se les cobrará un cargo adicional por los KILOVATIOS HORA (kWh) que excedan el NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo del año base, valorizados al doble del importe del Cargo Variable correspondiente al tramo.

A las restantes categorías de usuarios, No Residenciales, se les cobrará un cargo adicional por los KILOVATIOS HORA (kWh) que excedan el NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo del año base, valorizados al importe del Cargo Variable correspondiente a cada categoría y/o subcategoría.

METODOLOGIA.

ARTICULO 3º.- Deben ser destinatarios de la aplicación del Programa, la totalidad de los usuarios, con excepción de los suministros destinados al servicio de Alumbrado Público.

Los usuarios comprendidos en las distintas categorías y/o subcategorías tarifarías alcanzadas deben ser los existentes a la fecha de inicio de aplicación del Programa, como máximo el 1º de mayo de 2005 y aquellos que se incorporen a cada Categoría en el curso del desarrollo del presente Programa. Respecto de los usuarios que se incorporen con posterioridad a la fecha de inicio, deben ser incluidos en el Programa una vez transcurrido un año calendario de su incorporación a la categoría. En tal caso, se debe tomar como consumos de referencia los registrados en cada uno de los períodos de medición del primer año.

ARTICULO 4º.- Los usuarios que en cada período de medición reduzcan su consumo de energía eléctrica respecto del consumo registrado en el período de medición homólogo del año base al menos en un DIEZ POR CIENTO (10%) y hasta un máximo del TREINTA POR CIENTO (30%), es decir cuando el Consumo bimestral del usuario “U” en el período de medición “p” del año en curso sea menor o igual al NOVENTA POR CIENTO (90%) y mayor o igual al SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado por el

usuario "U" en el período "p" del año base, se harán acreedores a la percepción de una bonificación equivalente a la cantidad de energía ahorrada medida en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicada por un indicador Kp ($/kWh) cuyo valor unitario en cada período resulte de dividir, la suma total recaudada en concepto de cargos adicionales Sp ($) de esa categoría tarifaria en ese período por la suma total de la energía ahorrada Ap (kWh) de la misma categoría tarifaria en el período "p". En el caso en que dicho indicador adopte un valor inferior a UN (1) CENTAVO de PESO por KILOVATIO HORA ($ 0,01/kWh), las sumas recaudadas deberán adicionarse a los montos recaudados en el período siguiente para la misma categoría tarifaria. La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura. Tal bonificación le será acreditada al usuario "U" por parte de la Distribuidora en oportunidad de la facturación del período siguiente.

Si:

$$\mathbf{70\% * Consumo_{U,p,añobase} \leq Consumo_{U,p,añoencurso} \leq 90\% * Consumo_{U,p,base}}$$

$$\mathbf{Bonificación(\$) = (Consumo_{U,p,base} - Consumo_{U,p,añoencurso})[kWh] * K_p[\$/kWh]}$$

Donde:

$$\mathbf{K_p = S_p / A_p[\$/kWh]}$$

$$\mathbf{Bonificación(\$) \leq \$2.000.-}$$

Aquellos usuarios cuyo consumo en cada período de medición sea menor que el SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado en el período "p" del año base, sólo serán acreedores a una bonificación máxima correspondiente a un Consumo del SETENTA POR CIENTO (70%) del Consumo registrado en el período homólogo del año base. La bonificación a percibir no podrá superar un monto máximo por todo concepto de PESOS DOS MIL ($ 2.000.-) por factura.

Si:

$$\mathbf{Consumo_{U,p,añoencurso} < 70\% * Consumo_{U,p,base}}$$

$$\mathbf{MAX(Bonificación_{U,p,añoencurso})(\$) = Bonificación_{Consumo-70\%*Consumo_{U,p,base}}(\$)}$$

$$\mathbf{Bonificación(\$) \leq \$2.000.-}$$

ARTICULO 5º.- Los usuarios de la Categoría Tarifaria Residencial que por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año base y que en cada período de medición del año en curso consuman por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año base, es decir cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "p" del año en curso sea mayor que el NOVENTA POR CIENTO (90%) del Consumo registrado por el usuario "U" en el período "p" del año base, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año base, medido en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicado por el valor del cargo adicional para cada KILOVATIO HORA (kWh), valorizado como el cargo variable de la energía correspondiente a la subcategoría tarifaria multiplicado por DOS (2). Dicho cargo adicional le será debitado al usuario "U" por parte de la Distribuidora en esa facturación.

Si:

$$\mathbf{Consumo_{U,p,añoencurso} > 90\% * Consumo_{U,p,base}}$$

$$\mathbf{Cargo adicional(\$) = (Consumo_{U,p,añoencurso} - 0{,}90 * Consumo_{U,p,base})[kWh] * (CV_{T1R2} * 2)[\$/kWh]}$$

A efectos de aplicar el cargo adicional a los usuarios Residenciales cuyo nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año base haya sido menor o igual a la cantidad de KILOVATIOS HORA (kWh) de corte de la subcategoría tarifaria inferior, y que en el período de medición homólogo del año en curso presenten un consumo mayor a esa cantidad de energía, les será de aplicación como Consumo Objetivo la cantidad de KILOVATIOS (kW) correspondiente al corte de esa subcategoría tarifaria reducida en el porcentaje de ahorro establecido del DIEZ POR CIENTO 10%), es decir cuando el Consumo bimestral del usuario "U" en el período de medición "p" del año en curso sea mayor que esa cantidad de KILOVATIOS HORA (kWh), se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del Consumo Objetivo, medido en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicado por el valor del cargo adicional para cada KILOVATIO HORA kWh), valorizado como el cargo variable de la

energía correspondiente a esa subcategoría tarifaria multiplicado por DOS (2). Dicho cargo adicional le será debitado al usuario “U” por parte de la Distribuidora en esa facturación.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{\mathbf{U,p,base}} \leq \mathbf{cortesubcategoríatarifariakWh}$$

y si:

$$\mathbf{Consumo}_{\mathrm{U,p,añoencurso}} > \mathbf{cortesubcategoríatarifariakWh} \;;$$

$$\mathbf{Cargo adicional}(\$) = \left(\mathbf{Consumo}_{\mathrm{U,p,añoencurso}} - \mathbf{0{,}90} * \mathbf{cortesubcategoríatarifaria}\right)[\mathbf{kWh}] * \left(\mathbf{CV}_{\mathbf{T1R2}} * \mathbf{2}\right)[\$ / \mathbf{kWh}]$$

ARTICULO 6º.- Los usuarios no categorizados como Residenciales y Alumbrado Público que por el nivel de consumo de energía registrado en el período de medición homólogo del año base, y por el tipo de actividad que desarrollan y que en cada período de medición del año en curso consuman por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año base, es decir cuando el Consumo bimestral del usuario “U” en el período de medición “p” del año en curso sea mayor que el NOVENTA POR CIENTO (90%) del Consumo registrado por el usuario “U” en el período “p” del año base, se harán pasibles a un cargo adicional equivalente a la cantidad de energía consumida por encima del NOVENTA POR CIENTO (90%) del consumo registrado en el período de medición homólogo del año base, medido en KILOVATIO HORA (kWh), multiplicado por el valor del cargo adicional para cada KILOVATIO HORA (kWh), valorizado como el cargo variable de la energía correspondiente a su subcategoría tarifaria. Dicho cargo adicional le será debitado al usuario “U” por parte de la Distribuidora en esa facturación.

Si:

$$\mathbf{Consumo}_{\mathrm{U,p,añoencurso}} > \mathbf{90\%} * \mathbf{Consumo}_{\mathbf{U,p,base}}$$

$$\mathbf{Cargo adicional}(\$) = \left(\mathbf{Consumo}_{\mathrm{U,p,añoencurso}} - \mathbf{0{,}90} * \mathbf{Consumo}_{\mathrm{U,p,base}}\right)[\mathbf{kWh}] * \left(\mathbf{CV}_{\mathbf{Categoría_i}}\right)[\$ / \mathbf{kWh}]$$

ARTICULO 7º.- Respecto a la Información sobre la evolución del Programa, la auditoría de los saldos de las cuentas de las recaudaciones deducido el pago de las bonificaciones y demás consideraciones necesarias para el correcto desarrollo del presente deberán ser determinadas por el Ente Provincial respectivo o por la Autoridad de Aplicación correspondiente, sirviendo como guía lo estipulado en los artículos 10 a 14 del Anexo I del presente acto.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 751/05

Publicación Boletín Oficial N° 30654 del 16/05/2005

Citas Legales: Res. SE 622/2005; Res. SE 1427/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 3/2005; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82.

Concédense, por única vez y con carácter excepcional, una prórroga para que los Agentes Privados Acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista que no lo hayan efectuado manifiesten su voluntad de participar en el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

BUENOS AIRES, 12 DE MAYO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el ACTA ACUERDO DE NUEVA CONVOCATORIA DEL FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión y que, en general, los Agentes han comprometido hasta el SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, para el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, lo que dio origen al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, a través de la cual se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo al mismo tiempo los lineamientos de participación de los Agentes así habilitados en los Grupos de Trabajo respectivos.

Que los Agentes mencionados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 se han comprometido a la construcción de las unidades de generación necesarias para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para lo cual han suscripto el Acta de Adhesión anexa a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que en función de ello y con el propósito de aunar esfuerzos conjuntamente con todos los Agentes productores de Energía Eléctrica para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la SECRETARIA DE ENERGIA propuso invitar a todos aquellos otros Agentes productores de Energía Eléctrica que no lo han hecho en la oportunidad precitada, a intervenir en una nueva convocatoria, donde se habilite a estos últimos a manifestar su voluntad de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que dicha propuesta fue unánimemente aceptada por los Agentes mencionados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 conforme el Acta labrada a tal efecto.

Que dada la decisión unánime señalada, la SECRETARIA DE ENERGIA emitió la Resolución Nº 622 del 6 de abril de 2005 mediante la que instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para la ejecución de una nueva convocatoria, aplicando una metodología homóloga a la utilizada en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 y dando la posibilidad a los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que decidan participar en la nueva convocatoria, de optar por concurrir a la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) con los mismos derechos y obligaciones que los establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 o, de intervenir en ella, con una inversión mínima como la requerida en esta última norma de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, tal como

se dispone la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, pero sin la obligación de gestionar los proyectos necesarios para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la obtención de financiamiento que resulte necesario para la realización de los mismos.

Que de conformidad con la instrucción brindada el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) efectuó la convocatoria dispuesta aplicando la metodología prevista en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, esto es la convocatoria a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no comprendidos en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA).

Que ante la nueva convocatoria formulada el Agente Privado Acreedor del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS S.A. manifestó, a través de la presentación de una nota a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA, su voluntad de participar en la convocatoria formulada en el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), expresando asimismo en la mentada nota que por razones de regulación y procedimientos internos le resultaba imposible formalizar su decisión por medio del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) y solicitando una prórroga para poder cumplir con tal formalidad.

Que, como se expresó precedentemente, además de natural consecución del interés público que persigue el ESTADO NACIONAL a través de todos sus órganos, el propósito de la nueva convocatoria efectuada reside en aunar esfuerzos conjuntamente con todos los Agentes productores de Energía Eléctrica para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y dicho propósito fue unánimemente convalidado por los Agentes mencionados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 a través de Acta labrada por dichos Agentes a tal efecto.

Que en tal entendimiento, por única vez y con carácter excepcional, resulta pertinente conceder una prórroga a los efectos de posibilitar que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que no lo hayan hecho, pueda sumarse al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) a través del medio formal establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Concédase, por única vez y con carácter excepcional, una prórroga hasta el día 17 de mayo de 2005 a las DOCE (12) horas para que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que no lo hayan efectuado en las convocatorias realizadas mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005, manifiesten su voluntad de participar en el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) a través del medio establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005.

Artículo 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 752/05

Publicación Boletín Oficial N° 30659 del 23/05/2005

Citas Legales: Dec. 181/2004; Res. MPIPyS 208/2004; Dec. 2255/92; Res. SE 659/2004; Dec. 180/2004; Dec. 1142/2003; Ley 17.319; Ley 24.076.

(Nota: prórroga de lo dispuesto en el primer párrafo del Artículo 2º, primer párrafo del Artículo 4º y en el primer párrafo del Artículo 5º, hasta el día 1º de septiembre de 2005, aprobado por Resolución SE 930/2005. Artículos 3° y 20 ampliados por Resolución SE 925/2005. Subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del Servicio General "P" y prórroga de los plazos establecidos en los artículo 6° y 9° , aprobado por Resolución SE 2020/2005).

> *Acuerdo para la implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles. Nuevos consumidores directos de gas natural. Mecanismo de compra de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para ser aplicado en forma exclusiva a los expendedores de gas natural comprimido. Prestatarias del servicio de distribución.*

BUENOS AIRES, 12 DE MAYO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y lo dispuesto en el Artículo 4º y concordantes del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 4º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004 facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para determinar las categorías de usuarios y las fechas respectivas, a partir de las cuales las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes no podrán abastecer a dichas categorías de usuarios con gas natural adquirido mediante contratos o acuerdos de corto, mediano y largo plazo.

Que el Artículo 5º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA, a suscribir el ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (en adelante, el ACUERDO), cuya firma se concretó el 2 de abril de 2004; y que fue luego homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Que dicho “esquema de normalización” prevé que el 31 de Diciembre de 2006, los usuarios previstos en los apartados a.i) y a.ii) del inciso A) del Artículo 4º del ACUERDO, estén pagando los valores de referencia finales para el mecanismo de protección aplicable a los precios del gas natural correspondientes a los USUARIOS INDUSTRIALES, GENERADORES y NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y ello sin perjuicio del compromiso de abastecimiento asumido por los PRODUCTORES para abastecer a los consumos de los usuarios de esos prestadores, según lo acordado en el Artículo 5º y el Anexo II integrantes del referido ACUERDO.

Que el Artículo 2º de ese ACUERDO dispone en su inciso (ii) que el mismo resulta de aplicación, entre otros, al gas natural que los PRODUCTORES suministren a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, conforme tal término se define en el punto 4 B) de ese mismo ACUERDO, titulado “MECANISMO DE PROTECCION PARA LOS NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL”.

Que ese punto 4 B) del ACUERDO dispone en su primer párrafo que: “Se entiende por NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL a aquellos USUARIOS INDUSTRIALES que efectúen adquisiciones de gas natural en forma directa a los PRODUCTORES, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, conforme a lo previsto en el Artículo 5º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y según se lo determine en la reglamentación respectiva.”

Que de la lectura del Punto 4. B) del ACUERDO suscripto entre la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y concesionarios de explotación de hidrocarburos (en adelante PRODUCTORES), surge que el denominado MECANISMO DE PROTECCION PARA LOS NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL consiste en la aplicación de precios de venta de gas natural a esos consumidores, y en los Puntos de Ingreso del Sistema

de Transporte, que no superarán los que surgen de aplicar, a los precios vigentes en mayo de 2001, los procedimientos de ajuste expuestos en el Anexo I-a de ese mismo ACUERDO.

Que el último párrafo del mencionado punto 4. B) del ACUERDO establece que: “Conforme a las disposiciones del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, los prestadores de los servicios de distribución de gas por redes no podrán comprar y los PRODUCTORES no estarán obligados a vender gas natural a esos prestadores, cuando esos volúmenes de gas natural tuvieren por destino el abastecimiento de los NUEVOS CONSUMIDORES DIREC Lunes 23 de mayo de 2005 Primera Sección BOLETIN OFICIAL Nº 30.659 17 TOS DE GAS NATURAL, definidos en el inciso B) de este Artículo, considerando las fechas que oportunamente fije la SECRETARIA DE ENERGIA.”

Que el mecanismo de protección para los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS dispuesto en el punto 4. B) del ACUERDO, prevé el suministro de los volúmenes que se establecen en el Anexo II de ese ACUERDO, durante los plazos y a los precios establecidos en el Anexo I-a y I-b de ese mismo ACUERDO, a las prestadoras de los servicios de distribución y a: I) los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 4º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y; II) los GENERADORES que, a la fecha de suscripción del ACUERDO, utilizaran transporte firme adquirido por la prestadora del servicio de distribución de gas por redes, en tanto y en cuanto, el gas natural se utilizase para generar energía eléctrica destinada al mercado interno. Que en el punto 5.1. del ACUERDO, particularmente en su inciso II), se establece que los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS tienen derecho a recibir de los PRODUCTORES firmantes del ACUERDO, un volumen no menor al que tenían derecho a recibir según el perfil de consumo de estos usuarios en los DOCE (12) meses previos al ACUERDO. Los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS reciben también en el ACUERDO el derecho a recibir el volumen antes descrito, según el perfil de consumo que ellos tenían en ese momento, y según las mediciones disponibles.

Que en este sentido, corresponde establecer el mecanismo mediante el cual los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS recibirán directamente de los PRODUCTORES, el gas que éstos actualmente le entregan a la distribuidora zonal para abastecerlos. De esta manera, los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS no deberán procurarse nuevas fuentes de abastecimiento para satisfacer esos consumos, dado que simplemente recibirán parte del gas natural que su distribuidor zonal recibe a la fecha de la presente resolución.

Que con fecha 7 de octubre de 2004, la SECRETARIA DE ENERGIA y la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (en adelante “BCBA”), suscribieron el “ACUERDO DE IMPLEMENTACION DEL MERCADO ELECTRONICO DE GAS” (en adelante “Acuerdo de Implementación”), puesto en conocimiento público a través de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1146 de fecha 9 de noviembre de 2004; todo ello en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 9º del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Que el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (en adelante “MEG”) será el ámbito donde esos NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y cualquier otro consumidor habilitado a comprar gas sin la intervención de la prestataria de distribución de su zona, acorde a las disposiciones vigentes, podrá concurrir a adquirir ese fluido, con o sin capacidad de transporte asociada, en la modalidad “spot”, esto es, mediante operaciones de un día para el otro o, en su caso, de realización inmediata.

Que el mercado “spot” resultará ser una alternativa para los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL para comprar gas en los momentos puntuales en que su demanda exceda el gas contratado o para vender los saldos puntualmente no utilizados del gas natural contratado con los PRODUCTORES.

Que por sus propias características no es de esperar que los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL adquieran todo el gas natural que consumen en el MEG, sino que utilizarán esa herramienta para complementar su demanda o negociar potenciales excedentes.

Que el punto 6.3. del ACUERDO establece que durante la vigencia del ESQUEMA DE NORMALIZACION, los PRODUCTORES acuerdan que los precios del gas natural resultantes de la aplicación del MECANISMO DE PROTECCION acordado en el Artículo 5º y en el Anexo Ia integrante del ACUERDO, no podrán ser superiores al promedio ponderado de los precios correspondientes a las exportaciones de gas natural de los PRODUCTORES, con destino para uso y en condiciones similares para cada una de las Cuencas, y que la SECRETARIA DE ENERGIA dispondrá los mecanismos de control de estas pautas.

Que la vigencia del ACUERDO y del ESQUEMA DE NORMALIZACION contenido en el mismo, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2006; mientras que el MECANISMO DE PROTECCION dispuesto en el Artículo 5º y en el Anexo I-a integrante del ACUERDO, aplicable a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS, a los CONSUMIDORES INDUSTRIALES y a los GENERADORES expira el 31 de julio de 2005.

Que ello hace menester, a fin de preservar la utilidad de los objetivos perseguidos en ese ACUERDO, y en virtud de las facultades de la SECRETARIA DE ENERGIA establecidas por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, establecer mecanismos adicionales de protección en beneficio de esos grupos de consumidores y en general en el de todos aquellos que vayan a adquirir gas natural sin la intervención de las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes, que aseguren que esos consumidores podrán adquirir gas natural a precios que, en condiciones de contratación similares en lo referente a plazos y estacionalidad, sean comparables o menores, en el punto de ingreso a los sistemas de transporte, a los pagados por los que adquieran gas natural argentino desde otros países, netos de la incidencia de impuestos a la exportación o importación del fluido.

Que en este sentido y con el objeto de incrementar las herramientas al alcance de los usuarios para asegurarse el gas natural, corresponde diseñar un mecanismo que permita a los usuarios realizar ofertas de compras de gas natural, aplicable tanto a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS que necesiten cantidades adicionales a las recibidas mediante los mecanismos previstos en el ACUERDO, como para todos aquellos Usuarios Directos (definición de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992) que requieran gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte y estén dispuestos a contratar ese suministro en condiciones asimilables a las que caracterizan al Mercado a Término de Largo Plazo de gas natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, y pagar por el gas así contratado precios no menores a los recién mencionados.

Que mediante este mecanismo, se podrá identificar fehacientemente la demanda de gas natural no cubierta por contratos a término y que desea abastecerse del fluido en esas condiciones; y que este mecanismo deberá garantizar el abastecimiento a estos usuarios, aún frente a la eventualidad de que, aún habiendo realizado ofertas irrevocables de compra de gas natural en las mencionadas condiciones, ningún PRODUCTOR concurra en respuesta a las mismas, manifestando su voluntad de vender gas natural en esas condiciones.

Que ante esa situación, corresponde extender a esos consumidores beneficios similares a los que provee la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004, habilitándolos a solicitar que se les asigne el gas natural solicitado y no obtenido mediante el Mecanismo de Ofertas Irrevocables estandarizadas aquí diseñado.

Que asimismo, corresponde adaptar el texto de la reglamentación aprobada por esa norma, a los fines de incluir las circunstancias de aplicación de los procedimientos y mecanismos dispuestos por la presente resolución.

Que corresponde establecer un mecanismo de compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para ser aplicado en forma exclusiva a los expendedores de GAS NATURAL COMPRIMIDO (en adelante GNC), que preserve la desintegración vertical observada en este segmento de la industria.

Que este mecanismo debe tener por objetivo garantizar que: I) los expendedores de GNC obtengan cantidades de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte compatibles con el servicio de transporte y/o distribución que reciben de la transportista o distribuidora zonal según sea el caso; II) toda la demanda de los expendedores de GNC sea tratada de manera no discriminatoria, independientemente de si la estación de servicio se encuentra “embanderada” o actúa en forma independiente; III) los precios que surjan de estos mecanismos de compra sean equivalentes para todos los expendedores de GNC, de modo tal de maximizar las posibilidades de competencia efectiva en el sector, y IV) los precios que surjan permitan a los expendedores de GNC pagar por el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte un precio que no supere el que abonan en condiciones similares el resto de los usuarios industriales.

Que el mecanismo diseñado para los expendedores de GNC respeta los principios establecidos en el informe emitido por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA dependiente de la SECRETARIA DE COORDINACION TECNICA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION de fecha 24 de marzo de 2004. Esta opinión le fue solicitada a la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL en función de lo establecido en el Artículo 25 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Que de esta manera y por todo lo hasta aquí considerado, todos los usuarios que deberán procurarse contratos de abastecimiento de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte en forma independiente de la distribuidora zonal, tendrán a su alcance herramientas para garantizar su abastecimiento. Que el Punto 15 del Capítulo V (Alternativas y Flexibilidad del “PROGRAMA”) del Anexo I (“PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL”) de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004, establece, entre otros, que “cualquier productor exportador al cual se le requieran inyecciones adicionales y

cuyos volúmenes de exportación de gas hubiesen resultado afectados por este 'PROGRAMA', podrá reemplazar los volúmenes de gas natural que hubiesen sido requeridos para el mercado interno, por cantidades de energía equivalentes (en la forma de gas o electricidad u otros combustibles para generarla, o de menor demanda acordada y consentida por el consumidor afectado), y en tanto y en cuanto, dicha operación no implique una reducción en la oferta de energía total disponible para el mercado interno, y la misma resulte útil, en términos operativos, para el fin específico para el que fuere destinado el gas requerido".

Que en este sentido resulta menester establecer con claridad la prohibición de que se utilice gas natural, producido en el mercado interno por sujetos no autorizados a exportar, para compensar volúmenes no producidos por productores exportadores de gas natural, en tanto ello implica una reducción en la oferta de energía total disponible para el mercado interno.

Que el Artículo 12 del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004 facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA, para reglamentar la compra y venta de gas entre productores, y entre ellos y empresas controladas o vinculadas a los mismos, dedicadas a la comercialización de gas natural.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076, y su reglamentación, y asimismo en función de lo dispuesto en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 y los Artículos 4º y 5º del Decreto Nº 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º - A partir de la fecha de publicación de la presente resolución, todos los usuarios de servicios de distribución de gas natural por redes, con excepción de los usuarios residenciales y de los usuarios del Servicio General "P" que durante el último año de consumo hubieran registrado un promedio de consumo mensual inferior a los NUEVE MIL METROS CUBICOS (9.000 m3) de NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORIAS (9.300 Kcal.), podrán adquirir el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, a sujetos de la industria del gas natural distintos a las compañías prestatarias del servicio de distribución.

Artículo 2º - A partir del 1º de agosto de 2005, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública, para abastecer a estos usuarios.

Artículo 3º - Los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles que adquirían el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte a una prestataria del servicio de distribución al momento de la firma del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (en adelante, el ACUERDO), podrán requerir a la misma, desde la fecha de publicación de la presente resolución, la cesión del volumen de gas que están consumiendo, según lo previsto en el punto 5.1. del ACUERDO.

Los Grandes Usuarios podrán acordar la transferencia de la parte proporcional de los contratos de compra de estos volúmenes con cualquiera de los PRODUCTORES que abastecen a la licenciataria, en tanto la ruta de transporte que los vincula sea de utilidad para el abastecimiento del usuario en cuestión; y ello así, hasta el vencimiento de esos contratos o acuerdos originales, que vinculan al o a los PRODUCTORES con la prestataria. Los Grandes Usuarios recibirán la parte proporcional de gas natural que actualmente tiene derecho a recibir la prestataria del servicio de distribución, en función de su perfil de consumo o contrato de servicio en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO.

Cada Gran Usuario Firme tendrá derecho a requerir al o a los proveedores que elija, en función de lo previsto en la presente resolución, una cantidad de gas natural que permita cubrir el volumen que en condiciones firmes tuviera pactado en ese momento con la prestataria del servicio de distribución, teniendo en cuenta las eventuales variaciones que durante el año ese volumen firme pudiera tener en función del acuerdo vigente en ese momento entre el usuario y la prestataria.

Aquellos Grandes Usuarios que en sus acuerdos vigentes con las prestatarias del servicio de distribución al momento de la firma del ACUERDO, habían ya previsto la reducción del volumen firme o garantizado, deberán preservar esa situación en favor de la prestataria, de modo tal que esta última pueda utilizar el gas

natural resignado por ese usuario, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el acuerdo o contrato vigente entre las partes al momento de la firma del ACUERDO.

Los Grandes Usuarios Interrumpibles, según fuera su condición al momento de la firma del ACUERDO, podrán también solicitar la cesión del gas natural correspondiente y realizar los acuerdos respectivos con los PRODUCTORES involucrados, siguiendo los mismos criterios aplicables para los Grandes Usuarios Firmes. El perfil de consumo de estos usuarios interrumpibles se definirá en función del consumo que hubieran registrado en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO. Dada su característica de interrumpibilidad, deberán prever en sus acuerdos de cesión de los volúmenes originalmente dispuestos para la prestataria según el ACUERDO, y en los acuerdos emergentes a suscribir por esos usuarios con esos PRODUCTORES, y exclusivamente por estos volúmenes, la subordinación de su consumo a los requerimientos de gas natural que en cada momento realice esa prestataria del servicio de distribución.

En caso que existiera alguna diferencia entre un Gran Usuario y la prestataria del servicio de distribución, respecto al volumen de gas que cada usuario tiene derecho a solicitar, respecto de la estacionalidad del mismo, o respecto a la capacidad de transporte que corresponde asegurar al usuario, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS resolverá la cuestión en función de los antecedentes que obren en su poder y/o a la información acercada por las partes. En caso que un Gran Usuario hubiera agotado todas las instancias razonables para conseguir un acuerdo de provisión con alguno de los PRODUCTORES en condiciones de abastecerlo, y aun así no hubiera podido obtener un contrato de abastecimiento, podrá solicitar la intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 4º - A partir del 1º de agosto de 2005, las prestatarias del servicio de distribución no podrán realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los usuarios del Servicio General “G”, ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública.

Los usuarios del Servicio General “G” que adquirían el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte a una prestataria del servicio de distribución al momento de la firma del ACUERDO podrán requerir a la misma, desde la fecha de publicación de la presente resolución, la cesión del volumen de gas que consumían o tenían contratado, según lo previsto en el punto 5.1. del ACUERDO.

Los usuarios del Servicio General “G” podrán acordar la transferencia de la parte proporcional de los contratos de compra de estos volúmenes con cualquiera de los PRODUCTORES que abastecen a la licenciataria, en tanto la ruta de transporte que los vincula sea de utilidad para el abastecimiento del usuario en cuestión; y ello así, hasta el vencimiento de esos contratos o acuerdos originales, que vinculan al o a los PRODUCTORES con la prestataria. Los usuarios del Servicio General “G” recibirán la parte proporcional de gas natural que actualmente tiene derecho a recibir la prestataria del servicio de distribución, en función de su perfil de consumo o contrato de servicio en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO.

Cada usuario del Servicio General “G” tendrá derecho a requerir al o a los proveedores que elija, en función de lo previsto en la presente resolución, una cantidad de gas natural que permita cubrir el volumen que en condiciones firmes tuviera pactado en ese momento con la prestataria del servicio de distribución, teniendo en cuenta las eventuales variaciones que durante el año ese volumen firme pudiera tener en función del acuerdo vigente en ese momento entre el usuario y la prestataria.

Aquellos usuarios del Servicio General “G” que en sus acuerdos vigentes con las prestatarias del servicio de distribución al momento de la firma del ACUERDO, tenían ya prevista la reducción del volumen firme o garantizado, deberán preservar esa situación en favor de la prestataria, de modo tal que esta última pueda utilizar el gas natural resignado por ese usuario, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el acuerdo o contrato vigente entre las partes al momento de la firma del ACUERDO.

En el caso que un usuario del Servicio General “G” tuviera excedentes de consumo por encima de la reserva de capacidad acordada con la distribuidora, y en tanto esos consumos fueran facturados a la tarifa vigente para los cargos por METRO CUBICO (m3) consumido de esta categoría, los mismos serán considerados como volúmenes interrumpibles, y en tal caso estos usuarios podrán también solicitar la cesión del gas natural correspondiente a la parte interrumpible y realizar los acuerdos respectivos con los PRODUCTORES involucrados, siguiendo los mismos criterios aplicables para la parte firme del consumo. El perfil de consumo de la parte interrumpible se definirá en función del consumo que hubieran registrado en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO. Dada la característica de interrumpibilidad de estos volúmenes, los usuarios deberán prever en sus acuerdos de cesión de los volúmenes originalmente dispuestos para la prestataria según el ACUERDO, y en los acuerdos emergentes a suscribir por esos

usuarios con esos PRODUCTORES por estos volúmenes, la subordinación de esta porción del consumo a los requerimientos de gas natural que en cada momento realice esa prestataria del servicio de distribución.

En caso que existiera alguna diferencia entre un usuario del Servicio General “G” y la prestataria del servicio de distribución, respecto al volumen que cada usuario puede solicitar o a la estacionalidad del mismo, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, resolverá la cuestión en función de los antecedentes que obren en su poder y/o la información acercada por las partes.

En caso que un usuario del Servicio General “G” hubiera agotado todas las instancias razonables para conseguir un acuerdo de provisión con alguno de los PRODUCTORES en condiciones de abastecerlo, y aun así no hubiera podido obtener un contrato de abastecimiento, podrá solicitar la intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 5º - A partir del 1º de agosto de 2005, las prestatarias del servicio de distribución no podrán realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los usuarios del Servicio General “P” cuyo consumo promedio mensual del último año de consumos registrados fuera igual o superior a los CIENTO CINCUENTA MIL METROS CUBICOS POR MES (150.000 m3/mes), ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública, para abastecer a estos usuarios.

Artículo 6º - A partir del 1º de enero de 2006, los distribuidores de gas natural no podrán realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los usuarios del Servicio General “P” cuyo consumo promedio por mes del último año fuera superior a los NUEVE MIL METROS CUBICOS (9.000 m3), ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública.

Se encuentran excluidos de esta situación todos los organismos o dependencias estatales del ESTADO NACIONAL, Provincial o Municipal que operen sin fines comerciales o industriales específicos, los centros asistenciales, colegios nacionales, provinciales, y municipales, y entidades religiosas, que acrediten fehacientemente tal condición.

Artículo 7º - Los usuarios del Servicio General “P” alcanzados por las disposiciones de los DOS (2) artículos anteriores podrán acordar la transferencia de la parte proporcional de los contratos de compra de estos volúmenes con cualquiera de los PRODUCTORES que abastecen a la licenciataria, en tanto la ruta de transporte que los vincula sea de utilidad para el abastecimiento del usuario en cuestión; y ello así, hasta el vencimiento de esos contratos o acuerdos originales, que vinculan al o a los PRODUCTORES con la prestataria. Estos usuarios recibirán la parte proporcional de gas natural que actualmente tiene derecho a recibir la prestataria del servicio de distribución, en función de su perfil de consumo en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO.

Cada usuario del Servicio General “P” alcanzado por los DOS (2) artículos anteriores tendrá derecho a requerir al o a los proveedores que elija, en función de lo previsto en esta resolución, una cantidad de gas natural equivalente al perfil del consumo registrado por el usuario en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO. Cada usuario podrá pactar con el o los PRODUCTORES que elija la curva de consumo a recibir, en función del perfil de consumo en el período en cuestión.

Si existieran acuerdos particulares en los cuales el usuario del Servicio General “P” tenía ya prevista la reducción de su consumo, y esos acuerdos estuvieran vigentes al momento de la firma del ACUERDO, deberán preservar esa situación en favor de la prestataria, de modo tal que esta última pueda utilizar el gas natural resignado por ese usuario, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el acuerdo o contrato vigente entre las partes al momento de la firma del ACUERDO.

Los usuarios del Servicio General “P” alcanzados por los DOS (2) artículos anteriores deberán utilizar, al momento de adquirir el gas natural en el Punto de Ingreso de Transporte, las condiciones especiales del servicio aprobadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS por medio del Anexo I de la Resolución ENARGAS Nº 1748 de fecha 1º de junio de 2000, modificada por la Resolución ENARGAS Nº 2368 de fecha 30 de agosto de 2001, y su reglamentación posterior, en todo lo que no fuera modificado en la presente resolución.

Los usuarios del Servicio General “P” alcanzados por los DOS (2) artículos anteriores que no posean en la actualidad mediciones diarias de consumo tendrán las siguientes opciones: i) instalar algún mecanismo de medición diaria de sus consumos, o ii) realizar su despacho diario en función de su perfil de consumo,

asumiendo para cada día operativo los mismos desbalances que se observen para todos los volúmenes sin medición diaria en el Punto de Entrega que le haya sido asignado por la prestataria del servicio de distribución. Asimismo, estos usuarios podrán acordar con su proveedor de gas, con la prestataria del servicio de distribución, o con terceros que realicen despacho sobre el mismo Punto de Entrega, el servicio de nominaciones de gas y administración de desbalances.

Cada prestataria del servicio de distribución le asignará a cada usuario del Servicio General "P" alcanzado por los DOS (2) artículos anteriores un Punto de Entrega de referencia a los fines operativos del despacho.

En caso que existiera alguna diferencia entre un usuario del Servicio General "P" y la prestataria del servicio de distribución, respecto al volumen que cada usuario puede solicitar o a la estacionalidad del mismo, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), resolverá la cuestión en función de los antecedentes que obren en su poder y/o la información acercada por las partes.

En caso que un usuario del Servicio General "P" hubiera agotado todas las instancias razonables para conseguir un acuerdo de provisión con alguno de los PRODUCTORES en condiciones de abastecerlo, y aun así no hubiera podido obtener un contrato de abastecimiento, podrá solicitar la intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 8º - Los usuarios del Servicio General "P" no alcanzados por las disposiciones de los artículos 5º y 6º anteriores de la presente resolución, podrán adquirir el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, a sujetos de la industria del gas natural distintos a las compañías prestatarias del servicio de distribución, utilizando los mismos criterios establecidos para el resto de los usuarios del Servicio General "P".

Artículo 9º - A partir del 1º de enero de 2006, las prestatarias del servicio de distribución no podrán realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los usuarios del Servicio Otros Usuarios (Venta) Firme GNC u Otros Usuarios (Venta) Interrumpible GNC, ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública.

Artículo 10. - Instrúyase a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que en coordinación con el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) elabore un esquema de asignación o licitación de "unidades homogéneas de contrato" de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, exclusivo para las estaciones de GAS NATURAL COMPRIMIDO (en adelante GNC) y de carácter anónimo y garantizado, que debe respetar como mínimo los siguientes lineamientos:

I) El mecanismo deberá ser, hasta que esta Secretaría entienda que las condiciones de mercado permiten eliminar tal restricción, el único ámbito donde las estaciones de GNC podrán adquirir gas natural mediante acuerdos "a término", esto es, distintos de los arreglos propios a las operaciones de tipo "spot" que podrán realizarse en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG). Asimismo, los vendedores de gas natural que vayan a realizar acuerdos "a término" de suministro a estaciones de GNC, deberán tener, en las mismas condiciones recién descriptas, a éste como único ámbito para concretarlos.

II) Todas las estaciones de GNC comprarán o adquirirán el derecho a comprar gas natural en el punto de ingreso al Sistema de Transporte bajo el mismo mecanismo, de modo tal que se igualen las oportunidades de todas y cada una de ellas.

III) Las estaciones de GNC, bajo este mecanismo, realizarán Ofertas Irrevocables para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte. Se establecerá un mecanismo de garantías para asegurar el cumplimiento de estas Ofertas. Las estaciones de GNC podrán agruparse al momento de realizar las Ofertas Irrevocables en cada punto de ingreso al Sistema de Transporte, sin importar que se encuentren en distintas zonas o subzonas de consumo. Las ofertas deberán realizarse por un número entero de unidades homogéneas de contrato, y no deberá poder identificarse en ningún momento, antes de la firma de la asignación definitiva, a la parte que realiza la oferta para comprar.

IV) Los PRODUCTORES de gas natural, bajo este mecanismo, realizarán Ofertas Irrevocables para vender gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte. Se establecerá un mecanismo de garantías para asegurar el cumplimiento de estas Ofertas. Las Ofertas deberán realizarse por un número entero de unidades homogéneas de contrato, y no deberá poder identificarse en ningún momento, antes de la firma de la asignación definitiva, a la parte que realiza la oferta para vender.

V) Ambos tipos de Ofertas Irrevocables contendrán cláusulas estándar para la industria referidas a los volúmenes que la demanda se compromete a Tomar o Pagar, y que la Oferta se compromete a Entregar o Pagar, entre otras a definir por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES.

VI) El mecanismo de asignación de volúmenes se realizará de forma tal que los PRODUCTORES no puedan seleccionar previamente a quien le venderán el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, de modo tal de evitar situaciones de integración vertical en la cual, por tener el proveedor y el consumidor un control común o acuerdos comerciales preexistentes, se puedan llegar a generar situaciones indebidamente discriminatorias que perjudiquen a las estaciones de GNC que no responden al control común o no tengan acuerdos comerciales con los PRODUCTORES o sus controlantes.

VII) Para cada una de las cuencas productivas, el precio máximo a solicitar y a percibir por los PRODUCTORES para cada Período Estacional, que será definido en cada momento por la SECRETARIA DE ENERGIA, no podrá nunca superar al promedio de los precios de los contratos registrados entre ellos y usuarios del mercado local para el mismo Período Estacional, distintos de los usuarios residenciales o comerciales.

VIII) En caso que el volumen ofertado por los PRODUCTORES fuera inferior al debidamente requerido por las estaciones de GNC, la SECRETARIA DE ENERGIA asignará el volumen restante empleando el procedimiento de Inyección Adicional Permanente, descrito en el artículo 18 “in fine” de la presente resolución.

Artículo 11. - Las estaciones de GAS NATURAL COMPRIMIDO (en adelante GNC) sujetas a control común que se ubiquen en una misma subzona de consumo pueden, de la misma manera que lo han hecho hasta la fecha los Grandes Usuarios, firmar un solo contrato con la prestataria del servicio de distribución agrupando todos los puntos de consumo de esa subzona. A todos los efectos, estas estaciones de GNC serán consideradas como un cliente, con UNO (1) o más puntos de consumo, tal lo dispuesto en el Reglamento de Servicio de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, que define al cliente como: “… Es cualquier persona física o jurídica que solicite o utilice el servicio de provisión y/o venta, de transporte o de almacenaje brindado por la Distribuidora en un lugar determinado, o en varios lugares”.

Artículo 12. - Al momento de elegir el proveedor, distinto de una prestataria del servicio de distribución, que vaya a proveerlo de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, el usuario podrá optar entre: (i) contratar todo el suministro de gas natural en un punto de ingreso al sistema de transporte sobre la ruta de transporte con mayor tarifa máxima que abastece a la Subzona donde recibe el servicio, ó (ii) contratar el suministro utilizando todas las rutas de transporte que abastecen esa Subzona, y en la misma proporción en que la abastecen. El usuario podrá realizar cualquiera de las combinaciones posibles que se le presenten, siempre que respete estos dos extremos o condiciones de borde, y ello así, con la finalidad de no incrementar el costo unitario del transporte que deberá ser incorporado a las tarifas máximas de aquellos usuarios que seguirán recibiendo el suministro de gas natural directamente de la prestataria de distribución.

Artículo 13. - En cada inicio de un Período Estacional, y acorde a las disposiciones del Artículo 9º de las reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, se recalculará el costo de transporte de cada Subzona de distribución, considerando las variaciones ocurridas sobre el costo promedio unitario de transporte, en función de las decisiones de abastecimiento tomadas por los usuarios y acorde a lo previsto y respetando los límites establecidos en la presente resolución. Ese recálculo deberá considerar cualquier compensación que fuere menester incorporar al costo de transporte de los usuarios que continúan adquiriendo el gas natural a la prestataria del servicio de distribución, en virtud de las fechas efectivas de ocurrencia de las mencionadas variaciones que afectaran el costo promedio de transporte de cada Subzona. Para ello, se utilizará el mismo mecanismo previsto para el tratamiento de las “diferencias diarias acumuladas” ocurridas en el costo del gas adquirido por las distribuidoras (Punto 9.4.2.5) o el procedimiento que lo reemplazare por efecto de la renegociación contractual prevista en el Artículo 9º de la Ley Nº 25.561, con el efecto de reflejar las diferencias entre el costo promedio unitario que abonaron los usuarios y el que debieron abonar durante el período en cuestión.

Artículo 14. - Las prestatarias del servicio de distribución deberán descomponer en los cuadros tarifarios para cada Subzona de distribución, las tarifas aplicables a los usuarios alcanzados por la presente resolución, de modo tal que quede debidamente explicitado el margen de distribución aplicable a cada una de las categorías en cuestión y el costo unitario de transporte desde cada una de las subzonas de recepción de cada transportista.

De esta manera, cada usuario podrá componer el costo total del servicio sumando al costo del gas natural en el Punto de Ingreso del Sistema de Transporte que hubiera pactado, el costo del transporte para la/s ruta/s elegidas y el margen de distribución.

A partir de las fechas previstas para cada categoría de usuario en la presente resolución, las distribuidoras deberán descomponer en sus facturas el monto facturado en concepto de distribución, respecto del monto facturado en concepto de transporte, y en este último caso, descomponiendo las distintas rutas que hubiera elegido cada usuario, según y en los casos que corresponda.

A partir de las fechas establecidas, y para cada categoría de usuarios de las previstas en la presente resolución, las distribuidoras ya no publicarán en sus cuadros tarifarios el costo del gas natural incluido en tarifas, limitándose a publicar las tarifas de distribución y de transporte, y en el caso de éstas últimas, indicando las distintas tarifas de transporte aplicables en función de las rutas de transporte contratadas por la prestataria del servicio de distribución.

Artículo 15. - A partir de las fechas establecidas para cada categoría de usuarios previstas en la presente resolución, éstos usuarios sólo podrán recibir el suministro de gas natural de prestatarias de los servicios de distribución de gas natural por redes, cuando éstas, mediante los mecanismos dispuestos a esos efectos, hayan adquirido el fluido por cuenta y orden de esos “Nuevos Consumidores Directos” en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

Artículo 16. - Los PRODUCTORES que firmaron o adhirieron al ACUERDO podrán deducir de los contratos firmados con las prestatarias del servicio de distribución, los volúmenes que surjan de los acuerdos alcanzados con los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL sólo desde el momento en que los registren ante el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

A efectos de mantener el compromiso asumido por los PRODUCTORES que firmaron o adhirieron al ACUERDO respecto al abastecimiento de los usuarios residenciales y de los usuarios de los DOS (2) primeros umbrales de consumo de la categoría “SGP” de las prestatarias del servicio de distribución, el productor deberá incrementar el volumen neto que deberá seguir proveyendo a la prestataria, que surja de deducir de sus obligaciones originales el volumen tomado por los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y por hasta el necesario para que la prestataria del servicio de distribución correspondiente pueda abastecer a los usuarios que le siguen adquiriendo gas natural, y en los términos de la presente resolución. En caso de no existir acuerdo entre el PRODUCTOR y la prestataria correspondiente, acerca de las proporciones o volúmenes a ser incrementados, cada PRODUCTOR deberá incrementar proporcionalmente el volumen neto remanente que deberá proveer a la prestataria, en un volumen tal que se mantenga constante el porcentaje que represente el volumen neto remanente a proveer a la prestataria por ese PRODUCTOR, respecto al volumen neto total que la prestataria tiene derecho a recibir de los PRODUCTORES por efecto del ACUERDO, y ello así, con el objeto de que la prestataria del servicio de distribución pueda cubrir la parte de la demanda que le sigue adquiriendo gas natural.

Artículo 17. - Las prestatarias del servicio de distribución de gas natural por redes podrán solicitar inyecciones de gas adicional, en los términos previstos en la normativa aplicable, para todos aquellos usuarios a los cuales, en cada momento, debe abastecer con contratos de compra de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, acorde a lo establecido en la presente resolución y en el resto de la normativa aplicable.

Si una prestataria del servicio de distribución de gas por redes no solicitara inyección adicional para un usuario que califica para recibir ese gas, o la prestataria no pudiera hacerlo por estar inhabilitada para solicitar inyección adicional por falta de pago de facturas ya vencidas por gas recibido bajo este procedimiento, el usuario perjudicado podrá exigir a la distribuidora: i) el reembolso de los gastos en que hubiera tenido que incurrir para reemplazar el gas no suministrado, ii) el valor del/los producto/s no obtenidos por falta de gas o combustible de reemplazo; y iii) la compensación por los eventuales daños a los activos de la empresa que la falta de gas le pudiera haber ocasionado.

Artículo 18. - Habilitar a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) un sistema para que los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y los consumidores directos que no fueron alcanzados por el ACUERDO, puedan demandar gas en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte de gas natural, registrando su disposición a contratar gas a término, utilizando para ello un mecanismo de Ofertas Irrevocables estandarizadas.

En el caso de los consumidores directos que no fueron alcanzados por el ACUERDO, sólo podrán solicitar Ofertas Irrevocables estandarizadas a partir del vencimiento de los contratos de compraventa de gas mediante los cuales hayan estado siendo provistos, y siempre que sus proveedores no hubiesen ofrecido renovar o prorrogar esos acuerdos en los mismos términos y condiciones.

Artículo 19. - Los demandantes deberán suscribir una Oferta Irrevocable estandarizada que responderá al formulario que se adjunta a la presente resolución como Anexo I y que será publicado en la página “Web” del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

Artículo 20. - La Oferta Irrevocable estandarizada deberá cumplir con las siguientes características básicas:

a) El precio que deberá estar dispuesto a pagar el oferente que haya registrado una Oferta Irrevocable estandarizada será el promedio ponderado de los precios de exportación facturados, netos de retenciones, en cada Cuenca. Este indicador será calculado por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE

PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS con datos provenientes de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP), DIRECCION NACIONAL DE ADUANAS (DNA), ambas dependientes del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION información que podrá ser complementada con la de otros registros que funcionan en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA y del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES publicará este indicador en la página "Web" de la SECRETARIA DE ENERGIA y en la del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

b) La Oferta Irrevocable estandarizada deberá contener: (i) la fecha de inicio requerida para la recepción del suministro, que nunca deberá ser anterior a la inmediatamente posterior al transcurso de DIEZ (10) días hábiles desde el registro de esa Oferta Irrevocable; y (ii) un compromiso de "tomar o pagar" (TOP) no menor del SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de la Cantidad Máxima Diaria, acumulada a lo largo de un bimestre. El compromiso de "entregar o pagar" (DOP) a ser asumido por el vendedor, no será mayor al TOP calculado sobre la Cantidad Máxima Diaria y sobre una base diaria. El período de recupero del TOP será cuatrimestral. El menor volumen a contratar será de MIL METROS CUBICOS POR DIA (1.000 m3/día) de Cantidad Máxima Diaria (CMD) y el volumen total será un múltiplo entero de éste.

Artículo 21. - Cuando una Oferta Irrevocable estandarizada es aceptada las partes siempre podrán negociar mejores condiciones que las estándares. En caso que las partes hubieren modificado las condiciones de la Oferta estandarizada, el vendedor informará al MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) las condiciones modificadas (Oferta Modificada). El acuerdo finalmente alcanzado deberá ser inscripto en el correspondiente registro de contratos del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) por el vendedor, según se disponga en cada momento en la "Normativa" de la Réplica de los Despachos de Gas.

Los disponentes de gas natural manifestarán su voluntad de aceptar cada Oferta Irrevocable, enviando su aceptación incondicionada tanto al consumidor como a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. Esta notificación deberá estar debidamente validada por un representante legal de la empresa vendedora, o con autorización suficiente para comprometer a la firma en cuestión.

La aceptación de un productor o vendedor de gas de una Oferta Irrevocable estandarizada significará su disposición a proveer gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte que corresponda, desde la fecha de inicio requerida para la recepción del suministro de la Oferta Irrevocable estandarizada ofrecida por el consumidor. Excepto que ambas partes lo pacten de otro modo, la fecha de inicio requerida para la recepción del gas nunca podrá ser anterior al período de DIEZ (10) días hábiles previsto para la aceptación de las Ofertas Irrevocables estandarizadas. Si el productor o vendedor no informara al MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) los términos de la Oferta Irrevocable aceptada, en función de las previsiones de la normativa vigente, el consumidor podrá inscribirla directamente en el registro de Contratos a Término de compra de gas que funciona en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

No existiendo rechazo justificado de alguna factura, si el consumidor dejara de pagar en término el gas natural que recibió bajo el mecanismo de Ofertas Irrevocables estandarizadas o mediante el mecanismo de Inyección Adicional Permanente abajo descripto, perderá el derecho a seguir recibiendo gas natural bajo el amparo de los referidos regímenes; ello así hasta tanto salde el capital adeudado y los intereses, o arribe a un acuerdo satisfactorio con el acreedor. Para que este consumidor vuelva a consumir gas bajo cualquiera de los mecanismos previstos en la presente resolución, el mismo estará obligado a comprometer el pago anticipado de los volúmenes que pretenda consumir durante cada mes calendario, salvo acuerdo en contrario entre las partes.

Si una Oferta Irrevocable estandarizada no es satisfecha por cualquier disponente de gas natural dentro de los (DIEZ) 10 días hábiles subsiguientes a su publicación por parte del MERCADO ELECTRONICO DE GAS, el consumidor podrá requerir ante la SECRETARIA DE ENERGIA que se le asigne un volumen de gas equivalente al demandado, siguiendo el procedimiento descripto a continuación, que sigue los principios de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004.

El volumen necesario para satisfacer a las Ofertas Irrevocables estandarizadas no satisfechas, será requerido como Inyección Adicional Permanente sólo hasta la finalización del período estacional en el que el requerimiento no satisfecho haya sido formulado (Octubre-Abril o Mayo-Septiembre), y tal Inyección Adicional será requerida a los productores que exportan gas y que inyecten gas natural desde las cuencas que puedan abastecer esas Ofertas Irrevocables insatisfechas, priorizando las que, con el transporte disponible, impliquen menor costo en el Punto de Entrega que corresponda al consumidor que haya realizado esas Ofertas Irrevocables estandarizadas y aún no satisfechas. En el caso que el volumen de

Inyección Adicional Permanente superara los volúmenes exportados, se priorizará a aquellos consumidores que disponen de servicios de transporte y/o distribución firmes.

El consumidor que reciba el derecho a solicitar Inyección Adicional Permanente durante un período estacional, deberá arbitrar los mecanismos para procurarse gas natural antes del fin del período, o publicar una nueva Oferta Irrevocable estandarizada con la debida anticipación.

El consumidor que reciba el derecho a solicitar Inyección Adicional Permanente no podrá revender el gas que obtenga por ese mecanismo, salvo que tal proceder sea indispensable para no incurrir en el pago de TOP, o para terminar de recuperar TOP ya pagado durante el período de recupero establecido.

El consumidor sólo podrá vender esos saldos de TOP en una subasta de gas “spot” del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

El consumidor que adquiera volúmenes de gas natural a través del procedimiento de Ofertas Irrevocables Estandarizadas no podrá destinarlos a la exportación o a la generación para exportación de electricidad, ni por si mismo, ni a través de la intermediación de terceros.

El consumidor que reciba el derecho a solicitar Inyección Adicional Permanente, no podrá utilizar esos volúmenes para destinarlos a la exportación o a la generación para exportación de electricidad, ni por si mismo, ni a través de la intermediación de terceros.

Artículo 22. - Por el gas suministrado como Inyección Adicional Permanente el productor exportador percibirá el precio aplicable a partir del 1º de julio de 2005, según las disposiciones del “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004”, homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

La SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS podrá modificar el precio que el productor exportador percibirá por el gas suministrado como Inyección Adicional Permanente, en función de la evolución futura del mercado.

Artículo 23. - Los desbalances y cantidades no autorizadas emergentes de la operación diaria que resulten de la aplicación de los mecanismos previstos en la presente resolución, serán tratados acorde a los Reglamentos de Servicio de Transporte y de Distribución de gas por redes, aprobados por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de Diciembre de 1992, con más las modificaciones que eventualmente se dispusieran sobre ellos.

Artículo 24. - Los volúmenes que hoy se requieren en uso del mecanismo dispuesto por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004, para abastecer consumos de usinas de generación de electricidad para sostener el suministro al servicio público de provisión de ese fluido, deberán ser inscriptos, en el registro de este Mecanismo de Ofertas Irrevocables estandarizadas, como demanda de gas a término, aunque no tengan transporte firme contratado; y ello así, con la antelación suficiente para obtener, a partir del 1º de junio de 2005, y acorde a la normativa dispuesta por la presente resolución, el derecho a recibir gas natural a través del procedimiento de Ofertas Irrevocables estandarizadas o del mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

A los efectos de la fijación de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), el volumen de gas recibido bajo los mecanismos previstos en la presente resolución, tendrá idéntico tratamiento que el previsto para los volúmenes recibidos bajo la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004.

Cuando se requiera autorización de transporte para movilizar gas natural para éste específico destino, la o las prestatarias de servicios de transporte de gas por redes involucradas, deberán autorizar el transporte interrumpible, acorde a la normativa vigente, procediendo a informar a la Réplica de los Despachos de gas del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) de la misma manera que lo realiza con las demás autorizaciones de transporte.

Artículo 25. - Las Ofertas Irrevocables estandarizadas inscriptas por esas usinas de generación de electricidad, y finalmente satisfechas (sin necesidad de apelar al procedimiento de Inyección Adicional Permanente), deberán registrarse debidamente ante el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

Artículo 26. - Las firmas prestatarias del servicio de distribución deberán garantizar a todas las categorías de usuarios previstos en la presente resolución, en sus artículos 2º, 4º, 5º, 6º, 8º y 9º, la prestación de los servicios de transporte y distribución en las mismas condiciones que dichos usuarios los estuvieran recibiendo a las fechas establecidas en los referidos artículos.

Artículo 27. - Modificar el Punto 6.2) del Capítulo I del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, que obra como Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de Junio de 2004, y que a partir de la fecha de vigencia de la presente resolución, queda redactado de la siguiente manera: "6.2) Los concesionarios u operadores de gasoductos, cualquiera sea su condición regulatoria o régimen de habilitación, no podrán transportar bajo ningún concepto gas natural para exportación que hubiera sido inyectado, directa o indirectamente, por un productor exportador cuando: (i) no hubiera cumplido con su obligación de inyección adicional para el mercado interno, conforme lo dispuesto en el presente "PROGRAMA, y/o ii) se encuentren insatisfechos volúmenes de gas natural debidamente demandados por medio del mecanismo de Ofertas Irrevocables estandarizadas, y/o (iii) exista algún incumplimiento total o parcial por parte de ese productor de alguna orden de Inyección Adicional Permanente, y/o (iv) ese productor no cumpla debidamente con sus obligaciones previamente asumidas con cualquier usuario o consumidor del mercado interno".

Artículo 28. - Ningún exportador de gas natural podrá adquirir gas natural producido en el país para destinarlo a la exportación, mientras existan Ofertas Irrevocables estandarizadas que hayan merecido la aplicación del mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Artículo 29. - El régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas previsto en la presente resolución estará en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2006. Su continuidad deberá ser definida por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS en base incremento verificado de la oferta de gas en el mercado interno.

Artículo 30. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

FORMULARIO I

OPERATORIA RES. SE Nº XXX

FORMULARIO DE OFERTA IRREVOCABLE PARA ADQUIRIR GAS NATURAL

EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE.

La presente oferta tendrá carácter de irrevocable a partir de su publicación por parte de MEGSA.

1) SOLICITANTE (RAZON SOCIAL): CODIGO MEG (En caso de tenerlo):

2) DIRECCION:

3) CONTACTO APELLIDO Y NOMBRE: TELEFONO: FAX: EMAIL (En caso de corresponder será el registrado en el MEG):

4) PERIODO POR EL QUE SE SOLICITA EL CONTRATO A TERMINO (CAT). (d/m/a) (Mínimo: 36 Meses) FECHA DE INICIO FECHA DE FINALIZACION (AMBOS INCLUSIVE)

5) VOLUMEN SOLICITADO (EN M3/DIA DE CMD, MULTIPLOS NATURALES DE 1000). CMD (CANTIDAD MAXIMA DIARIA)

6) PUNTO DE RECEPCION DEL CONTRATO DE TRANSPORTE (DEL ADQUIRENTE, DE LA DISTRIBUIDORA O DE QUIEN SE ADQUIERA EL TRANSPORTE):

7) NOMINA DE CONTRATOS PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DEL GAS A ADQUIRIR (Especificar todos los contratos de transporte y distribución vigentes, a utilizar en el transporte y/o distribución del gas a adquirir, consignando primero el de mayor prioridad, acorde las preferencias del oferente):

Contrato Nº (registro MEG si corresponde si no 1,2,…n)	Tipo de contrato: TF TI: TFD: OFD: TFT: OFT: TID: TIT: DIT	Proveedor del servicio	Nº interno del contrato (si no corresponde registro MEG)	Volumen firme interrumpible diario a suministrar (sm3 /día)

8) MAXIMO PRECIO QUE ESTA DISPUESTO A PAGAR ($/sm3. No podrá ser inferior al que la Secretaría de Energía publique o haga publicar en cumplimiento de la Resolución SE Nº xx):

9) COMPROMISO DE TOMAR O PAGAR (TOP): NO MENOR AL SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) DE LA CMD. El TOP se medirá por períodos bimestrales.

10) RECUPERO DEL TOP ("MAKE UP"). Período no mayor a un cuatrimestre; considerado desde el momento en que se devengó el pago del TOP. El comprador en ningún caso podrá realizar nominaciones por encima de la CMD. Los volúmenes a recuperar se corregirán debidamente en caso de existir diferencias entre el precio vigente al momento de pagar el TOP y el precio vigente al momento de su recupero.

11) COMPROMISO DE ENTREGAR O PAGAR (DOP): NO MAYOR AL TOP. Medido sobre una base diaria. En caso de no entregar el gas comprometido, el vendedor pagará al comprador un monto equivalente al volumen de gas natural comprometido no entregado, multiplicado por tres veces el precio del gas natural definido en el punto 8).

12) MODALIDAD DE PAGO: Transferencia o giro a la cuenta bancaria de la vendedora o cheque de plaza NO A LA ORDEN, efectivo a los (QUINCE) 15 días de la recepción de la factura mensual correspondiente.

13) ACEPTACION POR PARTE DEL COMPRADOR:

El comprador entiende, y acepta cumplir, con todo lo dispuesto en la Resolución SE Nº XXX/2005 y que le fuera aplicable.

El comprador declara que todos los datos contenidos en este formulario son reales y fidedignos.

_____ __/__/____

Lugar Fecha

_____

Firma Digitalizada

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 753/05

Publicación Boletín Oficial N° 30655 del 17/05/2005

Citas Legales: Res. MPFIPyS 183/2004; Res. SE 389/2004; Res. SE 502/2004; Dec. 1142/2003; Ley 15.336

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista para que, actuando por cuenta y orden del estado nacional, proponga procedimientos especiales alternativos a los previstos en el contrato firmado con la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A., a fin de agilizar la resolución de reclamos por supuestas cancelaciones y demoras ocurridas durante la entrega del producto Fuel Oil durante el año 2004.

BUENOS AIRES, 13 DE MAYO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0098976/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscripto en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 183 del 14 de abril de 2004, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 389 del 20 de abril de 2004, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 502 del 19 de mayo de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que dentro del objetivo recíproco de promover y fomentar el progreso de las respectivas economías, el PODER EJECUTIVO NACIONAL, a través del Artículo VI del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA mencionado en el Visto, acordó con esta última la provisión para el Mercado Argentino de Fuel Oil y Gas Oil en los términos establecidos en el Anexo I de dicho Convenio.

Que en el referido Anexo I se estableció que las operaciones comerciales derivadas de su aplicación serían realizadas por la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) por una parte y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y que resultaba necesario instruir a esta última Compañía para que actúe con tal objetivo.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de su Resolución Nº 183 del 14 de abril de 2004, en función de lo señalado en los considerandos precedentes, dio intervención a esta SECRETARIA DE ENERGIA para que coordine y atienda la operatoria tendiente a la adquisición del combustible líquido en los volúmenes y plazos comprometidos en el referido Convenio.

Que mediante dicha instrucción ordenó la reglamentación de los términos y condiciones para llevar a cabo la misma, previéndose la calidad y seguridad en el suministro de los volúmenes de los combustibles ya indicados y permitiendo la más eficiente utilización de los recursos obtenidos por la REPUBLICA ARGENTINA a través del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Que, en consecuencia, la SECRETARIA DE ENERGIA a través de Resolución N° 389 del 20 de abril de 2004 instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, los documentos necesarios con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil y Gas Oil, en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004, destinados a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, para lo cual dicho Organismo debió enviar previamente a esta SECRETARIA DE ENERGIA una propuesta de estos documentos para su aprobación.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 502 del 19 de mayo de 2004, instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, el contrato con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil, en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004, destinados a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, según el Anexo I de dicha resolución.

Que en consecuencia, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTROCO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) suscribió con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) el Contrato para Suministro de Fuel Oil para el año 2004. Que la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) notificó a la COMPAÑIA

ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTROCO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) una serie de reclamos vinculados con la operatoria del Contrato para el Suministro de Fuel Oil para el año 2004 cuya rápida solución resulta indispensable para el desarrollo de la relación contractual de la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA durante el año 2005. Que los conflictos referidos se originan en reclamos por cancelaciones y demoras supuestamente ocurridos durante las entregas del producto Fuel Oil en la REPUBLICA ARGENTINA, en el marco del desarrollo del Contrato para Suministro de Fuel Oil para el año 2004.

Que en tal entendimiento, si bien el Contrato para Suministro de Fuel Oil para el año 2004 cuenta con una previsión específica para la resolución de las controversias o reclamos vinculados su desarrollo, se considera necesario acordar la modificación del mecanismo establecido para la resolución de controversias y su reemplazo por uno que, asegurando el respeto de los derechos de ambas partes, otorgue mayor agilidad a la relación trabada a través del referido Contrato.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982, y de lo dispuesto en la Resolución N° 183 del 14 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) para que, actuando por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, en conjunto con PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA), proponga a esta SECRETARIA DE ENERGIA, procedimientos especiales alternativos a los previstos en el Contrato firmado con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil en el año 2004, a utilizar para agilizar la resolución de los reclamos por supuestas cancelaciones y demoras ocurridas durante las entregas del producto Fuel Oil en la REPUBLICA ARGENTINA.

Artículo 2°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTROCO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 767/05

Publicación Boletín Oficial N° 30665 del 01/06/2005

Citas Legales: Ley 25.822; Res. SE 722/2004; Ley 7480 (San Juan); Res. EPRSJ 842/2004; Res. SE 1/2003; Res. SE 106/2003; Res. SE 197/2003; Res. SE 964/2003; Res. SE 86/2003; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95.

(Nota: Ampliación ET 132/33/13,2 kV Cañada Honda incorporada por Resolución SE 2017/2005).

> *Línea de interconexión en 500 kv tramo Estación Transformadora Mendoza - Estación Transformadora San Juan, primer tramo de la línea minera. Incorpórase al anexo de la resolución Nº 106/2003 la ampliación "segundo banco de capacitores de 45 MVAR en terciario de los ATR 150 MVA de la estación transformadora San Juan en 132 kv".*

BUENOS AIRES, 27 DE MAYO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0113614/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Ley Nº 25.822, y

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 722 del 21 de julio de 2004, la SECRETARIA DE ENERGIA tipificó el primer tramo de la Ampliación denominada LINEA MINERA como constituido por una línea de extra alta tensión de QUINIENTOS KILOVOLTS (500 kV) que vinculará la ESTACION TRANSFORMADORA GRAN MENDOZA con la ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, inclusive las demás obras necesarias para su energización inicial en DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV) y que ello implicó que esa obra resultara financiable con fondos provenientes del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF)” en los términos y las condiciones definidas en la regulación vigente, con el necesario concurso del Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)”.

Que el Artículo 6º de la Ley Nº 25.822 instruye a la SECRETARIA DE ENERGIA a realizar todas las modificaciones reglamentarias que resultaren necesarias para lograr la puesta en marcha de las obras correspondientes al primero de los tramos enunciados de la Ampliación denominada LINEA MINERA, o sea el tramo GRAN MENDOZA - SAN JUAN.

Que los acuerdos substanciados entre la SECRETARIA DE ENERGIA y la Provincia de SAN JUAN resultaron en un compromiso de aporte de un TREINTA POR CIENTO (30%) por parte del Gobierno de la Provincia de SAN JUAN, a implementar desde el “FONDO ESPECIAL PARA LA LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV ENTRE MENDOZA Y SAN JUAN”, creado por Ley Provincial Nº 7480, promulgada por el Gobierno de la Provincia de SAN JUAN con fecha 30 de abril de 2004.

Que la Convocatoria Abierta fue oportunamente realizada por el Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)” y el compromiso de aporte como Iniciador de la Ampliación por parte del Gobierno de la Provincia de SAN JUAN fue aceptado y protocolizado mediante la firma del correspondiente Contrato de Promoción de la Ampliación, con fecha 23 de febrero de 2005.

Que con fecha 27 de octubre de 2004 el ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE SAN JUAN, emitió su Resolución Nº 842, mediante la cual, entre otros aspectos, se precisa que en el marco de las acciones y obras complementarias para la ejecución de la “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA” deben realizarse obras de adecuación en la “ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN 132 kV”, a los efectos de compensar la demanda de energía reactiva.

Que la obra “SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV” surge como parte indispensable en la prosecución de los objetivos definidos para la Ampliación “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA”.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, junto a sus modificatorias y complementarias, implementaron un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de los sistemas de transporte a normas de diseño también establecidas en dicha Resolución. Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 se identificó un conjunto de Obras de Adecuación para el sistema de transporte, las que atendiendo a la necesidad de mantener la operatividad de la red se incluyeron en los mecanismos previstos

en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 a los fines de su ejecución y financiamiento.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA y la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), propietaria de la ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, suscribieron el 10 de julio de 2003 un contrato en el cual se establecen con precisión el alcance de las responsabilidades y obligaciones de la Transportista por las tareas de ingeniería, ejecución y control de las Ampliaciones de la Capacidad de Transporte identificadas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, las cuales se encuentran terminadas a la fecha.

Que el modelo de Contrato arriba mencionado fue oportunamente aprobado mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 197 del 15 de mayo de 2003, con las modificaciones introducidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 964 del 1º de diciembre de 2003.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003 constituyó la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, cuya misión y funciones son las de asesorar a la SECRETARIA DE ENERGIA sobre: (a) la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003; (b) la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el considerando precedente; y (c) los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones.

Que la Provincia de SAN JUAN, a través de su representante en el COMITE DE EJECUCION de la Ampliación “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA”, y el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)”, expresaron interés en que la obra “SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV” sea incorporada para su ejecución al procedimiento reglado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y concordantes.

Que esas adecuaciones en la “ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV” no han sido consideradas incluidas en las previsiones de financiamiento con aportes del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF)”, no obstante lo cual, por el carácter complementario a las obras comprometidas para la ejecución de la “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA” y en concordancia con lo reglamentado en el Decreto del Poder Ejecutivo Provincial de SAN JUAN Nº 1607 de 18 de octubre de 2004, están comprendidas en el objeto del “FONDO ESPECIAL PARA LA LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV ENTRE MENDOZA Y SAN JUAN”, instituido mediante la Ley Provincial Nº 7480 y, por lo tanto, resultan financiables al ciento por ciento a partir de ese último Fondo, inclusive los estudios, inspección y auditoría y demás gastos. Que dichas adecuaciones, a diferencia de la obra principal denominada “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA”, consisten en modificaciones y ampliaciones de instalaciones de propiedad de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), cuyos costos de operación y mantenimiento estarán en un CIENTO POR CIENTO (100%) a cargo de las demandas instaladas de esa Provincia.

Que el FIDEICOMISO FINANCIERO constituido por la Provincia de SAN JUAN y NACION FIDEICOMISOS S.A. con fecha 16 de febrero de 2005, cuyo BENEFICIARIO es el Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)”, prevé en su Artículo 2.01, apartado b), inciso b3), que el CIEN POR CIENTO (100%) del precio final del ítem “ADECUACION DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN EL NIVEL DE 132 KV CON COMPENSACION REACTIVA DE 45 MVAR” será financiado cancelando los “Certificados de Requerimiento” que emita el Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)” con relación a la obra, previéndose valores máximos que no podrán ser superados.

Que las adecuaciones antes referidas fueron oportunamente objeto de gestiones de ampliación de la capacidad de transporte ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) según lo previsto en el “REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA”.

Que mediante nota fechada el 14 de marzo de 2005, el iniciador ENERGIA SAN JUAN solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) el cierre de dicho trámite, al desestimar dicha vía de ejecución en virtud de la instrucción del ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE SAN JUAN de proceder a realizarla dentro de la misma operatoria de la “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA”.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) no manifestó observaciones sobre la obra propuesta, ni sobre el cambio de modalidad de ejecución, solicitada por ENERGIA SAN JUAN.

Que las presentes circunstancias en materia de abastecimiento energético de la Provincia de SAN JUAN imponen realizar el máximo esfuerzo para contar con un incremento de la oferta de energía eléctrica a dicha provincia durante el próximo invierno.

Que a los fines expuestos, la SECRETARIA DE ENERGIA, la Provincia de SAN JUAN, a través de su representante en el COMITE DE EJECUCION de la Ampliación “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA”, y el Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)”, (en adelante “Las Partes”), suscribieron un Acta Acuerdo en la cual se establecen con precisión el alcance de las responsabilidades y obligaciones de Las Partes por las acciones administrativas, el pago, la financiación, y las tareas de ejecución del proyecto de ingeniería básica y de detalle, la adquisición de equipamientos y materiales, la especificación técnica y la Compra de los Equipos Mayores, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, de la Ampliación de la Capacidad de Transporte consistente en el “SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV”, a los efectos de ser impulsada conforme el procedimiento de identificación y gestión habilitado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus modificatorias y complementarias.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Incorporar al Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 la Ampliación “SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV”.

Artículo 2º- Condicionar la efectiva concreción de la Ampliación señalada en el artículo 1º del presente acto a la conformidad previa de la SECRETARIA DE ENERGIA, el representante de la Provincia de SAN JUAN en el COMITE DE EJECUCION de la Ampliación “LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA”, y el Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)”, respecto de los costos de equipos, ingeniería, obras civiles y montaje electromecánico, que surja del estudio pormenorizado a realizar por parte de la “COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003”, y que se plasmará en la firma del contrato correspondiente, según los términos definidos en el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, con el Agente Transportista “DISTROCUYO S.A.” como “Contratista” de la ampliación habilitada.

Artículo 3º- Utilizar, para la ejecución de la obra indicada en el artículo 1º de este acto, el procedimiento definido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, y su modificatoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 130 del 24 de marzo de 2003, el “REGLAMENTO PARA LA FINANCIACION DE LA OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003” aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 194 del 13 de mayo de 2003, y el CONTRATO suscrito entre la SECRETARIA DE ENERGIA y la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), cuyo

modelo fuera aprobado por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 197 del 15 de mayo de 2003, con las modificaciones introducidas por la presente resolución.

Artículo 4º- Establecer que la afectación de las erogaciones necesarias para la concreción de la Ampliación señalada en el artículo 1º de la presente resolución, inclusive los estudios, inspección y auditoría, y demás gastos que se requieran a tales efectos, estará en un CIENTO POR CIENTO (100%) a cargo del "FONDO ESPECIAL PARA LA LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV ENTRE MENDOZA Y SAN JUAN", instituido mediante la Ley de la Provincia de SAN JUAN Nº 7480.

Artículo 5º- Instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a implementar la operatoria establecida seguidamente en la presente norma, destinada a efectuar las erogaciones necesarias para la materialización de la Ampliación autorizada por la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo reglado en el artículo 1º y siguientes de la presente resolución.

Artículo 6º- Establecer que las sumas que se requieran erogar con anticipación a la habilitación comercial y/o para completar el pago, una vez producido tal hecho, del costo de la Ampliación habilitada en el artículo 1º de la presente norma, serán transferidas por el Comité de Administración del "FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)" a la subcuenta "SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV" del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003". Toda factura o certificado autorizados para su cobro por parte de la "COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003" será remitido por ésta en copia certificada al Comité de Administración del "FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)" para su conocimiento y previsión financiera, y éste, en un máximo de CINCO (5) días hábiles a contar de la fecha de notificación por la "COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", depositará los montos correspondientes mediante transferencia a la subcuenta "SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV".

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) administrará la subcuenta "SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV", de forma tal que, cumplidos los requisitos básicos establecidos en el "REGLAMENTO PARA LA FINANCIACION DE LA OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", los fondos estén disponibles al momento en que la Transportista o el proveedor de Equipos Mayores requieran la entrega de anticipos y/o pagos con destino a la ejecución de la obra autorizada, pero no comprometerá para este fin fondos de otras subcuentas del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003" que ésta administra.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) pagará las facturas presentadas por proveedores de Equipos Mayores o del Transportista, una vez autorizadas por la "COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", a condición de la existencia de fondos suficientes en la subcuenta "SEGUNDO BANCO DE CAPACITORES DE 45 MVAR EN TERCIARIO DE LOS ATR 150 MVA DE LA ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN EN 132 KV"; de no disponerse del saldo necesario en dicha subcuenta para hacer frente en su totalidad a los montos de las facturas presentadas al cobro, no efectuará el pago correspondiente, y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá devolver dichos documentos luego de transcurrido un lapso de CUATRO (4) días hábiles de haber reclamado al Comité de Administración del "FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)" que transfiera el monto suficiente para afrontar dicha erogación.

Artículo 7º- Instruir a la "COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003" para que instrumente todos los medios y esfuerzos a su alcance a efectos que la obra pueda estar habilitada comercialmente durante el invierno de 2005, informe mensualmente el avance de la obra al Comité de Administración del "FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)" y al Representante de la Provincia de SAN JUAN en el COMITE DE EJECUCION de la Ampliación "LINEA DE INTERCONEXION EN 500 KV TRAMO ESTACION TRANSFORMADORA MENDOZA - ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN, PRIMER TRAMO DE LA LINEA MINERA", y de manera inmediata ante ocurrencia de cualquier evento que tienda a aplazar la concreción de los objetivos señalados.

Artículo 8º- Facultar al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica para efectuar todas las comunicaciones que sea menester a efectos de interactuar con los entes, organismos o agentes involucrados en las instalaciones objeto del presente acto, con el fin de resolver cuestiones relativas a la interpretación y aplicación de esta resolución.

Artículo 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE),

al Gobierno de la Provincia de SAN JUAN, al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD de la Provincia de SAN JUAN, al Comité de Administración del “FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF)”, y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 771/05

Publicación Boletín Oficial N° 30666 del 02/06/2005

Citas Legales: Res. SE 1427/2004; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 3/2005; Res. SE 622/2005; Res. SE 663/2005; Res. SE 751/2005; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82

Aceptase la decisión de determinadas empresas, de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

BUENOS AIRES, 27 DE MAYO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión y que, en general, los Agentes han comprometido hasta el SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, para el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive, lo que dio origen al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005, a través de la cual se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo al mismo tiempo los lineamientos de participación de los Agentes así habilitados en los Grupos de Trabajo respectivos.

Que los Agentes mencionados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 se han comprometido a la construcción de las unidades de generación necesarias para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para lo cual han suscripto el Acta de Adhesión anexa a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que en función de ello y con el propósito de aunar esfuerzos conjuntamente con todos los Agentes productores de Energía Eléctrica para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la SECRETARIA DE ENERGIA propuso invitar a todos aquellos otros Agentes productores de Energía Eléctrica que no lo han hecho en la oportunidad precitada, a intervenir en una nueva convocatoria, donde se habilite a estos últimos a manifestar su voluntad de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que dicha propuesta fue unánimemente aceptada por los Agentes mencionados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 conforme el Acta labrada a tal efecto.

Que dada la decisión unánime señalada, la SECRETARIA DE ENERGIA emitió la Resolución Nº 622 del 6 de abril de 2005, y su aclaratoria la Resolución Nº 663 del 19 de abril de 2005 mediante la que instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para la ejecución de una nueva convocatoria, aplicando una metodología homóloga a la utilizada en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 y dando la posibilidad a los Agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que decidan participar en la nueva convocatoria, de optar por concurrir a la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) con los mismos derechos y obligaciones que los establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 o, de intervenir en ella, con una inversión mínima como la requerida en esta última norma de sus acreencias correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, y su aclaratoria la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, tal como se dispone la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, pero sin la obligación de gestionar los proyectos necesarios para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la obtención de financiamiento que resulte necesario para la realización de los mismos.

Que de conformidad con la instrucción brindada el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) efectuó la convocatoria dispuesta aplicando la metodología prevista en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, esto es la convocatoria a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no comprendidos en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA).

Que posteriormente mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 751 del 12 de mayo de 2005 se consideró pertinente, por única vez y con carácter excepcional, conceder una prórroga a los efectos de posibilitar que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que no lo hayan hecho, puedan sumarse al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) a través del medio formal establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005.

Que corresponde aceptar aquellas declaraciones de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que hayan cumplido con los requerimientos impuestos por la convocatoria formulada y utilizando los medios previstos en la normativa respectiva, mediante las cuales han manifestado su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que en ese sentido y de acuerdo a los términos del consentimiento formulado, se debe tener por suscripta el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que se incluyera en la documentación publicada a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aceptase la decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) de la Empresa CENTRALES TERMICAS DEL NOA S.A. en los términos del inciso a) del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005.

La participación del Agente antes señalado se ajustará en un todo a las previsiones normativas que regulan la creación y constitución del Fondo aludido, teniéndose perfeccionada y suscripta por el aceptante de la Convocatoria el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que, como Anexo, forma parte de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Artículo 2º- Aceptase la decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), en los términos del inciso b) del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005, de las Empresas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se enumeran a continuación:

- CAPEX S.A. AUTOGENERADOR.
- CENTRAL TERMICA AGUA DEL CAJON S.A.
- HIDROELECTRICA LOS NIHUILES S.A.
- HIDROELECTRICA DIAMANTE S.A.
- PLUSPETROL ENERGY S.A.
- PLUSPETROL S.A.

- CENTRAL TERMICA FILO MORADO
- HIDROCUYO S.A.
- HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS S.A.

La participación de los Agentes antes señalados se ajustará en un todo a las previsiones normativas que regulan la creación y constitución del Fondo aludido, teniéndose perfeccionada y suscripta por los aceptantes de la Convocatoria el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” que, como Anexo, forma parte de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Artículo 3º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 880/05

Publicación Boletín Oficial N° 30695 del 14/07/2005

Citas Legales: Res. SE 4/2003; Res. MEyP 21/2005 y MPFIPyS 18/2005 (conjunta); Dec. 2743/92; Dec. 1501/93; Dec. 1142/2003.

(Nota: Procedimiento Complementario para Concretar las Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en Quinientos Kilovoltios reemplazado por Resolución SE 965/05)

> *Modificase la Resolución Nº 4/2003, mediante la cual se aprobó el denominado Procedimiento Complementario para concretar Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en quinientos kilo voltios.*

BUENOS AIRES, 13 DE JULIO DE 2005

VISTO el Expediente S01:0191684/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 4 de fecha 13 de junio de 2003 se aprobó el denominado PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), de aplicación exclusiva a las Ampliaciones de Transporte que se concreten en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), integrante de la mencionada Resolución.

Que dicho Procedimiento Complementario debe aplicarse en el marco de lo establecido en el ANEXO I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA y el APENDICE A del TITULO III del mismo Reglamento, respetando sus contenidos en lo que resulte aplicable.

Que a los efectos de poder llevar a cabo las Ampliaciones a realizarse en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) resulta necesario establecer nuevas adecuaciones a los procedimientos previstos en la normativa vigente para la gestión de Ampliaciones.

Que no escapa a la consideración de esta Secretaría que con fecha 2 de febrero de 2005 la UNIDAD DE RENEGOCIACION DE CONTRATOS DE CONCESION DE SERVICIOS PUBLICOS Y OBRA PUBLICA y la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION S.A. (TRANSENER S.A.) celebraron la CARTA DE ENTENDIMIENTO, luego sometida a un proceso de AUDIENCIA PUBLICA convocada a través de la Resolución Conjunta MEYP Nº 21 y MPFIPyS Nº 18 de fecha 13 de enero de 2005, la cual establece determinadas modificaciones al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dicha CARTA DE ENTENDIMIENTO fue luego receptada en el ACTA ACUERDO de fecha 17 de mayo de 2005 celebrada entre el PODER CONCEDENTE y la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION S.A. (TRANSENER S.A.), que contiene los términos de la renegociación integral llevada a cabo y establece las condiciones de adecuación del CONTRATO DE CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, otorgado por los Decretos Nº 2743/1992 y Nº 1501/1993.

Que las modificaciones al REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, que se aprueban por medio de la presente están en un todo de acuerdo a las modificaciones introducidas por la CARTA DE ENTENDIMIENTO y el ACTA ACUERDO antes mencionadas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065, y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Sustitúyase el Artículo 3º del ANEXO aprobado por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 4 de fecha 13 de junio de 2003 por el siguiente texto:

“ARTICULO 3º- En caso que, a opción de esta Secretaría, se determinase concretar la Ampliación mediante un CONTRATO COM, el Comité de Ejecución a efectos de su adjudicación, llevará a cabo un proceso licitatorio cuyos documentos constitutivos incorporen los siguientes principios:

a) El Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) determinará su forma de representación ante el Comité de Ejecución de la Ampliación.

b) La selección del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION deberá efectuarse mediante una licitación pública cuyos términos se ajustarán a las cláusulas aplicables de la regulación contenida en el Título lll del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

c) Para cada Ampliación a desarrollar en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), esta Secretaría podrá establecer el monto total máximo de ANTICIPOS a entregar en todo concepto al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION con anterioridad a la puesta en servicio de ésta.

d) Los documentos licitatorios deberán establecer que los pagos de ANTICIPOS al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION se corresponderán con hitos de la obra y para su desembolso éste deberá haber puesto a disposición del Comité de Ejecución de la Ampliación las correspondientes garantías.

e) Los documentos licitatorios podrán también establecer la entrega de ANTICIPOS destinados específicamente a que el TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION efectúe pagos por determinados suministros de equipos o componentes mayores de la Ampliación.

f) La selección de proveedores, la adjudicación y la compra de dichos equipos o componentes, así como sus pagos totales o parciales, podrá haber sido realizada por los INICIADORES con anterioridad a la adjudicación de los trabajos al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION, mediante procesos licitatorios independientes, actuando por cuenta y orden del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION. En este caso se deberán tomar los correspondientes recaudos a efectos de mantener la responsabilidad de la Ampliación en cabeza del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION.

g) La comparación de ofertas y la adjudicación al mejor postor se realizará según el valor del CANON ANUAL DE REFERENCIA, determinado para el PERIODO DE AMORTIZACION de la Ampliación. Si los ANTICIPOS previstos en los documentos licitatorios tuvieran valor preestablecido, la comparación podrá efectuarse a partir de la anualidad cotizada por el oferente para el período que se inicia con la puesta en servicio de la Ampliación.

h) Para la etapa posterior a la habilitación comercial de la Ampliación, durante el Período de Amortización, el COMITENTE establecerá que la operación y mantenimiento de la Ampliación será concursada en los siguientes términos:

i) En todos los casos, la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. podrá optar por ser contratada por el Contratista COM para la realización de la operación y mantenimiento de la Ampliación, entendiendo por tal al conjunto de la obra nueva, remunerada con un monto correspondiente al SESENTA POR CIENTO (60%) de los valores tarifarios previstos en el CONTRATO DE CONCESION de dicha Concesionaria hasta la primer Revisión Tarifaria Quinquenal luego de la habilitación comercial de la Ampliación. Para el lapso faltante hasta la siguiente Revisión Tarifaria Quinquenal y hasta la culminación del Período de Amortización, será remunerada a los valores regulados resultantes de dicha Revisión Tarifaria Quinquenal.

j) Si la o las propuestas de los candidatos a Transportista Independiente ofertaran valores inferiores a los referidos en el apartado i) anterior, la Concesionaria podrá optar por ser contratada por el Contratista COM, igualando la oferta más conveniente, para la realización de operación y mantenimiento de la Ampliación en los mismos términos referidos en el apartado i) precedente.

k) Si el CONTRATO COM se hubiere suscrito con una Sociedad Autorizada y los documentos licitatorios dispusieren, dentro de un determinado plazo contado a partir de la habilitación comercial de la Ampliación, la transferencia de las acciones de esa Sociedad Autorizada a la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. y si al fin del período de amortización del CONTRATO COM, la Sociedad Autorizada y la Concesionaria de Transporte antes referida decidieran fusionarse, esa fusión no requerirá de una autorización específica del ENRE.”

Artículo 2º- En caso de ser de aplicación lo establecido en el inciso g) del Artículo 3º del ANEXO de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 4 de fecha 13 de junio de 2003, denominado PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), con las modificaciones dispuestas en el presente acto y resultar la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. responsable de operar y mantener la Ampliación, en ocasión de realizarse la primera Revisión Tarifaria Quinquenal luego de la habilitación comercial, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) procederá a revisar la tarifa de dicha Concesionaria incorporando los equipos de la Ampliación como instalaciones a remunerar en función de sus costos operativos, teniendo en cuenta las eventuales economías de escala.

Artículo 3º- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) y a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION S.A. (TRANSENER S.A.).

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 905/05

Publicación Boletín Oficial N° 30702 del 25/07/2005

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Dec. 1597/99; Ley 15.336; Ley 25.019; Ley 25.401; Ley 25.957; Res. SE 333/2001; Res. SE 657/99

Establécese el valor del Coeficiente de Actualización Trimestral (CAT) instaurado por el artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 15 DE JULIO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0217191/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la Ley Nº 25.957, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 25.957, publicada en el Boletín Oficial Nº 30.540 de fecha 2 de diciembre de 2004 modificó el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 disponiendo que el recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) será afectado por la aplicación de un COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) referido a los períodos estacionales, que toma en consideración el monto neto de la energía facturada en un trimestre por los generadores por los contratos a término y “Spot” en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) debe determinarse a través del cociente resultante de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los contratos a término y “Spot” en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dividido el total de la energía en MEGAVATIOS HORA (MWh) involucrada en esa facturación, tomando como base el trimestre de reprogramación estacional mayo/julio de 2003 y como período de ajuste el trimestre inmediato anterior al de liquidación.

Que en tanto la Ley Nº 25.957 dispone que el mecanismo precedentemente mencionado debe ser de aplicación a partir del primer trimestre posterior a su entrada en vigencia, se hace necesario también definir la primera facturación mensual que se verá afectada por el COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT).

Que a los fines indicados es preciso definir con claridad la facturación computable, las energías y precios, los factores a considerar para definir el monto neto, la entidad encargada de realizar los cálculos y los demás parámetros a considerar para el cálculo periódico del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) y su difusión por los medios adecuados.

Que por la importancia y complejidad de la mecánica de asignación de los recursos que se recaudan a través del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), corresponde adoptar como trimestre de evaluación el trimestre “n-2” respecto del trimestre de aplicación “n”, a fin de que los valores que surgen de los respectivos DOCUMENTOS DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (DTE) reflejen los valores definitivos de las transacciones efectuadas por los generadores por contratos a término y “Spot” en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y no resulte necesario efectuar ajustes posteriores.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA encomendó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la ejecución de los estudios técnicos previos necesarios para contar con la correspondiente Base de Datos así como con la metodología y procedimientos de cálculo que permitan determinar el COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) en los plazos y oportunidades establecidos por la citada Ley Nº 25.957.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha calculado el valor inicial del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) como la comparación entre el valor del cociente facturación sobre energía total correspondiente al primer trimestre de aplicación respecto de igual cociente correspondiente al trimestre de referencia mayo/julio 2003, operación cuyo resultado es de UNO COMA DOS MILLONES CUATROCIENTOS TREINTA Y DOS MIL CIENTO TREINTA Y SEIS DIEZ-MILLONESIMOS (1,2432136) y el primer valor actualizado del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), como el producto entre el valor vigente del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) fijado por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 333 del 30 de octubre de 2001 en TREINTA MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO DIEZMILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0030384 $/kWh) y el valor inicial del COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT), operación cuyo resultado asciende a la suma de TREINTA Y SIETE MIL SETECIENTOS SETENTA Y CUATRO DIEZMILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0037774 $/kWh), que tendrá vigencia a partir del 1º de mayo de 2005.

Que el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”, faculta a la SECRETARIA DE ENERGIA a incrementar el gravamen establecido en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 dentro de los márgenes allí definidos con destino a remunerar en UN CENTAVO DE PESO POR KILOVATIO HORA (0,01 $/kWh) efectivamente generado por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.7 del Anexo I del Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, reglamentario de la mencionada Ley Nº 25.019, la SECRETARIA DE ENERGIA debe fijar anualmente el monto del gravamen antes mencionado para afrontar el pago de la remuneración del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año calendario inmediato anterior, cuestión que se resolverá en oportunidad de efectuar los cálculos respectivos durante el presente año.

Que es responsabilidad de esta SECRETARIA DE ENERGIA determinar la proporción de la recaudación global del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA que debe destinarse al pago de dicha remuneración y afectar el excedente al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA EL DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, conforme los porcentajes establecidos en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

Que a efectos de determinar tal proporción corresponde tener en cuenta el incremento establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999, en la órbita del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA, convalidada por la Ley Nº 25.401, con destino al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en las Leyes Nº 15.336, Nº 24.065, Nº 25.019, Nº 25.957 y en el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese en UNO COMA DOS MILLONES CUATROCIENTOS TREINTA Y DOS MIL CIENTO TREINTA Y SEIS DIEZ-MILLONESIMOS (1,2432136) el valor del COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que se define en el artículo siguiente.

Artículo 2º- Establécese el valor total del gravamen creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, el Artículo 74 de la Ley Nº 25.401 y el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, fijando el mismo en TREINTA Y SIETE MIL SETECIENTOS SETENTA Y CUATRO DIEZMILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0037774 $/kWh), para la facturación que se emita a partir del 1º de mayo de 2005.

Artículo 3º- Mantener, dentro de lo dispuesto en el artículo precedente y a partir de la misma oportunidad a que hace referencia el mismo, el valor establecido en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 333 del 30 de octubre de 2001, con destino a solventar la remuneración establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, en TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0000384 $/kWh), hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA proceda a fijar el monto anual del gravamen correspondiente.

Artículo 4º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que en forma trimestral incluya en la elevación de la Programación Trimestral Provisoria y de la Programación Trimestral Definitiva de cada trimestre estacional a la SECRETARIA DE ENERGIA, el valor del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) y el correspondiente valor actualizado del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE).

Artículo 5º- Establécese que, a partir de la fecha fijada en el artículo 2º de la presente resolución, las proporciones en que habrá de distribuirse el monto efectivamente recaudado para constituir las sumas que deberán afectarse a cada uno de los fondos específicos, serán las que se especifican a continuación:

a) Del monto de la recaudación total del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), el UNO COMA CERO DOS POR CIENTO (1,02%) concurrirá a efectos de identificar la suma que deberá asignarse al pago de la remuneración establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019.

b) Sobre la recaudación total del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), el DIECINUEVE COMA SETENTA Y NUEVE POR CIENTO (19,79%) será destinado al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL.

c) Sobre la recaudación total del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) el SETENTA Y NUEVE COMA DIECINUEVE POR CIENTO (79,19%) se destinará al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, distribuyendo dicho monto en la proporción establecida en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

Artículo 6º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 7º- Notifíquese a todos los GOBIERNOS PROVINCIALES, al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los ENTES PROVINCIALES REGULADORES DE ENERGIA ELECTRICA y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 925/05

Publicación Boletín Oficial N° 30709 del 03/08/2005

Citas Legales: Res. SE 659/04; Res. SE 752/05; Res. MPFIPyS 208/04; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Dec. 181/04; Ley 15.336; Ley 17.319; Ley 24.076

Instruyese a los Agentes Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista para que presenten, con carácter de declaración jurada, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., la información básica de los contratos o acuerdos por los cuales reciben suministro de gas natural, que se encuentren vigentes. Habilitase a los mencionados Agentes Generadores a realizar ofertas irrevocables estandarizadas, de acuerdo a las características establecidas en el artículo 20 de la Resolución Nro. 752/2005.

BUENOS AIRES, 25 DE JULIO DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0212953/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 21 de abril de 2004 define como NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL a aquellos USUARIOS INDUSTRIALES que efectúen adquisiciones de gas natural en forma directa a los PRODUCTORES, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, conforme a lo previsto en el Artículo 5º del Decreto Nº 181 del 13 de febrero de 2004.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005 habilitó, a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), un sistema para que los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y los consumidores directos que no fueron alcanzados por el “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE dispuesto por el DECRETO 181/2004”, homologado por Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004, puedan demandar gas en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte de gas natural, registrando su disposición a contratar gas a término, utilizando para ello un mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas.

Que el régimen de Ofertas Irrevocables Estandarizadas estará en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2006 y que su continuidad deberá ser definida por la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS en base al incremento verificado de la oferta de gas en el mercado interno.

Que los consumidores directos que no fueron alcanzados por el citado ACUERDO, podrán solicitar Ofertas Irrevocables Estandarizadas a partir del vencimiento de los contratos de compraventa de gas mediante los cuales hayan sido provistos, siempre que sus proveedores no hubiesen ofrecido renovar o prorrogar esos acuerdos en los mismos términos y condiciones.

Que a partir del 1º de junio de 2005, los volúmenes que hoy se requieren en uso del mecanismo dispuesto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004, para abastecer consumos de usinas de generación de electricidad para sostener el suministro al servicio público de provisión de ese fluido, deberán ser inscriptos en el registro previsto en el Mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, como demanda de gas a término, aunque no tengan transporte firme contratado, y ello así, para tener derecho a recibir gas natural a través del procedimiento de Ofertas Irrevocables Estandarizadas o del mecanismo de Inyección Adicional Permanente, o aún mediante el mecanismo establecido en esa Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº659 de fecha 17 de junio de 2004.

Que en este sentido, y debido a las restricciones de transporte invernal derivadas de la marcada estacionalidad de la demanda en firme de los distribuidores de gas por redes, resulta conveniente ajustar los requerimientos aplicables a quienes vayan a solicitar la contratación de gas natural mediante el mecanismo Ofertas Irrevocables Estandarizadas, para abastecer consumos de usinas de generación de electricidad para sostener el suministro al servicio público de provisión de ese fluido y con estacionalidad contraria a la de las distribuidoras de gas por redes, de manera que prevean la solicitud de mayores volúmenes en el período estival que en el invernal.

Que el precio que deberá estar dispuesto a pagar el oferente que haya registrado una Oferta Irrevocable Estandarizada será el promedio ponderado de los precios de exportación facturados, netos de retenciones, en cada Cuenca.

Que, en consecuencia, corresponde reconocer este precio como costo máximo del gas consumido para generación de energía eléctrica correspondiente a los volúmenes suministrados a través de las Ofertas Irrevocables Estandarizadas que hubiesen sido registradas en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

Que las Ofertas Irrevocables Estandarizadas contienen un compromiso de “TOMAR O PAGAR” (TOP) no menor al SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de la Cantidad Máxima Diaria, acumulada a lo largo de un bimestre, y un compromiso de “ENTREGAR O PAGAR” (DOP) a ser asumido por el vendedor, no mayor al compromiso de “TOMAR O PAGAR” (TOP) calculado sobre la Cantidad Máxima Diaria y sobre una base diaria.

Que los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que demanden gas natural en el punto de ingreso del sistema de transporte, a través del mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, podrían verse obligados a asumir sobrecostos derivados de su compromiso de “TOMAR O PAGAR” (TOP) por razones ajenas a los mismos.

Que, a los efectos de obtener los volúmenes de gas natural que requiere el normal funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resulta conveniente reconocer dichos sobrecostos, que no sean derivados de indisponibilidad propia y en tanto no hubiese sido posible su recupero mediante otros mecanismos previstos en la reglamentación vigente.

Que la selección de los Agentes Generadores a quienes se les deberán reconocer estos sobrecostos, resulta conveniente sea realizada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (CAMMESA) en base a las previsiones de despacho, a las condiciones de abastecimiento de gas natural, a los volúmenes máximos habilitados a reconocer y a las Ofertas Irrevocables que están dispuestos a suscribir los Agentes Generadores.

Que acorde a las disposiciones de la mencionada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, si una Oferta Irrevocable Estandarizada no es satisfecha por cualquier disponente de gas natural dentro de los DIEZ (10) días hábiles subsiguientes a su publicación por parte del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), el consumidor podrá requerir ante la SECRETARIA DE ENERGIA que se le asigne un volumen de gas equivalente al demandado hasta el fin del período estacional en que fue realizada (mecanismo alternativo de INYECCION ADICIONAL PERMANENTE).

Que por el gas suministrado como INYECCION ADICIONAL PERMANENTE el productor exportador percibirá el precio aplicable a partir del 1º de julio de 2005, según las disposiciones del “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, dispuesto por el DECRETO 181/2004”, homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Que a los efectos de reducir los eventuales sobrecostos derivados del cumplimiento de los compromisos asumidos de “TOMAR O PAGAR” (TOP), resulta conveniente coordinar la reventa de los excedentes de los volúmenes de gas natural contratado a través de Ofertas Irrevocables Estandarizadas con reconocimiento del compromiso de “TOMAR O PAGAR” (TOP), en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que a partir de las fechas establecidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005 para cada categoría de usuarios prevista en la misma, las distribuidoras ya no publicarán en sus cuadros tarifarios el costo del gas natural incluido en las tarifas respectivas, limitándose a publicar las tarifas de distribución y de transporte, y en el caso de éstas últimas, indicando las distintas tarifas de transporte aplicables en función de las rutas de transporte contratadas por la prestataria del servicio de distribución.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen tanto del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, como del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por los Artículos 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, 31 del Decreto Nº 180 y los Artículos 4º y 5º del Decreto Nº 181, estos últimos de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Instrúyese a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para que presenten, con carácter de declaración jurada, a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) antes de los DIEZ (10) días hábiles contados desde la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial, la información básica de los contratos o acuerdos que se encuentren vigentes, por los cuales reciben suministro de gas natural, incluyendo aquellos volúmenes adquiridos en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o en los Puntos de Entrega de ese sistema, y los adquiridos a las Distribuidoras de gas natural, alcanzados por el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005. Tal información deberá contener, como mínimo, los datos mencionados en el Anexo I de la presente resolución.

Asimismo, junto al envío aquí requerido, esos mismos generadores deberán informar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) todos los contratos de transporte y distribución de gas natural con que cuentan.

ARTICULO 2°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a remitir a esta SECRETARIA DE ENERGIA la información presentada por los Agentes Generadores en cumplimiento del artículo anterior, dentro de los DOS (2) días subsiguientes al vencimiento del plazo estipulado en el artículo anterior. En base a la misma y a la obrante en esta SECRETARIA DE ENERGIA, se validará e instruirá a esa Compañía acerca de cuáles costos de gas natural deberán reconocerse por el gas suministrado a través de tales contratos y/o acuerdos.

Esta SECRETARIA DE ENERGIA, tomando en cuenta los precios de los contratos presentados, instruirá oportunamente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre los precios máximos de gas natural en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que corresponderá aplicar para la sanción de precios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 3°.- Habilitase a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a realizar Ofertas Irrevocables Estandarizadas de acuerdo a las características establecidas en el Artículo 20 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, destinadas a reemplazar el gas solicitado a través del mecanismo previsto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004, con las siguientes características adicionales, respecto a las condiciones estándares establecidas en el Artículo 20 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005.

a) CANTIDADES MAXIMAS DIARIAS inferiores para el período de invierno (mayo-septiembre) respecto al de verano (octubre-abril), y adaptadas a las condiciones del despacho eléctrico y de la disponibilidad de transporte y distribución de gas natural históricas, para el equipamiento de generación que se pretende abastecer con gas natural.

b) A los efectos de la contabilización de los volúmenes a recuperar (“Make Up”) derivados de la aplicación del compromiso de “TOMAR O PAGAR” (TOP), se deberán recuperar, en primer lugar, los volúmenes no utilizados que no se hayan originado a causa de la indisponibilidad propia del Agente.

Para poder acceder al reconocimiento por parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en los términos del artículo 5º de la presente resolución, la última de estas condiciones deberá incluirse en cualquiera de los acuerdos de suministro alcanzados por el mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas. El resto de las características establecidas en el Artículo 20 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, podrán ser incluidas en el acuerdo de partes al que pudiere accederse por efecto de una Oferta Irrevocable realizada en el marco de ese régimen y a los fines de obtener volúmenes de gas natural útiles para reemplazar a los que se hayan venido obteniendo por la aplicación del mecanismo previsto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004.

ARTICULO 4°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que, junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral y durante el período de vigencia del régimen de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, estime los volúmenes mínimos de gas natural necesarios para la generación de energía eléctrica destinado al abastecimiento de la demanda interna, para los siguientes TREINTA Y SEIS (36)

meses y bajo las hipótesis de: (i) año hidrológico seco y; (ii) uso pleno del equipamiento útil para el consumo de Fuel Oil, utilizando ese combustible en el Período Estacional de invierno.

ARTICULO 5°.- En base a los volúmenes determinados en cumplimiento del artículo precedente y a los contratos y/o acuerdos actualmente vigentes que informen los Agentes Generadores en cumplimiento de lo instruido en el artículo 1º de la presente resolución, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá determinar e informar a esta SECRETARIA DE ENERGIA, los volúmenes máximos susceptibles de ser contratados a través del mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas establecido en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, mediante acuerdos estandarizados que utilicen las cláusulas previstas en el Artículo 20 de la misma, y que sean compatibles con las disposiciones del artículo 3º de la presente resolución, y todos destinados a la generación de energía eléctrica para abastecer la demanda interna, para los períodos de invierno (mayo-septiembre) y verano (octubre-abril), correspondientes al período de TREINTA Y SEIS (36) meses mencionado en el artículo anterior.

De no mediar instrucción en contrario de esta SECRETARIA DE ENERGIA dentro de los DOS (2) días de remitida dicha información, estos volúmenes serán los máximos habilitados a reconocer por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en cada período, como Ofertas Irrevocables a presentar por los Agentes Generadores.

ARTICULO 6°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a convocar a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a manifestar su interés de presentar Ofertas Irrevocables Estandarizadas a ser efectuadas en los términos establecidos en los Artículos 18 al 26 y concordantes, de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, y en las disposiciones del artículo 3º de la presente resolución.

A tales efectos, junto con los datos correspondientes a cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, los Agentes Generadores deberán informar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) su disposición a suscribir Ofertas Irrevocables en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), indicando los volúmenes que están dispuestos a adquirir a través de dicho mecanismo y la modalidad de contratación, teniendo en cuenta las características de las Ofertas Irrevocables Estandarizadas que se definen en el Artículo 20 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005 y lo establecido en el artículo 3º del presente acto.

En base a las previsiones de despacho, a las condiciones de abastecimiento de gas natural, los volúmenes habilitados a reconocer como Ofertas Irrevocables a presentar por los Agentes Generadores, acorde lo dispuesto en el artículo 5º precedente, y a las Ofertas Irrevocables que están dispuestos a suscribir los Agentes Generadores, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) determinará cuáles Ofertas Irrevocables Estandarizadas serán “Reconocidas” por esa Compañía (Ofertas Irrevocables Reconocidas).

El Agente Generador con Ofertas Irrevocables Estandarizadas seleccionadas a través del procedimiento anterior, contará con CINCO (5) días hábiles, contados desde la comunicación del reconocimiento por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), para proceder a su suscripción en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG). Vencido este plazo, se deberá entender que el Agente ha desistido de la presentación de las ofertas, quedando la Compañía antes mencionada habilitada a reemplazarlas por otras Ofertas Irrevocables Estandarizadas.

ARTICULO 7°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a reconocer, como costo máximo del gas consumido correspondiente a los volúmenes de las Ofertas Irrevocables Reconocidas que hubiesen sido registradas en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), el precio mínimo a ofertar en cumplimiento del inciso a) del Artículo 20 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005.

Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a reconocer, como costo máximo del gas consumido correspondiente a los volúmenes de las Ofertas Irrevocables Reconocidas por dicha Compañía y asignados por esta SECRETARIA DE ENERGIA como INYECCION ADICIONAL PERMANENTE, el precio que percibirán los productores de acuerdo a lo establecido en el Artículo 22 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005.

Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a reconocer los sobrecostos en que incurra un Agente Generador por efectos del compromiso de “TOMAR O PAGAR” (TOP) incluido en cada Oferta Irrevocable Reconocida por esa Compañía y registrada en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), que no sean derivados de

indisponibilidad propia del Agente, ya sea que los volúmenes provistos lo sean en virtud de un contrato o acuerdo vigente proveniente de una Oferta Irrevocable Estandarizada, o que hayan sido asignados como INYECCION ADICIONAL PERMANENTE por esta SECRETARIA DE ENERGIA. Tal reconocimiento de sobrecostos se realizará utilizando el mismo mecanismo previsto para reconocer el costo del gas suministrado a través del procedimiento establecido en la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004; y ello así, en tanto el generador que los hubiese soportado, haya procedido diligentemente acorde al procedimiento dispuesto en el artículo 8º de la presente resolución.

ARTICULO 8°.- En el caso que en la operación prevista para una semana se requieran volúmenes de gas natural convenidos u otorgados conforme el mecanismo de Ofertas Irrevocables Reconocidas, que puedan derivar en la existencia de saldos no utilizados de las obligaciones de “TOMAR O PAGAR” (TOP), la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) podrá instruir al Agente Generador involucrado a que venda los saldos no requeridos para la generación de energía eléctrica, a través del Mercado de Gas “Spot” en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte que opera en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

La realización de las ofertas por parte de los Agentes Generadores indicadas en la programación semanal por los volúmenes referidos en el párrafo anterior, en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), será condición necesaria para el reconocimiento por parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de los costos en que incurra cada uno de dichos Agentes derivados de los compromisos de “TOMAR O PAGAR” (TOP).

Junto con los resultados de la programación semanal del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) indicará los volúmenes diarios habilitados para ser subastados en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) y el precio mínimo requerido de dichas ofertas.

El precio requerido de dicha oferta será determinado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en función del estado de las obligaciones de “TOMAR O PAGAR” (TOP) y de las posibilidades de recuperación del mismo.

Tanto los sobrecostos incurridos y reconocidos, como el producido por la venta de los saldos no utilizados para recuperar o evitar incurrir en obligaciones de “TOMAR O PAGAR” (TOP), así como los montos pagados por los productores de gas natural por incumplimiento de los compromisos de “ENTREGAR O PAGAR” (DOP), serán acreditados a la cuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho.

ARTICULO 9°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 11.-Cmuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

Unidad de Generación	CMD (MMm3/día)	Precio ($/m3) (1)	OCP (%CMD: MMm3/día)	Penalidad DOP ($/m3) (2)	Vigencia	Transporte Asociado (MMm3/día) (3)	Punto de Recepción (4)	Punto de Entrega (5)

(1) Deberá indicarse las variaciones de precios a lo largo del año.

(2) Penalidad, descuento, contraprestación o cualquier tipo de reconocimiento realizado por el vendedor al comprador por incumplimiento en las entregas de gas, según lo estipule el contrato.

(3) Transporte firme o interrumpible (indicar el que corresponda), que implique el pago de algún cargo de reserva o de capacidad o similar, asociado a la movilización del volumen del contrato declarado. Si se tratara de un suministro en boca de pozo, o que por la situación geográfica particular de la unidad de generación no sufra restricciones en la disponibilidad de dicho transporte, podrán declarar como “no

aplicable" (N/A) la información referida. En dicho caso, CAMMESA considerará al Agente Generador sin restricciones de transporte de gas natural.

(4) Si se tratara de un suministro en boca de pozo, o que por la situación geográfica particular de la unidad de generación no sufra restricciones en la disponibilidad de dicho transporte, podrán declarar como "no aplicable" (N/ A) la información referida.

(5) Si se tratara de un suministro en boca de pozo, o que por la situación geográfica particular de la unidad de generación no sufra restricciones en la disponibilidad de dicho transporte, podrán declarar "en cuenca XXX" la información referida, siendo XXX la denominación de la cuenca gasífera.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 930/05

Publicación Boletín Oficial N° 30704 del 27/07/2005

Citas Legales: Res. SE 752/2005; Dec. 181/2004; Res. MPFIPyS 208/2004; Dec. 1142/2003

> *Prorrogase disposiciones de la Resolución SE 752/2005., hasta el 1º de setiembre de 2005, momento a partir del cual, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para abastecer a determinados usuarios.*

BUENOS AIRES, 26 DE JULIO DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y lo dispuesto en el Artículo 4º y concordantes del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 4º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004 se facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a determinar las categorías de usuarios y las fechas respectivas, a partir de las cuales, las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes no podrán abastecer a dichas categorías de usuarios con gas natural adquirido mediante contratos o acuerdos de corto, mediano y largo plazo.

Que a su vez el Artículo 5º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA, a suscribir el ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (en adelante, el ACUERDO), cuya firma se concretó el 2 de abril de 2004; y que fue luego homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Que el Artículo 2º de ese ACUERDO dispone en su inciso (ii) que el mismo resulta de aplicación, entre otros, al gas natural que los PRODUCTORES suministren a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, conforme tal término se define en el punto 4 B) de ese mismo ACUERDO, titulado “MECANISMO DE PROTECCION PARA LOS NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL”.

Que ese punto 4 B) del ACUERDO dispone en su primer párrafo que: “Se entiende por NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL a aquellos USUARIOS INDUSTRIALES que efectúen adquisiciones de gas natural en forma directa a los PRODUCTORES, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, conforme a lo previsto en el Artículo 5º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, y según se lo determine en la reglamentación respectiva.”

Que el último párrafo del mencionado punto 4. B) del ACUERDO establece que: “Conforme a las disposiciones del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, los prestadores de los servicios de distribución de gas por redes no podrán comprar y los PRODUCTORES no estarán obligados a vender gas natural a esos prestadores, cuando esos volúmenes de gas natural tuvieren por destino el abastecimiento de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, definidos en el inciso B) de este Artículo, considerando las fechas que oportunamente fije la SECRETARIA DE ENERGIA.”

Que en el punto 5.1. del ACUERDO, particularmente en su inciso ii), se establece que los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS tienen derecho a recibir de los PRODUCTORES firmantes del ACUERDO, un volumen no menor al que tenían derecho a recibir según el perfil de consumo de estos usuarios en los DOCE (12) meses previos al ACUERDO. Los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS reciben también en el ACUERDO el derecho a recibir el volumen antes descripto, según el perfil de consumo que ellos tenían en ese momento, y según las mediciones disponibles.

Que por las disposiciones emergentes del Artículo 1º de la Resolución Nº 752 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 12 de mayo de 2005, a partir de la fecha de publicación de esa resolución, todos los usuarios de servicios de distribución de gas natural por redes, con excepción de los usuarios residenciales y de los usuarios del Servicio General “P” que durante el último año de consumo hubieran registrado un promedio de consumo mensual inferior a los NUEVE MIL METROS CUBICOS (9.000 m3) de NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORIAS (9.300 Kcal.), pueden adquirir el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, a sujetos de la industria del gas natural distintos a las compañías prestatarias del servicio de distribución.

Que por las prescripciones emergentes de los Artículos 2º a 5º de la Resolución mencionada, se dispuso que a partir del 1º de agosto de 2005, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a: (i) los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, (ii) los usuarios del Servicio General "G", y (iii) los usuarios del Servicio General "P" cuyo consumo promedio mensual del último año de consumos registrados fuera igual o superior a los CIENTO CINCUENTA MIL METROS CUBICOS POR MES (150.000 m3/mes).

Que asimismo, se dispuso que las prestatarias del servicio de distribución, a partir de la fecha mencionada, no podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública, para abastecer a esos usuarios.

Que se han recibido notas formales de diversos usuarios de los servicios de distribución de gas natural por redes, en donde se ha informado sobre la falta de información suficiente recibida de las prestatarias de los servicios de distribución o de los PRODUCTORES como para proceder a contratar su suministro de gas natural con personas distintas de las distribuidoras de gas natural por redes.

Que en virtud de diversas reuniones mantenidas en sede de esta Secretaría con algunos de los PRODUCTORES firmantes del ACUERDO, se ha constatado la falta de información adecuada que han recibido los usuarios, y a la vez, los propios PRODUCTORES han manifestado la conveniencia de otorgar a las partes un plazo mayor para la concreción de los acuerdos comerciales a los cuales ambas partes (usuarios y PRODUCTORES) deberán arribar.

Que las inquietudes manifestadas por los usuarios motivaron las Notas Nros 992 a 1001 de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del 1º de julio de 2005, donde se le solicitó a cada distribuidora zonal que le enviara información detallada a cada usuario en cuestión, así como una copia de esa información a esta dependencia, con el objeto de constatar la recepción de la información por parte de esos usuarios.

Que adicionalmente, funcionarios y profesionales de esta Secretaría han realizado distintas exposiciones ante asociaciones empresariales agregando información a los usuarios alcanzados por las disposiciones emergentes de la mencionada normativa, certificando también la necesidad de los usuarios de contar con un tiempo prudencial adicional para terminar de cerrar los acuerdos comerciales hoy en discusión.

Que con fecha 25 de julio del año en curso, se ha recibido vía fax una nota de la CAMARA DE EMPRESAS PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS (CEPH) por donde manifiesta su conformidad, de acuerdo a lo solicitado por los diversos usuarios en cuestión, para que dicha fecha sea trasladada al 1º de septiembre de 2005.

Que con el fin de proteger a los usuarios alcanzados por la Resolución Nº 752 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 12 de mayo de 2005, de modo que puedan contar con toda la información necesaria para alcanzar los respectivos acuerdos, se estima razonable conceder un plazo de prórroga hasta el día 1º de septiembre del año en curso, momento a partir del cual deberán estar cerrados todos los contratos en cuestión, o en caso contrario, esta Secretaría determinará el mecanismo que habrá de permitir a esos usuarios recibir el suministro de gas natural que les corresponde según lo dispuesto en la medida en cuestión, directamente de los PRODUCTORES.

Que la presente prórroga protegerá adecuadamente los intereses de los consumidores de gas natural, toda vez que se les garantizará una fuente de abastecimiento de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.

Que por otra parte algunas asociaciones que nuclean a usuarios industriales manifestaron la necesidad de aclarar qué tipo de ruta de transporte podrían prever utilizar los usuarios interrumpibles al momento de cerrar sus acuerdos comerciales con los PRODUCTORES.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 4º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Prorrógase lo dispuesto en el primer párrafo del Artículo 2º, primer párrafo del Artículo 4º y en el primer párrafo del Artículo 5º de la Resolución Nº 752 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 12 de mayo de 2005, hasta el día 1º de septiembre de 2005, momento a partir del cual, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, a usuarios del Servicio General “G” y a los usuarios del Servicio General “P” cuyo consumo promedio mensual del último año de consumos registrados fuera igual o superior a los CIENTO CINCUENTA MIL METROS CUBICOS POR MES (150.000 m3), ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes, provengan o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho en virtud de actos de la autoridad pública, para abastecer a esos usuarios.

Artículo 2º- Para el caso que al día 1º de septiembre de 2005, no se encuentren acordados todos los contratos de suministro entre los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS mencionados en el artículo precedente y los PRODUCTORES que abastecen a la licenciataria del servicio de distribución, prestadora actual del servicio al usuario, esta SECRETARIA DE ENERGIA informará el mecanismo conforme al cual esos usuarios tendrán derecho a recibir el suministro de gas natural en las condiciones dispuestas en el ACUERDO y en la Resolución Nº 752 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 12 de mayo de 2005.

Artículo 3º- Los usuarios con servicio interrumpible no estarán sujetos a las limitaciones en la selección de las rutas de transporte dispuestas en el artículo 12 de la Resolución Nº 752 de fecha 12 de mayo de 2005, pudiendo elegir cualquiera de las disponibles por la distribuidora, respetando siempre el hecho que la prioridad de consumo sobre esas rutas la tienen los usuarios ininterrumpibles o firmes.

Artículo 4º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 931/05

Publicación Boletín Oficial N° 30713 del 09/08/2005

Citas Legales: Res. SE 415/04; Res. SE 745/05; Ley 15.336; Dec. 1142/03; Dec. 180/04

> *Aplicase, a los grandes usuarios situados en el área de concesión de las empresas titulares de concesiones de servicio público de distribución de energía eléctrica otorgadas por el poder ejecutivo nacional que ingresen al Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 1º de agosto de 2005, lo dispuesto en el mencionado programa, establecido por la Resolución SE 745/2005.*

BUENOS AIRES, 28 DE JULIO DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 415 del 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables y además, encomendó a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA la implementación de las medidas inmediatas necesarias para alcanzar las metas de ahorro que fuese menester.

Que a tal fin esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 745 del 9 de mayo de 2005, por la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE).

Que el programa mencionado se implementó para los clientes de las empresas distribuidoras titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL y no así para los Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dicha medida debe implementarse preservando las condiciones de equidad en la aplicación de lo normado entre los usuarios de igual jurisdicción sin afectar el ejercicio del derecho de opción a contratar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los usuarios que pueden solicitar su habilitación para ello en el marco de lo dispuesto por la

Ley Nº 24.065.

Que por ello, y a fin de evitar que, por la sola existencia del Programa mencionado, se arbitren migraciones de usuarios desde la distribuidora al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o viceversa, resulta conveniente que los usuarios radicados en el área de concesión mencionada que a partir del 1º de agosto de 2005 ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se les aplique lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 745 del 9 de mayo de 2005.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCIÓN ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, y los Artículos 2°, inciso e) y 85 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Aplicase, a los Grandes Usuarios situados en el área de concesión de las empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de agosto de 2005, lo dispuesto en el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 del 9 de mayo de 2005 para las áreas concesionadas a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.).

Artículo 2º- El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dispondrá las medidas necesarias para instrumentar lo dispuesto por el presente acto.

Artículo 3º- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 4º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 5º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 939/05

Publicación Boletín Oficial N° 30710 del 04/08/2005

Citas Legales: Res. SE 1146/04; Res. SE 659/04; Res. SE 740/05; Res. SE 882/05; Res. ENARGAS 716/98; Res. MPFIPyS 208/04; Dec. 2255/92; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Ley 17.319; Ley 19.550 (t.o. 1984); Ley 24.076

Apruébase el régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del mercado spot de gas natural que opera en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas. Modificación de la Resolución Nro. 740/2005.

BUENOS AIRES, 3 DE AGOSTO DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0272835/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS; el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004; la Resolución Nº 1146 de fecha 9 de noviembre de 2004 y Nº 882 del 15 de julio de 2005 ambas de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y la Nota Nº 1090 del 25 de julio de 2005 de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA; la Circular Nº 01/05 de MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA) de fecha 4 de marzo de 2005; y

CONSIDERANDO:

Que por medio del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004 se creó el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) asignándole la función esencial de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural, y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a los mercados de plazo diario o inmediato (mercados Spot), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Que en virtud de las disposiciones del mencionado Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tiene a su cargo emitir las normas de tipo regulatorio para asegurar el funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), las que deberán garantizar la transparencia tanto del despacho de gas como de los mercados de compra y venta de gas, transporte y distribución, así como la conformación de precios eficientes logrados por la interacción de la oferta y la demanda de gas.

Que el Artículo 11 del decreto mencionado, dispone que la SECRETARIA DE ENERGIA, podrá delegar o transferir a la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (BCBA), o a la entidad de características equivalentes con la cual se establecieren los acuerdos pertinentes, o en su defecto, en la sociedad que se constituya para tal fin, la administración financiera y comercial de las transacciones que se concreten en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

Que en el mismo sentido continúa prescribiendo que en uso de las facultades delegadas o transferidas por la SECRETARIA DE ENERGIA y en cumplimiento de las disposiciones pertinentes emanadas de esa Autoridad, el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) dispondrá y ejecutará las acciones necesarias para el mejor cumplimiento de las funciones que a su continuación, y por el mismo artículo se establecen.

Que en virtud de las mandas estipuladas en el decreto mencionado, se dictó la Resolución Nº 1146 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 9 de noviembre de 2004, la que en su Artículo 1º dispone “Dar a conocimiento público el ACUERDO DE IMPLEMENTACION DEL MERCADO ELECTRONICO DE GAS suscripto con fecha 7 de octubre de 2004 entre la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (BCBA), cuya copia certificada como ANEXO I forma parte integrante de la presente resolución”.

Que el Artículo 1º de ese ACUERDO DE IMPLEMENTACION DEL MERCADO ELECTRONICO DE GAS establece que la SECRETARIA DE ENERGIA ofrece a la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (BCBA), y ésta acepta implementar, organizar, poner en marcha y operar el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) a través de la constitución de la Sociedad Operadora, en los términos establecidos en el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, su normativa complementaria y modificatoria, y en los términos y condiciones pactadas en el mencionado Acuerdo.

Que a esos efectos, la ASOCIACION CIVIL BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (BCBA) constituyó e inscribió en los registros pertinentes a la empresa MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA), la cual cuenta con los correspondientes estatutos y autoridades, cumplimentando todos los requisitos legales para iniciar sus actividades.

Que la Resolución Nº 882 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 15 de julio de 2005, dispuso las condiciones para que el gas natural, objeto de transacciones pactadas a término y adecuadamente inscriptas en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), ingrese al sistema de transporte de gas natural.

Que respecto de las disposiciones adoptadas por la medida recién mencionada, fueron menester especiales aclaraciones, por efectos del mero transcurso del tiempo y de las efectivas posibilidades de MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA) para iniciar las transacciones diarias de gas Spot en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte; aclaraciones las cuales fueron realizadas por la Nota Nº 1090 de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 25 de julio de 2005, cursada a MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA), y posteriormente comunicada por dicha sociedad a productores, comercializadores y distribuidores de gas natural.

Que de las diversas reuniones realizadas durante el mes de julio de 2005, en el ámbito de MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA) y en sede de la BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (BCBA), surgió la necesidad de disponer un “Régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del Mercado Spot de gas natural que opera en el ámbito del MEG”, que se inscribe en el Anexo I de la presente medida.

Que de las mismas reuniones, y a propuesta de las licenciatarias de transporte de gas natural, surgió la necesidad de realizar modificaciones al REGLAMENTO INTERNO DE LOS CENTROS DE DESPACHO, aprobado por la Resolución Nº 716 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 10 de septiembre de 1998.

Que dichas modificaciones tienen como objeto asegurar que los volúmenes de gas y transporte confirmados y autorizados en las respectivas rondas Spot, no sean luego imposibilitados por reprogramaciones realizadas sobre contratos de transporte firme y contratos a término de compra-venta de gas natural; y cuya propuesta de modificación se inscribe en el Anexo II de la presente medida.

Que en las mencionadas reuniones se acordó, entre representantes de esta SECRETARIA DE ENERGIA, MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA), las licenciatarias de transporte y las de distribución de gas natural, realizar, en esta instancia, y en cada Día Operativo, DOS (2) rondas de operaciones con gas Spot en Punto de Ingreso a los Sistemas de Transporte, definiendo mercados para cada cuenca de origen del gas, acorde a las disposiciones de las pertinentes circulares de MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA); una para determinar volúmenes, precios y asignaciones para el Día Operativo siguiente (ronda “t+1”), y otra para determinar esos parámetros para el Día Operativo en curso (ronda “t”).

Que el Punto 1.2. de la Circular Nº 01 de fecha 4 de marzo de 2005 del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA), titulado “Licencia para Agentes Libres (“AL”)” dispone que ese instrumento habilita para comprar o vender productos de contado comercializados en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) por cuenta propia o de terceros.

Que mediante nota MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA), solicitó que esta SECRETARIA DE ENERGIA, realizara comentarios y sugerencias sobre la presentación efectuada por diversas sociedades, solicitando el otorgamiento de licencias para operar en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) en calidad de “agente libre”; y ello en beneficio de sociedades que, en principio, se encontrarían impedidas por efecto de las disposiciones de la Resolución Nº 740 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 5 de mayo de 2005.

Que en virtud de ello corresponde se modifique el Apartado 2) del Artículo 1º de la Resolución Nº 740 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 5 de mayo de 2005.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes de los Artículos 8º, 11 y 18 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Apruébase el “Régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del Mercado Spot de gas natural que opera en el ámbito del MEG”, que obra como Anexo I de la presente Resolución, y forma parte integrante de la misma.

ARTICULO 2°.- Remítase al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Anexo II que forma parte integrante de la presente medida, titulado “Modificaciones a las Pautas de Despacho que contemplan el funcionamiento del Mercado Spot de gas natural que opera en el ámbito del MEG”, para su consideración, tratamiento y de corresponder su aprobación.

ARTICULO 3°.- Modificase el primer párrafo del Apartado 2 del Artículo 1º de la Resolución Nº 740 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 5 de mayo de 2005, como sigue:

“No sean personas jurídicas controladas por, o sujetas a control común con, las indicadas en 1.a, 1.b, y 1.e anteriores, ya sea directa o indirectamente; empleando, a estos efectos, las definiciones de control de sociedades, emergentes de la Ley Nº 19.550, sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias, salvo que presenten una declaración jurada manifestando que:

a) Se atiene a las disposiciones de la Resolución Nº 740 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 5 de mayo de 2005 y a la Circular de MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA) Nº 01/05 y sus modificatorias, en lo referente a operaciones de licenciatarios del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), mediante licencias que los habilitan a operar por cuenta de terceros, y a las limitaciones vigentes para operar para comitentes que resulten ser sociedades vinculadas, y que por lo tanto;

b) Se excluye voluntariamente, y durante la vigencia de la licencia para operar como “agente libre”, de operaciones en las que resulten ser comitentes aquellas sociedades vinculadas a esa requirente, en los términos de la Resolución Nº 740 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 5 de mayo de 2005.”

ARTICULO 4°.- La presente medida entrará en vigencia el día de su publicación en el BOLETIN OFICIAL o de su notificación, lo que suceda antes.

ARTICULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

Régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del Mercado Spot de gas natural que opera en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

Horarios, Tareas Funciones y Facultades.

Junto a los horarios específicos del funcionamiento del MEG a detallar en las circulares a emitir por MEGSA, deben aplicarse los correspondientes a procesos complementarios que permitan el normal funcionamiento de este mercado y el del despacho del gas natural; y el de su transporte y distribución, realizado acorde a la normativa vigente y en particular, a los Reglamentos del Servicio de Transporte y del Servicio de Distribución (modelos aprobados por Decreto 2255/1992) y al Reglamento Interno de los Centros de Despacho aprobado por la Resolución del ENARGAS Nº 716/1998. A continuación, se exponen los horarios, tareas funciones y facultades que deben cumplirse para permitir el funcionamiento del mercado Spot de gas natural, en Punto de Ingreso al (cada) sistema de Transporte, en el ámbito del MEG, para cada una de las dos rondas de ese mercado a verificarse en cada Día Operativo.

Horarios límite a cumplimentar, que contemplan el funcionamiento del mercado de gas Spot diario del MEG; en sus rondas para el D.O. siguiente (t+1) y para el D.O en curso (t).

RRonda (t+1)	Actor	Información
11:45 a 12:00	MEGSA	Informa las CMD correspondiente al día 1+1,a las Transportistas
11:00 a 12:00	Compradores de gas natural (a productores y comercializadores)	Solicitan (nominan) gas a proveer mediante CATs (incluye cualquier arreglo registrado en el MEG de provisión de gas a término) a los Productores y Comercializadores que inyecten en PIST.
hasta las 12:30	Productores	Confirman volúmenes de gas natural proveniente de CATs a Compradores. Por default se considerará confirmado = 0. La modificación de éstos volúmenes podrá ser denegada por los vendedores, entre las 12:30 hs. y las 20 hs. de cada D.O. En caso de incumplimiento del "Deliver or Pay" el comprador afectado informará a MEGSA a los fines que corresponda.
12:30 a 13:00	Distribuidoras / Cammesa	Solicitan gas de "Resolución 659/2004" (incluye cualquier reglamentación de inyección adicional de gas con intervención diaria de Autoridad Competente) a ENARGAS y SSC respectivamente
13:00 a 14:00	SSC	Confirma a Productores, Distribuidoras, Cammesa, ENARGAS y Transportistas el gas correspondiente a "Resolución 659/2004".
hasta las 15:00	Cargadores / Productores y Comercializadores que inyectan en PIST	Cargadores envían Nominaciones de transporte y los Productores y Comercializadores las Confirmaciones de volúmenes provenientes de CATs, a Transportistas.
15:00 a 17:00	Transportistas	Envían Autorizaciones de Transporte a Cargadores y Productores / Comercializadores.
Ronda (t)	**Actor**	**Información**
16:00 a 17:00	Cargadores	Envían nominaciones de transporte provistas con gas del spot diario del MEG a Transportistas.

Asignación de Inyecciones.

Cuando los Productores definan las prioridades a fin de asignar las diferencias entre los volúmenes autorizados a inyectar por las Transportistas y los realmente inyectados, deberán respetar el siguiente orden:

1. Volúmenes comprometidos en el ANEXO II de la Resolución del MPFIPyS Nº 208/2004, ya sea que estén o no incluidos en contratos con distribuidoras y/o Nuevos Consumidores Directos.

2. Volúmenes comprometidos para el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural (Resolución SE Nº 659/2004, y las que la complementen o reemplacen).

3. Recuperación de “desvíos de inyección” acumulados (diferencia entre la inyección real y la programada de las operaciones con gas spot en el ámbito del MEG), a exigencia de la transportista.

4. Volúmenes confirmados a distribuidoras y cargadores directos de nuestro país por contratos CATs pactados fuera del ámbito de la Resolución MPFIPyS Nº 208/2004.

5. Volúmenes de las operaciones spot del MEG; cuando la inyección efectiva con destino a estos consumos sea menor a los volúmenes confirmados para el mismo destino, los vendedores responsables de la inyección serán imputados con los “desvíos de inyección” correspondientes y no se afectarán las confirmaciones emergentes de la operatoria spot del MEG.

6. Volúmenes confirmados en contratos de exportación.

7. Acuerdos Operativos (OBA) con las Transportistas (a opción de estas últimas).

Régimen de Penalidades.

En los casos en que la diferencia entre la inyección real y la programada alcance a los volúmenes transados en el MEG, este faltante será registrado por las transportistas como “desvíos de inyección” en una cuenta de volúmenes del vendedor, sin afectar el balance de los cargadores ni de los compradores de gas spot. En este caso el vendedor, y por cada Día Operativo que se mantenga un déficit de inyección, será penalizado con una multa cuyo importe se calculará como el producto del déficit acumulado en su cuenta, multiplicado por el triple del precio de equilibrio de la subasta Spot de mayor precio realizada en ese Día Operativo en el mercado correspondiente al déficit de inyección.

Transcurrido un día operativo sin que el vendedor haya compensado el faltante, la Transportista, podrá exigir que dicho desvío sea compensado con gas ingresado por el productor al día siguiente según el orden de prioridades expuesto más arriba.

En caso que esta conducta se observe en forma reiterada (10 veces en un periodo de 30 días corridos), las transportistas lo informarán a MEGSA quién, de verificar la in conducta, deberá proponer a la Secretaría de Energía, la suspensión de ese vendedor para participar en el mercado Spot por períodos crecientes en función de la repetitividad de las faltas. El primer período de suspensión deberá ser de un Día Operativo; el segundo que resulte menester aplicar dentro de los 5 años posteriores al primero deberá ser de entre 2 y 3 Días Operativos, dependiendo de si el volumen acumulado como déficit de inyección cuya sanción se evalúa en la 2da oportunidad es igual, menor o mayor al que se consideró en la 1ª oportunidad; y el tercer período de suspensión dentro de los 5 años de ocurrida la primer suspensión será de entre 5 y 10 Días Operativos, con igual criterio de graduación que para la 2da oportunidad. Ulteriores suspensiones merecerán el retiro de ese vendedor del mercado Spot de gas del MEG por hasta un año a contar desde el 1er día del mes en que ocurrió ésta última suspensión. Cuando hayan ocurrido aplicaciones de sanciones que, en un período de hasta cinco años, signifiquen más de 5 Días Operativos de Suspensión, la Secretaría de Energía habrá de considerar sanciones adicionales: enmarcadas en la Ley Nº 17.319, que incluyen hasta el retiro de la concesión de explotación cuando el vendedor sea un productor; y el retiro de la autorización para comercializar gas natural, cuando se trate de un comercializador; aunque en este caso, tal medida será propiciada por la Secretaría de Energía frente al ENARGAS, acorde a las disposiciones de la Ley Nº 24.076.

Glosario.

Las siguientes denominaciones y siglas, utilizados en esta reglamentación, tienen los significados que se indican a continuación.

“659/2004”: Resolución de la Secretaría de Energía Nº 659 del 18 de Junio del 2004, que aprueba el “Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural”.

CATs: Contratos a Término de compra – venta de gas natural. Incluye arreglos de suministro a término de gas natural de cualquier tipo, registrados en el MEG.

Decreto 2255/1992: Es el Decreto que aprobó los modelos de licencias de transporte y de distribución de gas por redes, que incluyen los respectivos Reglamentos de Servicio.

Deliver or Pay: “Entregar o Pagar”. Cláusula contractual que obliga al vendedor a la entrega de un cierto volumen de gas comprometido en algún período específico (día, mes, etc.) o al pago de algún importe en su reemplazo.

Día Operativo (D.O.): Tiene el significado determinado por el Reglamento Interno de los Centros de Despacho (Resolución ENARGAS Nº 716/1998). Período de 24 horas en el que se realizan todas las tareas y operaciones del despacho de gas natural. Empieza a las 06:00 hs. y termina a las 06:00 hs. del día siguiente.

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas.

MEGSA: Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A. Sociedad administradora del Mercado Electrónico de Gas (MEG).

MPFIPyS: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Res.: Resolución.

SE: Secretaría de Energía.

Spot: modalidad de comercialización de plazo diario o inmediato; en este caso, de gas natural, y a realizar exclusivamente mediante la operatoria especialmente creada en el ámbito del MEG.

SSC: Subsecretaría de Combustibles (de la Secretaría de Energía, dependiente del MPFIPyS).

Otras denominaciones utilizadas en el despacho de gas natural.

Nominación/es: Acción de un Cargador para solicitar a un transportista la utilización de transporte de gas natural durante un período específico, acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Autorización/es: Acción de un Transportista o Distribuidor para habilitar el uso de sus sistemas de transporte o distribución para movilizar un cierto volumen de gas natural, acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Solicitud/es: Acción de un comprador de gas natural para solicitar al vendedor la inyección en un punto determinado de algún sistema de transporte o distribución (que luego se utilizará para su movilización), de un cierto volumen de gas natural, objeto de compra-venta acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Confirmación/es: Acción de un vendedor de gas natural para notificar la aceptación de una solicitud de inyección de gas natural objeto de compra-venta acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Nota: Cuando los volúmenes de gas solicitados o confirmados provienen de operaciones realizadas en el mercado Spot del MEG, las “condiciones previamente pactadas” son las que impone la mera participación de cada comprador y vendedor en ese mercado.

ANEXO II

Modificaciones a las Pautas de Despacho que contemplan el funcionamiento del Mercado Spot de gas natural que opera en el ámbito del MEG.

Las siguientes modificaciones deberán ser realizadas a la parte indicada del texto del REGLAMENTO INTERNO DE LOS CENTROS DE DESPACHO, aprobado por la Resolución del ENARGAS Nº 716/1998. Ello a los fines de asegurar que los volúmenes de gas y transporte confirmados y autorizados en las respectivas rondas Spot no sean luego imposibilitados por reprogramaciones realizadas sobre contratos de transporte firme y contratos a término de compra-venta de gas natural:

“IV PROCEDIMIENTOS.

3. Reprogramaciones.

3.1) Las solicitudes de servicios de transporte que sean recibidas por las Transportadoras después de las 15 hs. del día inmediato anterior al operativo y hasta las 23 hs. del mismo día operativo serán consideradas solicitudes de reprogramación. Las mismas serán consideradas al comienzo de cada hora, con un intervalo entre las 16 hs y las 20 hs. cuando las mismas estén abastecidas con gas de contratos a término (y no con gas proveniente del mercado “Spot” del MEG). Cuando dichas reprogramaciones estén abastecidas con gas Spot, se considerarán de acuerdo a lo previsto en las circulares de MEGSA que reglamentan las operaciones en la denominada ronda “t” del Mercado Spot diario de gas natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.” Para cada ruta del sistema de transporte, el transporte interrumpible será asignado por las prestatarias de ese servicio, sólo después de conocida la pre-asignación de gas en la ronda “t” del mercado spot del MEG”.

Estas modificaciones deben considerarse, por efecto de la Resolución que contiene al presente Anexo II, como presentadas para su consideración y aprobación a la Autoridad Competente en la materia, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 942/05

Publicación Boletín Oficial N° 30713 del 09/08/2005

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Ley 15.336

> *Reprogramación trimestral definitiva de invierno 2005 para el Mercado Eléctrico Mayorista y el Mercado Eléctrico Mayorista Del Sistema Patagónico. Aplicase lo dispuesto por el último párrafo "in fine" del punto 2.11.5 del Capítulo 2 "Precios Estacionales" de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", aprobados por la Resolución Nro. 61/92 de la Ex Secretaria de Energía Eléctrica.*

BUENOS AIRES, 5 DE AGOSTO DE 2005.

VISTO el Expediente N° S01:0244397/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral Definitiva de Invierno 2005 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral agosto – octubre de 2005, realizadas de acuerdo a lo estipulado en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de regularizar la cadena de pagos a los Acreedores y favorecer la recomposición del Mercado a Término, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera necesario, en vista de la situación de emergencia económica y social que sufren particularmente determinados segmentos de la demanda, modular el impacto del marcado incremento estacional que técnicamente sería necesario implementar de inmediato para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla, postergándolo a futuro.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Aplicase para la Reprogramación Trimestral Definitiva de Invierno 2005 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral agosto – octubre de 2005 lo dispuesto por el último párrafo "in fine" del punto 2.11.5 del Capítulo 2 "Precios Estacionales" de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 2°.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

ARTICULO 3°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

ARTICULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 965/05

Publicación Boletín Oficial N° 30731 del 05/09/2005

Citas Legales: Res. SE 04/03; Res. SE 880/05; Ley 15.336; Dec. 2743/92; Dec. 1142/03

Reemplazase el procedimiento complementario para concretar las Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en quinientos kilovoltios, dispuesto por la Resolución SE 4/2003 y modificado por la Resolución SE 880/2005.

BUENOS AIRES 1 DE SEPTIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0233922/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que a los fines de dotar de mayor equidad y equilibrio al procedimiento que regula las AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR CONVOCATORIA ABIERTA A REALIZAR CON APORTES DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) se estima conveniente introducir modificaciones a la normativa correspondiente.

Que se hace necesario su implementación teniendo en cuenta el estado de avance de las Ampliaciones “Interconexión en Extra Alta Tensión entre la ESTACION TRANSFORMADORA GRAN MENDOZA y la ESTACION TRANSFORMADORA SAN JUAN (Primer Tramo de la Línea Minera)”, “Interconexión en Extra Alta Tensión entre la ESTACION TRANSFORMADORA PUERTO MADRYN en la Provincia del CHUBUT y la ESTACION TRANSFORMADORA PICO TRUNCADO en la Provincia de SANTA CRUZ”, “Vínculo en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) entre la ESTACION TRANSFORMADORA RECREO en la Provincia de CATAMARCA y la ESTACION TRANSFORMADORA LA RIOJA de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV)” y la inminente ejecución de las obras faltantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)

Que dadas las características particulares del esquema de financiamiento previsto en los llamados a CONVOCATORIA ABIERTA realizados para cada una de las Ampliaciones descriptas se hace necesario implementar ajustes en los procedimientos establecidos en el Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 4 del 13 de junio de 2003, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 880 del 13 de julio de 2005.

Que los cambios a establecer resultan imprescindibles para gestionar el proceso licitatorio de los Contratos de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contratos COM) correspondientes a las Ampliaciones descriptas más arriba.

Que resulta conveniente que el tratamiento de los mismos sea efectuado con criterios de validez general atendiendo a su aplicación tanto a las Ampliaciones descriptas más arriba como a las pendientes para completar el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

Que es necesario prever los criterios aplicables para remunerar la operación y el mantenimiento de las Ampliaciones referidas durante su Período de Amortización.

Que conviene precisar los criterios aplicables para aquellos BENEFICIARIOS de la Ampliación cuya demanda u oferta sufran incrementos con posterioridad a la firma del CONTRATO COM.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Reemplázase el PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) dispuesto según Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 4 del 13 de junio de 2003 y

modificado mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 880 del 13 de julio de 2005, por aquel que como Anexo I del presente acto forma parte integrante del mismo.

Artículo 2º — El PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) dispuesto mediante el artículo precedente resultará de aplicación para todas las Ampliaciones del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOTIOS (500 kV) inclusive aquellas que se encuentren en período de formación de ofertas y antes de la recepción de éstas por el respectivo Comité de Ejecución.

Artículo 3º — En caso de ser de aplicación lo establecido en el inciso f) del Artículo 3º del PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que como Anexo I forma parte integrante del presente acto y resultar la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. responsable de operar y mantener la Ampliación, en ocasión de realizarse la primera Revisión Tarifaria Quinquenal luego de la habilitación comercial, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) procederá a revisar la tarifa de dicha Concesionaria incorporando los equipos de la Ampliación como instalaciones a remunerar en función de sus costos operativos, teniendo en cuenta las eventuales economías de escala.

Artículo 4º — Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (E.N.R.E.).

Artículo 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)

ARTICULO 1º — Las Ampliaciones desarrolladas en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se gestionarán mediante el procedimiento general contenido en el ANEXO I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, con las adecuaciones que se establecen en el presente Procedimiento Complementario.

ARTICULO 2º — Determinase de aplicación al presente Procedimiento Complementario las definiciones que se especifican a continuación:

AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS: Es el procedimiento de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión en el que el INICIADOR de la Ampliación asume la obligación de pagar el monto total por la construcción de la Ampliación en forma proporcional a su PARTICIPACION en el CONTRATO DE PROMOCION, y, en función de ello, el INICIADOR tiene derecho a percibir, en idéntica proporción, los DERECHOS FINANCIEROS DEL TRANSPORTE.

ANTICIPOS: Son los anticipos de Canon efectuados al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION, a entregar por los INICIADORES durante la construcción de la Ampliación.

BENEFICIARIO NO INICIADOR: Es todo Agente o Participante del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con demanda o generación de energía eléctrica ubicada físicamente en el área de influencia de una AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS, haya sido o no INICIADOR de la misma, que con posterioridad a la firma del Contrato COM ha incrementado su demanda o generación de energía eléctrica, resultando identificado como tal por aplicación del método previsto en el Subanexo I del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, y como consecuencia de ello debe necesariamente adquirir derechos y obligaciones proporcionales a esos incrementos.

CANON ANUAL DE REFERENCIA: Es el valor económico anual del monto total de la inversión, inclusive ANTICIPOS, que se realice para la puesta en servicio de una Ampliación considerado en el plazo de amortización que se fije y la tasa que se especifique en los documentos licitatorios más el valor de la anualidad cotizada para el período que se inicia a partir de la puesta en servicio de la Ampliación. Este valor será utilizado a los fines de la comparación de ofertas.

CANON ANUAL MAXIMO ADMISIBLE: Es el CANON ANUAL DE REFERENCIA, obtenido como resultado de la Licitación Pública convocada para adjudicar el Contrato COM.

DERECHO FINANCIERO DE TRANSPORTE: Es el derecho del INICIADOR de una AMPLIACIÓN POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS, o del FFTEF de percibir los Cargos por Congestión que se produzcan en la AMPLIACION, con relación a su PARTICIPACION en el pago del monto total por la construcción de la Ampliación.

PARTICIPACION: Es el porcentaje de los pagos sobre el monto total por la construcción de la Ampliación que un INICIADOR se compromete a aportar. Dicha Participación le otorga la titularidad de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE y, el consecuente derecho a percibir en idéntica proporción a la de su PARTICIPACION, los Cargos por Congestión y, por otra parte, de corresponder, las PENALIDADES ESPECIALES pagadas por la TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACIÓN y a intervenir en la toma de decisiones del COMITE DE EJECUCION de la Ampliación.

TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION: Es la empresa titular del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento de la Ampliación (CONTRATO COM).

ARTICULO 3º — Las Ampliaciones identificadas por esta Secretaría como integrantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se concretarán mediante un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM). A efectos de su adjudicación, el Comité de Ejecución de la Ampliación llevará a cabo un proceso licitatorio cuyos documentos constitutivos incorporen los siguientes principios:

La selección del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION deberá efectuarse mediante una licitación pública cuyos términos se ajustarán a las cláusulas aplicables de la regulación contenida en el Título lll del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Las licitaciones para seleccionar al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION utilizarán los siguientes criterios:

- Cotización por ítem separado a efectos de obtener:
- El monto total a percibir por la Construcción de la Ampliación, pagadero mediante ANTICIPOS de Canon durante el plazo de obra según se establezca en los pliegos licitatorios correspondientes.
- El monto anual a percibir por la Operación y Mantenimiento de la Ampliación, a cobrar mensualmente a partir de la puesta en servicio de la Ampliación y por un período a definir en dichos pliegos licitatorios.
- Comparación de ofertas y adjudicación al mejor postor efectuada por el Comité de Ejecución utilizando el CANON ANUAL DE REFERENCIA, calculado para una tasa y un plazo que se especificará en los respectivos pliegos; a partir de la agregación de los conceptos cotizados según los apartados 1) y 2) precedentes.

El Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) determinará su forma de representación ante el Comité de Ejecución de la Ampliación.

Los documentos licitatorios deberán establecer que los pagos de ANTICIPOS al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION se corresponderán con hitos de la obra.

Los documentos licitatorios podrán también establecer la entrega de ANTICIPOS destinados a que el TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACIÓN efectúe pagos por suministros de equipos o componentes mayores de la Ampliación y/o servicios asociados a la construcción de la misma. Para el desembolso de los ANTICIPOS éste deberá haber puesto a disposición del Comité de Ejecución de la Ampliación las correspondientes garantías.

La selección de proveedores, la adjudicación y la compra de dichos equipos o componentes, así como sus pagos totales o parciales, podrá haber sido realizada por los INICIADORES con anterioridad a la adjudicación de los trabajos al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION, mediante procesos licitatorios independientes, actuando por cuenta y orden del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION. En este caso se deberán tomar los correspondientes recaudos a efectos de mantener la responsabilidad de la Ampliación en cabeza del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION.

Para la etapa posterior a la habilitación comercial de la Ampliación, durante el Período de Amortización, la documentación licitatoria establecerá que la operación y mantenimiento de la Ampliación será concursada en los siguientes términos:

En todos los casos, la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. podrá optar por ser contratada por el Contratista COM para la realización de la operación y mantenimiento de la Ampliación, entendiendo por tal al conjunto de la obra nueva, remunerada con un monto correspondiente al SESENTA POR CIENTO (60%) de los valores tarifarios previstos en el CONTRATO DE

CONCESION de dicha Concesionaria hasta la primer Revisión Tarifaria Quinquenal luego de la habilitación comercial de la Ampliación. Para el lapso faltante hasta la siguiente Revisión Tarifaria Quinquenal y hasta la culminación del Período de Amortización, será remunerada a los valores regulados resultantes de dicha Revisión Tarifaria Quinquenal.

Si la o las propuestas de los candidatos a Transportista Independiente ofertaran valores inferiores a los referidos en el apartado i) anterior, la Concesionaria podrá optar por ser contratada por el Contratista COM, igualando la oferta más conveniente, para la realización de operación y mantenimiento de la Ampliación en los mismos términos referidos en el apartado i) precedente.

Si el CONTRATO COM se hubiere suscrito con una Sociedad Autorizada y los documentos licitatorios dispusieren, dentro de un determinado plazo contado a partir de la habilitación comercial de la Ampliación, la transferencia de las acciones de esa Sociedad Autorizada a la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. y si al fin del período de amortización del CONTRATO COM, la Sociedad Autorizada y la Concesionaria de Transporte antes referida decidieran fusionarse, esa fusión no requerirá de una autorización específica del ENRE.

ARTÍCULO 4º — Los pagos que se efectúen al adjudicatario de la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Ampliación (CONTRATISTA COM) serán asignados de la siguiente manera:

Los INICIADORES de la Ampliación estarán obligados a pagar los montos correspondientes al apartado i.1) del inciso b) del Artículo 3º del presente PROCEDIMIENTO.

Los pagos resultantes de las obligaciones previstas en el apartado i.2) del inciso b) del Artículo 3º del presente PROCEDIMIENTO serán abonados por el conjunto de los usuarios de la Ampliación, sean éstos INICIADORES o no, en los términos del inciso 6, titulado REGIMEN TARIFARIO PARA LOS USUARIOS DEL TRANSPORTE EXISTENTE, del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS o sus modificatorias. El pago de ese monto será garantizado mediante el Criterio de Proporcionalidad del MEM, según se describe en el CAPITULO 5: FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION de LOS PROCEDIMIENTOS, administrado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 5º — Para la aplicación de las previsiones del CAPITULO IV del Título III del Anexo I del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, se deberá entender que el Canon Anual definido en el ARTICULO 24 de dicho Anexo se hará igual al Canon Anual de Referencia calculado siguiendo lo previsto en el apartado ii) del inciso b) del Artículo 3º del presente PROCEDIMIENTO, utilizando exclusivamente los montos contemplados en el apartado i.1) del inciso b) de dicho Artículo 3º, no correspondiendo el pago de suma adicional alguna.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1056/05

Publicación Boletín Oficial N° 30737 del 13/09/2005

Citas Legales: Res. SE 246/02; Res. SE 406/03; Res. SE 943/03; Res. SE 659/04; Res. SE 752/05; Res. SE 925/05; Res. MPFIPyS 185/04; Ley 15.336; Ley 24.076; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Dec. 180/04.

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. a reconocer los cargos por "Fideicomiso de Gas Ampliación de Gasoductos". Que las licenciatarias del transporte y/o distribución de gas natural, por aplicación de lo estipulado por el ENARGAS, facturen o hayan facturado a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

BUENOS AIRES, 9 DE SEPTIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0286378/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que compete a esta SECRETARIA DE ENERGIA el desarrollar y poner en práctica una Política Energética armónica, que compatibilice la operatoria de los sectores de Energía Eléctrica con los de Gas Natural en particular e Hidrocarburos en general.

Que el constante incremento de la demanda de energía eléctrica y la situación detectada a partir de agosto de 2003 en el abastecimiento de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica, agravó la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de los precios que del mismo resultan.

Que la operatoria de Generación de Energía Eléctrica con combustibles líquidos debería quedar circunscrita a aquellas circunstancias en que existan restricciones de transporte de Gas Natural, y/o en áreas con problemas puntuales que no tengan posibilidad de acceder al producto Gas Natural.

Que ante la necesidad de evitar la carencia de suministro en los volúmenes requeridos por los usuarios del servicio de Generación Eléctrica, producida en parte por la falta de inversión en la infraestructura de transporte y distribución de Gas Natural durante los últimos años, cobra plena vigencia el objetivo de la política general de dicho sector fijado en el Artículo 2º inciso b) de la Ley Nº 24.076, en cuanto corresponde alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que como resultado de la necesidad de encontrar una alternativa que garantice el abastecimiento de Gas Natural en la REPUBLICA ARGENTINA, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha impulsado, a través del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la adopción de un número de medidas de política energética tendientes a satisfacer las necesidades de suministro de gas natural al mercado local.

Que por Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, el PODER EJECUTIVO NACIONAL creó el Fondo Fiduciario para atender inversiones en Transporte y Distribución de Gas cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras para la expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2º inciso b) de la Ley Nº 24.076.

Que de conformidad con lo estipulado en los Artículos 1º y 2º de dicho cuerpo normativo, se dictó la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION

PUBLICA Y SERVICIOS Nº 185 del 20 de abril de 2004, que contiene los principios técnico-legales para realizar ampliaciones en los sistemas de transporte y distribución de gas, financiados a través de fideicomisos financieros y/o de administración.

Que el Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004 establece que los compromisos de repago de los usuarios como contrapartida de la financiación obtenida por intermedio de un Fondo Fiduciario, son independientes de la titularidad de la Licencia y subsisten hasta dar por finalizada la obligación, lo cual da seguridad y acota los riesgos tenidos en cuenta por el inversor.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) aprobó los cargos tarifarios adicionales que se aplicarán a todos los contratos vigentes del servicio de transporte firme de Gas Natural de las licenciatarias de Transporte de Gas Natural y que serán destinados a generar el flujo de fondos necesario para asegurar el repago de los valores fiduciarios de los Fideicomisos y demás obligaciones de los mismos (los cargos "Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos").

Que como consecuencia de lo estipulado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), los Agentes Generadores que tengan contratado un servicio de transporte firme de Gas Natural deben

pagar el cargo por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” en proporción a la capacidad de transporte firme de Gas Natural que tienen contratada.

Que, por otro lado, esta SECRETARIA DE ENERGIA dictó la Resolución Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, por la que se estableció un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), buscando privilegiar el pago de los costos aceptados, con el objeto de preservar el funcionamiento de las Centrales de Generación eléctrica y el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentren respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término, teniendo además en consideración que las Centrales de Generación Eléctrica que no alcanzaran a cubrir sus Costos Mínimos de Operación y Mantenimiento mediante el mecanismo allí implementado, pudieran solicitar el saldo necesario para el cubrimiento de los mismos.

Que las decisiones de adquisición de la capacidad de transporte en firme por parte de los Generadores ha sido anterior al dictado de las Resoluciones mencionadas en el párrafo anterior y a su entero riesgo.

Que en atención a todo lo reseñado precedentemente, resulta oportuno y conveniente para el sistema eléctrico en su conjunto el reconocimiento transitorio de los sobrecostos que la expansión del sistema de transporte de Gas Natural ocasione a aquellos Agentes Generadores que utilicen el transporte en firme para abastecer la demanda de energía eléctrica del mercado interno.

Que el citado cargo debe considerarse, durante el período de desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como un costo aceptado a los efectos de la aplicación de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, en tanto y en cuanto el Agente Generador haga uso efectivo o ponga a disposición para la producción de energía eléctrica, el transporte firme que tenga contratado.

Que por nota SECRETARIA DE ENERGIA Nº 763, del 13 de junio de 2005, se instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a que considere los cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” que las Transportistas de gas facturen a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como un sobrecosto de combustible, según el tratamiento previsto en el Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, hasta tanto no se instruya en contrario.

Que, en concordancia con dicha instrucción, esta norma de alcance general tiene por objeto precisar el alcance y metodologías a emplear para el reconocimiento de los cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” desde el inicio de su facturación a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, a los efectos de cuantificar el uso efectivo de la capacidad de transporte firme contratada para la producción de energía eléctrica, debe considerarse separadamente la disponibilidad del Agente Generador para operar con Gas Natural provisto a través de contratos propios y/o, de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, como de su complementaria para el sector de la Energía Eléctrica, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 del 25 de julio de 2005, de la que resulte de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 7 de junio de 2004.

Que si bien se instruye considerar los cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” como un sobrecosto de combustible, según el tratamiento previsto en el Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002, ello es al solo efecto, como se señalara previamente, de la aplicación de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y Nº 943 del 27 de noviembre de 2003 durante el período de desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), de ninguna manera debe interpretarse que tales “cargos tarifarios” puedan ser encuadrados dentro de los conceptos abarcados por el Anexo 33 – SOBRECOSTOS DE COMBUSTIBLES de “Los Procedimientos”.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por los Artículos 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a reconocer, conforme al procedimiento establecido en la presente Resolución, los cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” que las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural, por aplicación de lo estipulado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), facturen o hayan facturado, a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 2º- Las medidas adoptadas por la aplicación de la presente Resolución tendrán carácter transitorio y estarán vigentes hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA considere que los ingresos de los Agentes Generadores resultan suficientes para cubrir los cargos mencionados o, en su defecto, hasta que determine que se ha alcanzado la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 3º- A los efectos del reconocimiento del citado cargo, instrúyese a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que han recibido o reciban facturas de las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural por el concepto cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” a presentar, con carácter de declaración jurada, a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) antes de los CINCO (5) días hábiles contados desde la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial, la información del volumen contratado del servicio firme de transporte de Gas Natural afectado a la generación de energía eléctrica destinada a abastecer el mercado interno.

El volumen declarado por los Agentes Generadores será el utilizado para el cálculo de la disponibilidad con gas y del monto de los cargos a reconocer. Será obligación de éstos informar a esa Compañía cada vez que se produzca un cambio en el volumen declarado respecto del contratado con las licenciatarias proveedoras de dicho servicio, con una antelación no inferior a los QUINCE (15) días corridos en los que el cambio se vuelva efectivo.

Sin perjuicio de lo expresado en el párrafo inmediato anterior, los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán presentar mensualmente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) las facturas que reciban de las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural por el concepto de cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos”, en las que deberá constar el monto a abonar por dicho concepto y el volumen de capacidad firme correspondiente a tales montos.

El reconocimiento a los Agentes Generadores de los cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” estará sujeto a que los mismos hayan presentado la información requerida según lo previsto en el presente Artículo.

Artículo 4º- El monto a reconocer se determinará mensualmente considerando la disponibilidad efectiva registrada para operar con Gas Natural proveniente de contratos propios del Generador o de ofertas irrevocables estandarizadas, según lo previsto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005. En el caso que la energía fuese generada con Gas Natural asignado según lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 7 de junio de 2004 sólo se considerará disponible en las horas efectivamente operadas.

En aquellas horas del período en las cuales la unidad del Generador comprendida en la presente operatoria se encuentre fuera de servicio por mantenimientos programados acordados, se considerará disponible a los efectos del cálculo del cargo a reconocer.

Para el reconocimiento de dicho cargo se determinará, en base a la información operativa y a la presentada por los Agentes, el equivalente al volumen de gas correspondiente a la disponibilidad efectiva registrada horaria, y mensualmente se calculará para cada Agente Generador la disponibilidad efectiva registrada media mensual para operar con Gas Natural.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) reconocerá a ese Generador el monto total facturado para ese período mensual por las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural por el concepto de cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” correspondiente a la capacidad de transporte firme declarada por el mismo a los efectos de la aplicación de la presente norma, si la disponibilidad media mensual calculada resulta superior al OCHENTA POR CIENTO (80%). De no ser así, deberá reconocer dicha suma afectada por el valor de la disponibilidad media mensual calculada.

Artículo 5º- Si un Generador informase un cambio en el volumen declarado, según lo estipulado en el Artículo 3º de la presente Resolución, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) considerará dicho cambio en el cálculo de la disponibilidad con gas utilizando la información oportunamente presentada por el Generador.

El Agente Generador que realice mantenimientos programados, deberá realizar sus mejores esfuerzos para concretar una oferta de venta por la capacidad de transporte de Gas Natural no utilizada en dicho período mediante los mecanismos del mercado secundario de transporte de Gas Natural previsto en la reglamentación vigente en cada momento. Este Agente deberá informar, una vez realizada la reventa de la capacidad, a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre la recuperación del monto correspondiente a los cargos citados para el período de mantenimiento programado, para que dicha Compañía proceda a realizar los ajustes que correspondan.

Si se detectase la reventa parcial o total de la capacidad de transporte firme declarada por los Generadores que afectara de alguna manera la efectiva disponibilidad de esos Agentes para generar con combustible Gas Natural, sin la debida notificación a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), los mismos perderán el derecho al reconocimiento del CIEN POR CIENTO (100%) de su disponibilidad mensual, según lo previsto en el Artículo 4º, por un período de un año calendario, contabilizado desde el comienzo del mes vigente a ese momento, accediendo exclusivamente al reconocimiento del porcentaje mensual calculado en base a los valores diarios de disponibilidad efectiva registrada.

Artículo 6º- Los Agentes Generadores comprendidos en la operatoria objeto de la presente Resolución recibirán como mínimo, en concepto de cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” el monto correspondiente que surja de afectar el volumen declarado según lo previsto en el Artículo 3º de la presente Resolución por el porcentaje de disponibilidad mensual determinado.

El monto mensual reconocido a un Agente Generador, resultante del cálculo antes descrito, no podrá superar el monto facturado a ese Agente por las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural para el mismo período en concepto de cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” correspondiente a la capacidad de transporte firme declara por el mismo a los efectos de la aplicación de la presente resolución.

Artículo. 7º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a considerar los montos reconocidos en cada mes en concepto de cargos por “Fideicomiso de Gas – Ampliación de Gasoductos” según lo establecido en los artículos precedentes, como un sobrecosto de combustible en los términos del Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 246 del 4 de julio de 2002.

Artículo 8º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente Resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 9º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1060/05

Publicación Boletín Oficial N° (no publicada en B.O.)

Citas Legales: Ley 15.336; Dec. 1142/2003.

Instrúyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a realizar entre el 1° y el 6 de noviembre de 2005 un despacho que privilegie la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en particular en el área de la Costa Atlántica con motivo que entre esos días se realizará en Mar del Plata la IV Cumbre de las América.

BUENOS AIRES, 9 DE SEPTIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0269981/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que entre el 1° y el 6 de noviembre de 2005 se realizará en la Ciudad de Mar del Plata la "IV Cumbre de las Américas" y sus reuniones previas de preparación.

Que es conveniente adoptar medidas preventivas sobre el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires y el despacho de generación para asegurar el abastecimiento eléctrico en dicho período.

Que la atención de los operadores del Centro del Control de Operaciones del SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO (COC), del Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (COT), de los Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal (COTDTs), de los Centros de Control de Operaciones de los Generadores (COGs) y de los Centros de Control de Operaciones de los Distribuidores (CODs), deben fijarse prioritariamente en la supervisión y control de las variables eléctricas.

Que, consecuentemente, corresponde instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que modifique el despacho semanal y los despachos diarios a los efectos señalados precedentemente.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y en los Artículos 35 y 36 de la Ley n° 24.065

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a realizar entre el 1° y el 6 de noviembre de 2005 un Despacho que privilegie la Seguridad del abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y en particular en el Área de la Costa Atlántica. A tales efectos preverá:

a) Adecuar las potencias transmitidas desde áreas exportadoras por la red de Transporte de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) de tal manera de reducir los valores de DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN (DAG) ante fallas simples de modo que se minimice la actuación del esquema de alivio de carga, y efectuar el control y seguimiento del límite de TREINTA Y SIETE POR CIENTO (37%) de la demanda como aporte desde las regiones.

b) Suspender todos los mantenimientos programados de equipos relevantes y operar con la mayor cantidad de líneas en servicio compatibles con el control de las tensiones.

c) Instruir al Transportista en Alta Tensión y al Transportista por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires para que provean personal a las Estaciones Transformadoras que se encuentran sin personal en forma permanente, coordinando con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) al respecto.

d) Reducir las potencias transmitidas hacia las áreas radiales importadoras de manera tal que ante las fallas de líneas de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se minimicen los cortes de demanda.

e) Adecuar el despacho de la generación disponible en el Área de la Costa Atlántica de manera que ante fallas de líneas de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) se minimicen y en lo posible se eviten los cortes de demanda, coordinando con los Agentes involucrados las demás acciones necesarias para maximizar la seguridad del abastecimiento en dicha Área.

f) Realizar cualquier otra medida que a su criterio estime necesaria para el logro del objetivo encomendado, en función de la situación operativa del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI). A tal efecto se instruye a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a presentar a esta Secretaría, en un plazo no mayor a DIEZ (10) días hábiles, un detalle de las medidas adicionales a adoptar.

ARTICULO 2°- Aclarase que las medidas previstas en el artículo 1° del presente acto no darán lugar a la sanción de precios locales.

ARTICULO 3°- Instrúyese a los Agentes del MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (MEM) a informar sus previsiones en materia de seguridad de las instalaciones y medios de comunicaciones operativas seguras ante emergencias a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que a su vez coordinará con el organismo que a tales efectos determine el Gobierno Nacional.

ARTICULO 4°- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución, incluyendo el plazo de aplicación del Despacho de Seguridad. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTICULO 5°- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 6°- Comuníquese, regístrese y archívese. Ing. Daniel Cameron

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1061/05

Publicación Boletín Oficial N° 30738 del 14/09/2005

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Dec. 1597/99; Ley 15.336; Ley 25.019; Ley 25.401; Ley 25.957; Res. SEyM 333/2001; Res. SE 657/99; Res. SE 905/05; Res. SE 942/05

Establécense el valor del Coeficiente de Actualización Trimestral instaurado por el artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 9 DE SEPTIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0217191/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Ley Nº 25.957 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 905 del 15 de julio de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 905 del 15 de julio de 2005 instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que en forma trimestral incluya en la elevación de la Programación Trimestral Provisoria y de la Programación Trimestral Definitiva de cada trimestre estacional a la SECRETARIA DE ENERGIA, el valor del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) y el correspondiente valor actualizado del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE).

Que la Reprogramación Trimestral Estacional para el Trimestre agosto 2005 - octubre 2005, aprobada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 942 del 5 de agosto de 2005, omitió incluir lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución mencionada en el considerando anterior.

Que por Nota B-30664-1 del 12 de agosto de 2005, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informó el valor del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) y el correspondiente valor actualizado del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) de aplicación en el trimestre Agosto 2005 – octubre 2005, fijando los mismos en UNO COMA CUATRO MILLONES TREINTA Y SEIS MIL CIENTO NOVENTA Y CUATRO DIEZMILLONESIMOS (1,4036194) y en CUARENTA Y DOS MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y OCHO DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0042648 $/kWh) respectivamente.

Que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.7 del Anexo I del Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, reglamentario de la mencionada Ley Nº 25.019, la SECRETARIA DE ENERGIA debe fijar anualmente el monto del gravamen antes mencionado para afrontar el pago de la remuneración del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019 en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año calendario inmediato anterior, cuestión que se resolverá en oportunidad de efectuar los cálculos respectivos durante el presente año.

Que corresponde determinar la proporción de la recaudación global del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que debe destinarse al pago de la remuneración indicada en el considerando anterior, así como los porcentajes afectados al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA EL DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, conforme la asignación efectuada en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 y el porcentaje destinado al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL, según lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999, en la órbita del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA, convalidada por la Ley Nº 25.401.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en las Leyes Nº 15.336, Nº 24.065, Nº 25.019, Nº 25.957 y en el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Establécese en UNO COMA CUATRO MILLONES TREINTA Y SEIS MIL CIENTO NOVENTA Y CUATRO DIEZ-MILLONESIMOS (1,4036194) el valor del COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que se define en el artículo siguiente.

ARTICULO 2°.- Establécese el valor total del gravamen creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, el Artículo 74 de la Ley Nº 25.401 y el Artículo 1º de la Ley Nº 25.597, fijando el mismo en CUARENTA Y DOS MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y OCHO DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0042648 $/kWh), para la facturación que se emita a partir del 1º de agosto de 2005.

ARTICULO 3°.- Mantener, dentro de lo dispuesto en el artículo precedente y a partir de la misma oportunidad a que hace referencia el mismo, el valor establecido en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 333 del 30 de octubre de 2001, con destino a solventar la remuneración establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, en TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0000384 $/kWh), hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA proceda a fijar el monto anual del gravamen correspondiente.

ARTICULO 4°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a determinar, según la normativa vigente en cada caso, los porcentajes del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) destinados respectivamente a la remuneración indicada en el artículo 3º del presente acto, al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES, al FONDO PARA EL DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR y al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL e informar los mismos a esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6°.- Notifíquese a todos los GOBIERNOS PROVINCIALES, al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los ENTES PROVINCIALES REGULADORES DE ENERGIA ELECTRICA y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

ARTICULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1063/05

Publicación Boletín Oficial N° 30736 del 12/09/2005

Citas Legales: Res. SE 415/04; Res. SE 745/05; Ley 15.336; Dec. 1142/03; Dec. 180/04

Cobro de cargos adicionales y pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del citado programa. Determinase que dichos recursos, a los que alude el articulo 12 del Anexo I de la Resolución Nro. 745/2005, serán destinados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista. Derogase el artículo 2º de la citada norma.

BUENOS AIRES, 9 DE SEPTIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004 y la Resolución Nº 745 del 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, y

CONSIDERANDO:

Que esta Secretaría dictó la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 del 9 de mayo de 2005, por la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional, la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), como parte del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA (PURE) instituido por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 del 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que según el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 del 9 de mayo de 2005, corresponde a esta Secretaría determinar el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales y del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del Programa mencionado. En tal sentido se considera necesario y oportuno establecer que las prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional depositen tales fondos, en plazos determinados, en la cuenta específica perteneciente al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el Fondo de Estabilización, al cual deberán ingresar los cargos adicionales para el Programa del Sector Eléctrico, fue creado en los términos del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 con el fin de estabilizar los precios que paguen los distribuidores de energía eléctrica y atenuar los efectos que, sobre las tarifas a usuarios finales regulados pudieran provocar las eventuales volatilidades de precios de la energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en virtud de que los cargos adicionales y bonificaciones del citado Programa ingresan al Fondo de Estabilización, los mismos no constituyen base imponible de ningún tributo de origen nacional, provincial o municipal, tal como lo establece el Artículo 4º del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

Que al estar próximo a su fin el período invernal del presente año, se considera oportuno y conveniente reducir el valor del cargo adicional aplicable a los usuarios Residenciales que consuman energía eléctrica en exceso respecto de los parámetros establecidos en el mencionado Programa.

Que para la implementación de lo dispuesto en el presente acto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá tomar todas las medidas que considere necesarias.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCIÓN ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Derogase el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005.

Artículo 2º — Determinase que los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 serán destinados al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 3º — Aclárese que los cargos adicionales establecidos en los Artículos 8º y 9º así como las bonificaciones establecidas en los Artículos 5º, 6º y 7º del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) contenido en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 al ser transferidos y provenir, según corresponda, del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no constituyen base imponible de ningún tributo de origen nacional, provincial o municipal, en tanto revisten la misma finalidad de los cargos contemplados en el Artículo 4º in fine del Decreto 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Artículo 4º — Establécese que el valor del cargo adicional fijado por el Artículo 8º del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 del 10 de mayo de 2005 será UNA (1) vez el valor del cargo variable de la energía correspondiente a la subcategoría tarifaria T1 R2.

Artículo 5º — Disponedse que a partir del 10 de setiembre de 2005 y durante la vigencia del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 del 10 de mayo de 2005, la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) deberán presentar ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en los plazos y forma que este Organismo establezca, y con carácter de Declaración Jurada, el detalle del exceso de consumo de energía eléctrica, de los cargos adicionales y de la energía eléctrica ahorrada registrados en cada categoría tarifaria en el ámbito de su Concesión. Asimismo deberán depositar los importes que respectivamente determine el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en la cuenta específica perteneciente al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que en cada caso indique la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA).

Artículo 6º — Instrúyase al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a que disponga todas las medidas que considere necesarias para el mejor cumplimiento de lo dispuesto en el presente acto.

Artículo 7º — Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 8º — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 9º — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.).

Artículo 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1068/05

Publicación Boletín Oficial N° 30774 del 22/09/2005

Citas Legales: Decreto 00027/2003 - artículo 06; Decreto 01174/1992; Decreto 00916/1994; Ley 11.672 (t.o. 1999); Ley 15.336; Ley 24.065; Ley 25.401 - artículo 074; Ley 25.401 - artículo 075; Ley 25.401 - artículo 116; Ley 25.822; Ley 25.827 - artículo 027; Resolución SE 0004/2003; Resolución SE 0018/2005; Resolución SE 0174/2000; Resolución SE 0657/1999; Resolución SE 0880/2005; Resolución SE 0965/2005

Incorpórase al PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE en quinientos kilovoltios (500 kV) la Ampliación denominada "Tercer tramo del sistema de transmisión asociado a la central Hidroeléctrica YACYRETA", la que será financiada íntegramente con los aportes del Tesoro Nacional al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF).

BUENOS AIRES, 20 DE SEPTIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente N° S01:0248965/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la ampliación del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá es un proyecto que se encuentra incluido en el PLAN ENERGETICO NACIONAL 2004-2008 formulado por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que la construcción del "Tercer Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá", con una longitud de aproximadamente NOVECIENTOS kilómetros (900 km), prevé, además de la línea de QUINIENTO KILOVOLTIOS (500 kV) misma, la ampliación a lo largo de su traza de TRES (3) Estaciones Transformadoras, siendo estas RICON DE SANTA MARIA, COLONIA ELIA Y RODRIGEZ, y la construcción de UNA (1) Estación Compensadora, Mercedes.

Que como parte de esta Ampliación se prevé la construcción de la nueva Estación Transformadora San Isidro, que posibilitará energizar en extra alta tensión a la línea que hoy abastece a la Provincia de MISIONES en alta tensión, y que funcionando en ese nivel se encuentra próxima a su saturación, llevando a restricciones en el abastecimiento de la Provincia.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución N° 18 del 19 de enero de 2005 determinando las obras integrantes de dicha ampliación e instruyendo a la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY) a realizar todos aquellos actos que fuera menester para la puesta en operación del denominado "Tercer Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá."

Que, en cumplimiento de lo establecido por la citada Resolución, la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY) ha contratado la realización de los estudios previos y presentado al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la correspondiente Solicitud de Acceso y Ampliación en cumplimiento de los procedimientos regulatorios vigentes, encontrándose al presente elaborando la documentación licitatoria de las obras.

Que en el mismo sentido y en el ámbito de su incumbencia y responsabilidades, EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) procedió a realizar los estudios técnicos preliminares relativos a la comercialización de la energía eléctrica del aprovechamiento, por lo que resulta conveniente afectar los recursos logísticos, técnicos y jurídicos de que dispone e integrarla a la ejecución de la obra, habida cuenta que, con posterioridad a la Habilitación Comercial de la misma, le será transferida la condición de COMITENTE del correspondiente Contrato COM.

Que los recursos para la financiación de la obra serán aportados por el ESTADO NACIONAL, en el marco del citado PLAN ENERGETICO NACIONAL 2004 – 2008, y su aplicación estará respaldada en los objetivos prioritarios de los Gobiernos de la REPUBLICA ARGENTINA y de la REPUBLICA DEL PARAGUAY materializadas en el Plan de Terminación de Yacyretá.

Que por Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 657 del 3 de diciembre de 1999 y su modificatoria Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 174 del 30 de junio 2000, se constituyó el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF), destinado a participar en el financiamiento de las Ampliaciones del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión que la SECRETARIA DE ENERGIA identifique como integrantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

Que el cambio en las condiciones macroeconómicas derivado de la Emergencia Económica obligó a adecuar los criterios de contratación de las Ampliaciones del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN

QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) introduciendo modificaciones en la regulación vigente, resultado de lo cual se dictaron las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA N° 4 del 13 de junio de 2003, N° 880 del 13 de junio de 2005 y N° 965 del 1° de septiembre de 2005 y fue necesario implementar un mecanismo financiero basado en la intervención del Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) y del Agente Fiduciario de dicho Fondo, mecanismo cuya aplicación ha permitido garantizar la afectación y destino de los fondos asignados a las obras de dicho Plan.

Que la incorporación de la Ampliación antes referida al PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE ELECTRICO EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) permitirá, entre otros efectos, que los recursos afectados provenientes del Tesoro Nacional puedan ser ingresados al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF), en los términos del Contrato de Fideicomiso suscrito con el Banco de la Nación Argentina, sin afectar los recursos provenientes del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) resultantes del recargo referido en los Artículos 74 y 75 de la Ley N° 25.401 con las adecuaciones dispuestas en la Ley N° 25.822, resultando conveniente que su ejecución quede a cargo del Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), dado que el mismo cuenta con la operatividad necesaria para llevarlo a cabo.

Que asimismo la Ley N° 25.401, en su Artículo N° 74, incorporado a la Ley N° 11.672 COMPLEMENTARIA PERMANENTE DE PRESUPUESTO (t.o. 1999) establece que “EL Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL, en su carácter de administrador de dicho Fondo, podrá actuar como iniciador o comitente de las ampliaciones de transporte financiables con dicho Fondo, actuando a tales efectos en igual condición a cualquier otro agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA”.

Que por su parte la Ley N° 25.827, Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2004, en su Artículo 27 estableció que “La UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY) tendrá a su cargo, además de las funciones específicas definidas en los Decretos N° 1174 del 10 de julio de 1992 y N° 916 del 10 de junio de 1994, aquellas que la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS le identifique y encomiende respecto de las Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.”

Que, con criterio similar al referido más arriba, se encuentra en trámite la incorporación de dicho artículo a la Ley N° 11.672 COMPLEMENTARIA PERMANENTE DE PRESUPUESTO (t.o.1999) atento que la UNIDAD ESPECIAL desempeña funciones de apoyo técnico para las obras del Plan Federal.

Que en la Reunión Plenaria Ordinaria del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) N° 105, celebrada los días 28 y 29 de abril de 2005, en la Ciudad de Puerto Iguazú, Provincia de MISIONES, esta Secretaría solicitó al Consejo Federal que analice la incorporación al PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE ELECTRICO EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) de la obra “Tercer Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá”.

Que en el mismo sentido el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) solicitó al Plenario del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE) que, en el caso de concretarse lo planteado por esta Secretaría, se le autorice a administrar a través del Fondo Fiduciario los recursos que sean asignados por parte del Tesoro Nacional para la ejecución de esta obra y a licitar bienes y/u obras utilizando el conocimiento adquirido y la logística disponible en dicho Comité de Administración y conformar un Comité de Ejecución integrado por dicho Comité de Administración, EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA), en su carácter de Comercializador de la energía generada por Yacyretá y la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY) con este mismo objeto.

Que en la citada Reunión Plenaria Ordinaria N° 105 el citado Consejo resolvió por unanimidad respaldar la iniciativa planteada por esta Secretaría.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto por el Artículo 6° del Decreto N° 27 del 27 de mayo de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley N° 15.336 y la Ley N° 24.065 y en el Artículo 74 de la Ley N° 25.401, incorporado a la Ley N° 11.672 COMPLEMENTARIA PERMANENTE DE PRESUPUESTO (t.o. 1999) por el Artículo 116 de la Ley N° 25.401.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1°- Incorpórase al PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) la Ampliación denominada “TERCER TRAMO DEL SISTEMA DE TRANSMISION ASOCIADO A LA CENTRAL HIDROELECTRICA YACYRETA”, la que será financiada íntegramente con los aportes del Tesoro Nacional al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF).

Artículo 2°- Reemplázase el texto del Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 18 del 19 de enero de 2005 por el siguiente:

“ARTICULO 1°- Determínase que el Tercer Tramo del Sistema de Transmisión asociado a la CENTRAL HIDROELECTRICA YACYRETA comprenderá:

La ampliación de la Estación Transformadora en Extra Alta Tensión RINCON SANTA MARIA (Provincia de CORRIENTES) de los campos 05 y 01 para salidas de línea en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) hacia MERCEDES (Provincia de CORRIENTES) y hacia SAN ISIDRO (Posadas, Provincia de MISIONES), respectivamente; la construcción de la Estación Transformadora en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) en SAN ISIDRO, Posadas, Provincia de MISIONES con TRESCIENTOS MEGAVOLTAMPERIOS (300 MVA) de transformación a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) para el abastecimiento regional; la construcción de la Estación Transformadora en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) en MERCEDES, Provincia de CORRIENTES con CIENTO CINCUENTA MEGAVOLTAMPERIOS (150 MVA) de transformación a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) para el abastecimiento regional y con la previsión para la futura compensación del sistema de transmisión; la ampliación de la Estación Transformadora COLONIA ELIA, en un tramo completo, para una entrada de línea en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), desde la nueva Estación Transformadora MERCEDES y una salida de línea de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) hacia la Estación Transformadora RODRIGUEZ (Provincia de BUENOS AIRES); la construcción de una Línea de Transmisión en Extra Alta Tensión en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) entre la Estación Transformadora RINCON SANTA MARIA y la Estación Transformadora MERCEDES, entre esta Estación Transformadora y la Estación Transformadora COLONIA ELIA, y entre esta última Estación Transformadora y la Estación Transformadora RODRIGUEZ, con una longitud total entre los tres tramos indicados de aproximadamente NOVECIENTOS VEINTE KILOMETROS (920 KM).”

Artículo 3°- Instrúyese al COMITE DE ADMINISTRACION del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), a la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY) y a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD. ANONIMA. (EBISA) para que constituyan un Comité de Ejecución destinado a llevar a cabo la Ampliación referida en el artículo precedente. Dicho Comité se deberá instrumentar mediante un Convenio de Cooperación y Colaboración a suscribir por las TRES entidades, que establezca sus pautas de funcionamiento dentro de la normativa vigente.

Artículo 4°- Determínase que dicho Convenio de Cooperación y Colaboración deberá contemplar que la administración de los fondos provenientes del TESORO NACIONAL la realice el COMITE DE ADMINISTRACION del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) en las condiciones establecidas con el agente fiduciario actuante y de acuerdo a lo que determine el Comité de Ejecución a conformar según lo establecido en el artículo 3° del presente acto. En el ámbito de dicho Comité de Ejecución, la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY) ejercerá las funciones previstas en la resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 18 del 19 de enero de 2005 y demás normativa vigente.

Artículo 5°- Instrúyese al Comité de Ejecución a constituirse en los términos del artículo 3° de este acto a gestionar la Ampliación en los términos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 965 del 1° de septiembre de 2005, respetando las siguientes adecuaciones particulares al PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV):

a) Para la aplicación de lo previsto en el apartado i) del numeral f) del Artículo 3° de dicho Procedimiento se deberá considerar que:

    1. La Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. deberá ser contratada por el Contratista COM para la realización de la operación y mantenimiento de la Ampliación (entendiendo por tal al conjunto de la obra nueva), en caso de presentar oferta por la realización de dicha tarea al concurso de selección del Contratista COM y si la misma fuese de inferior valor al ofertado por el candidato a Transportista Independiente cuya oferta resulte la más conveniente. A ese respecto, para ser válida, la oferta de la Concesionaria no podrá superar el monto de SESENTA POR CIENTO (60%) de los valores tarifarios previstos en su CONTRATO DE CONCESION referido en el apartado i) del numeral f) del Artículo 3° del Procedimiento mencionado.

2. En relación con la remuneración de un Transportista Independiente por la tarea de operación y mantenimiento de la Ampliación y su evolución en el tiempo, los documentos contractuales preverán que se procederá determinando -al momento de la firma del Contrato COM- la proporción entre lo ofertado por dicha tarea por el candidato seleccionado y la remuneración prevista para la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. según la reglamentación vigente, manteniendo esa proporción ante cada Revisión Tarifaria Quinquenal, por lo que se adecuará la remuneración del Transportista Independiente en consecuencia.

b) No será de aplicación lo previsto en el apartado ii) del numeral f) del Artículo 3° del Procedimiento mencionado.

Artículo 6°- Infórmase que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra considerando modificaciones regulatorias destinadas a viabilizar la recuperación de los costos de capital que resultará necesario enfrentar para disponer de esta Ampliación a partir de cargos a remunerar por los usuarios del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Dichas modificaciones se harán conocer con anterioridad a la Habilitación Comercial de la Ampliación.

Artículo 7°- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), a la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSMISION YACYRETA (UESTY), a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD. ANONIMA. (EBISA) y al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

Artículo 8°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1192/05

Publicación Boletín Oficial N° 30757 del 12/10/2005

Citas Legales: Res. SE 1/2003; Res. SE 106/2003; Res. SE 86/2003; Res. SE 197/2003; Res. SE 964/2003; Res. SE 1418/2004; Dec. 432/1982; Dec. 186/1995; Dec. 1142/2003; Ley 15.336.

Dispónense la instalación de un banco de reactores de 150 MVAR en ET BAHÍA BLANCA y dos bancos similares en ET CHOCON. Instruyese a Hidroeléctrica el Chocón S.A. a mantener operativos los reactores existentes en la Central Hidroeléctrica el Chocón, los que no podrán ser desconectados y dados de baja en fecha previa a la habilitación comercial de las obras antes mencionadas.

BUENOS AIRES, 7 DE OCTUBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0160237/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, junto a sus modificatorias y complementarias, implementó un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica a las normas de diseño también establecidas en dicha Resolución.

Que en la resolución mencionada en el Considerando precedente se tipificó como Obras de Adecuación a aquellas que apuntan a adecuar las instalaciones a los criterios y normas del “Reglamento de Diseño y Calidad” de los Sistemas de Transporte, cuya realización presentan el beneficio, entre otros, de disminuir las maniobras de desconexión y conexión de líneas que, a falta de la debida compensación, se deben realizar diariamente en las horas cuando el sistema de transmisión transfiere bajos niveles de energía eléctrica.

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 se identificó un conjunto de Obras de Adecuación para el sistema de transporte, las que atendiendo el beneficio señalado precedentemente, se incluyeron en los mecanismos previstos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 a los fines de su ejecución y financiamiento.

Que entre los objetivos más relevantes propuestos por el conjunto de obras identificadas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, se encuentra el de dotar al corredor COMAHUE - BUENOS AIRES con los recursos de compensación necesarios para evitar, en la medida de lo posible, maniobras que impliquen desconexiones de tramos de líneas en las horas de valle, objetivo que una vez materializado redundará en una Red de Alta Tensión más segura, al reducir significativamente la probabilidad de desvinculación entre ambas regiones eléctricas.

Que para alcanzar plenamente este objetivo se impone encarar obras adicionales, entre las cuales se puntualiza el emplazamiento de un banco de reactores de 150 MVAR en barras de QUINIENTOS KILOVOLTS (500 KV) de la ESTACION TRANSFORMADORA BAHIA BLANCA, y el de dos bancos de reactores de 150 MVAR maniobrables en barras de QUINIENTOS KILOVOLTS (500 KV) de la ESTACION TRANSFORMADORA CHOCON, estos últimos a los efectos de independizar la operación de la compensación inductiva, provista actualmente por cuatro reactores de 80 MVAR, 16 KV, ubicados en terciarios de los transformadores de la CENTRAL HIDROELECTRICA EL CHOCON, del estado operativo de dicha central.

Que en el último de los casos señalados en el considerando precedente, de acuerdo a análisis presentados por HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A. (HECSA) sobre el material aislante de una unidad fallada en el año 1994, y si bien dichos análisis no pueden extenderse a las unidades restantes en forma concluyente, en virtud de los años de servicio con que cuentan los mencionados reactores de 80 MVAR, provistos originariamente junto a la central, es presumible que dichos equipos se estarían aproximando al fin de su vida útil y consiguientemente, a un aumento de probabilidad de falla, cuya ocurrencia no solo acarrearía la perdida de generación consecuente y sus eventuales efectos sobre el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), sino también, al no contar con interruptores que los despejen en esa condición, la posibilidad de daño en los transformadores, u otros equipos asociados, a causa de los esfuerzos electromecánicos involucrados en un evento de tal naturaleza.

Que en virtud de lo expresado, y subsidiariamente, la materialización de la obra de marras permitirá retirar de servicio dichos reactores de 80 MVAR, eliminando un factor de riesgo que amenaza la seguridad de las instalaciones directamente asociadas a dichas máquinas y a la confiabilidad del sistema en su conjunto.

Que ante sendas solicitudes de informe remitidas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), tanto la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) como la empresa TRANSPORTISTA DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION S.A. (TRANSENER S.A.) resaltaron la necesidad de contar con la compensación reactiva, sea preservando los existentes, o en su defecto reemplazándolos por otros nuevos, y en este último caso, por reactores operables que deberían conectarse en instalaciones pertenecientes a la Red de Transporte en Alta Tensión.

Que fundándose en los informes presentados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) y la empresa TRANSPORTISTA DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION S.A. (TRANSENER S.A.), el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) prestó su conformidad al reemplazo y desconexión de los reactores existentes en la CENTRAL HIDROELECTRICA EL CHOCON.

Que no obstante la autorización precedente, y en virtud de las necesidades del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y las obligaciones contractuales de HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A., esta últimas establecidas en el pliego de concesión, es menester garantizar, salvo que se configure una condición de fuerza mayor, el aporte de reactivo que suministran los equipos existentes hasta tanto se encuentre en servicio la nueva instalación de reactores en barras de QUINIENTOS KILOVOLTS (500 KV) de la ESTACION TRANSFORMADORA CHOCON.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003 constituyó la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, cuya misión y funciones son las de asesorar a la SECRETARIA DE ENERGIA sobre: (a) la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003; (b) la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el apartado precedente; y (c) los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones a efectos de preservar las responsabilidades de los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizar el seguimiento de los mismos para garantizar la debida publicidad y transparencia del proceso, y obtener el máximo provecho de los recursos disponibles.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 197 del 15 de mayo de 2003, con las modificaciones introducidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 964 del 1º de diciembre de 2003 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1418 del 2 de diciembre de 2004, aprobó el modelo de contrato a suscribir con los agentes que actúan en carácter de “Contratistas” en las obras impulsadas mediante la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus complementarias y modificatorias.

Que a medida que se fueron incorporando nuevas obras a la operatoria referida, en las sucesivas Adendas que se adjuntaron a los Contratos suscritos con los Agentes Transportistas y/o Distribuidores, se fueron introduciendo necesarias modificaciones a la letra del Modelo de Contrato aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 197 del 15 de mayo de 2003, en función de las esperables e inevitables especificidades técnicas y comerciales del perfeccionamiento contractual de cada obra, plasmadas a los efectos de adecuar el alcance de aplicabilidad y/o modalidad de las cláusulas del contrato respecto del objeto de las mismas, del tipo de concesionario interviniente, y de las distintas condiciones comerciales acordadas con el Agente “Contratista”, situaciones todas ellas no posibles de ser previstas al momento de aprobación de dicho modelo de contrato.

Que entre esas adecuaciones, consecuencia de las limitaciones en el alcance de la responsabilidad del Agente Transportista y/o Distribuidor con relación a eventuales incumplimientos imputables al Adjudicatario de la provisión de Equipos Mayores y/o servicios, sumado a la dificultad en algunos casos de la tramitación de los pagos a través de la refacturación del Agente “Contratista” de los Equipos Mayores por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), producto de las distintas situaciones y posiciones tributarias que ostentan algunos Agentes Transportistas y Distribuidores, se encuentra el procedimiento dictado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1418 del 2 de diciembre de 2004, que autorizó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en el marco de la operatoria establecida por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus modificatorias y complementarias, a recibir las facturas emitidas a su nombre por los Adjudicatarios de los llamados Equipos Mayores y/o Servicios de Construcción y Montaje, con el fin de simplificar y uniformar la tramitación de los pagos a dichos proveedores.

Que en virtud de los logros obtenidos en el desarrollo de la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y concordantes en la consecución de su primera etapa de ejecución, conformado por 43 obras proyectadas para elevar los niveles de seguridad de abastecimiento y operación del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) – a la cual se le

incorporaron en etapas posteriores nuevas obras hasta elevar a 52 su número a la fecha, 45 de las cuales se encuentran ya en servicio comercial -, se pone de manifiesto la conveniencia de extenderla y perfeccionarla mediante la introducción de nuevos instrumentos alternativos para gestionar la adquisición de Equipos Mayores y Servicios, que se añadan a los existentes, en pos de dotarla de una mayor dinámica y flexibilidad para acomodarse a las variables condiciones en que se desenvuelve su accionar, y que coadyuven de forma tal de permitir alcanzar los objetivos fijados o a fijarse con la máxima celeridad y eficiencia que se impone dentro del escenario existente donde se combinan necesidades perentorias y restricción de recursos.

Que a la luz de la experiencia recogida durante la operatoria de abastecimiento de Fuel Oil de última instancia a los generadores térmicos, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) demostró ser un vínculo eficiente en la gestión de adquisiciones y suscripción los instrumentos contractuales correspondientes, por Cuenta y Orden del ESTADO NACIONAL, y “ad referéndum” de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Que con el objetivo de lograr una economía de recursos humanos, y en virtud de la significativa experiencia acumulada por la “COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003” y el elevado nivel de entendimiento y coordinación con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en la gestión del programa de obras impulsado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, esta SECRETARIA DE ENERGIA lo entiende como el órgano ejecutor idóneo en la realización de las tareas preparatorias y/o preliminares de las obligaciones a ser suscritas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, comprendiendo, sin ser excluyente, la de llamado a licitaciones o concursos de precios, en la confección de los instrumentos necesarios, y a toda otra gestión conducente al perfeccionamiento de las adquisiciones o contratos.

Que a los fines de cumplimentar las tareas mencionadas en el considerando precedente, deben complementarse las funciones asignadas a dicha Comisión por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003 en su Artículo 4º, e introducir modificaciones a la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 y sus complementarias y modificatorias.

Que, en función de lo indicado anteriormente, es necesario adecuar la incidencia que la modalidad de adquisiciones introducida tiene sobre la operatoria y alcance de las responsabilidades de los Agentes Transportistas o Distribuidores designados como “contratistas” de las ampliaciones a tramitar como también de las garantías que respaldan las contrataciones.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Impulsar, de acuerdo al procedimiento de identificación y gestión de las ampliaciones habilitadas por el Artículo 7º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, las siguientes Obras de Adecuación:

OBRA	JUSTIFICACION	COSTO (Millones de Pesos)
Instalación de 1 banco de reactores de 150 MVAR en ET BAHIA BLANCA	Actualmente el corredor sur tiene déficit de compensación obligando a realizar maniobras en condiciones de baja transmisión. Disminuye la cantidad de maniobras, mejora condiciones de postfalla y elimina la necesidad de realizar DAG en rangos bajos de transmisión.	8,0
Instalación de 2 bancos de reactores de 150 MVAR c/u en ET CHOCON.	Actualmente el corredor sur tiene déficit de compensación obligando a realizar maniobras en condiciones de baja transmisión. Disminuye la cantidad de maniobras, mejora condiciones de post falla y elimina la necesidad de realizar DAG en rangos bajos de transmisión. Esta instalación independiza la operación de los reactores, de la operación de la Central Hidroeléctrica El Chocón.	15,0

ARTICULO 2°.- Instruir a HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A. a mantener operativos los reactores existentes en la CENTRAL HIDROELECTRICA EL CHOCON, los que no podrán ser desconectados y dados de baja en fecha previa a la habilitación comercial de la obra autorizada en el Artículo 1º del presente acto, y solo bajo la expresa indicación de la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003".

ARTICULO 3°.- Instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, las Órdenes de Compra y/o Documentos Contractuales necesarios para la adquisición de Equipos Mayores y Servicios de Estudios, Ingeniería, Construcción y Montaje destinados a las obras impulsadas a través de la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus modificatorias y complementarias, que esta SECRETARIA DE ENERGIA estime conveniente para el interés público. Los referidos instrumentos para su suscripción por parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), serán confeccionados y remitidos por esta SECRETARIA DE ENERGIA mediante la delegación

ARTICULO 4°.- Instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) que en los pagos relativos a las adquisiciones de aquellos Equipos Mayores y/o Servicios de Estudios, Ingeniería, Construcción y Montaje que se realicen de acuerdo a la modalidad de adquisición establecida en el artículo precedente, aplique la autorización establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1418 del 2 de diciembre de 2004 en su Artículo 1º.

ARTICULO 5°.- Complementar las funciones asignadas a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003 en su Artículo 4º, con el siguiente inciso: "d) Ejecutar todas las tareas e instrumentos requeridos para efectuar las adquisiciones de Equipos Mayores y Servicios de Estudios, Ingeniería, Construcción y Montaje a ser realizadas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, destinadas a las obras impulsadas a través de la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus modificatorias y complementarias, que así estime oportuna y conveniente en virtud de las funciones asignadas en el apartado c) del presente artículo, incluyendo el llamado a licitaciones públicas y/o concursos de precios, la confección de documentos licitatorios, órdenes de compra y/o documentos contractuales, y toda otra gestión requerida para lograr el perfeccionamiento de la adquisición correspondiente, atendiendo la debida preservación de las responsabilidades y obligaciones de los concesionarios de transporte o distribución de energía eléctrica en donde se implanten las obras. Una vez cumplimentados todos los requisitos pertinentes, la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003" remitirá los instrumentos necesarios a la

COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a los efectos que ésta formalice su suscripción."

ARTICULO 6°.- En la adquisición de Equipos Mayores y/o Servicios de Estudios, Ingeniería, Construcción y Montaje destinados a las obras impulsadas a través de la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus modificatorias y complementarias, y que se realicen de acuerdo a la modalidad de adquisición establecida en el Artículo 3º de la presente resolución, la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003" deberá exigir a los Adjudicatarios de Equipos Mayores y/o Servicios de Estudios, Ingeniería, Construcción y Montaje, el otorgamiento de garantías a favor y a satisfacción de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), esta última en su carácter de administrador del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003". La constitución de tales garantías será condición esencial previa a todo anticipo de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados a la habilitación comercial de la ampliación, a ser efectuados con recursos del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003" y tendrán vigencia durante todo el plazo contractual correspondiente. Ningún pago será efectuado con recursos del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", sin contar con las debidas certificaciones de emisión de Orden de Compra, Avance de Obra, Facturas Pro-Forma, o cualquier otra documentación comercial similar que sea requerida por el "REGLAMENTO PARA LA FINANCIACION DE LAS OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1/2003" aprobado por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 194 del 13 de mayo de 2003. La liberación de toda garantía otorgada en el marco de la operatoria establecida en esta resolución, sólo podrá realizarse en exacta proporción al cumplimiento de las obligaciones asumidas en los contratos correspondientes, o una vez reintegradas al "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", en caso de incumplimientos por parte de Adjudicatarios, las sumas recibidas de dicho fondo conforme los términos de la presente resolución.

ARTICULO 7°.- Las garantías aludidas en el artículo precedente podrán ser ejecutadas o denunciadas, según corresponda, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) toda vez que, según la información suministrada por el Agente Transportista o Distribuidor, Órgano de Inspección, la SECRETARIA DE ENERGIA, o el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se constatara el incumplimiento de las obligaciones asumidas por los adjudicatarios de equipamiento o servicios. Las así llamadas "cargas del asegurado" ante los agentes aseguradores, en caso de indicios de un eventual incumplimiento por parte del Adjudicatario a verificarse por el Órgano de Inspección, serán responsabilidad de la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", comunicando inmediatamente los trámites efectuados a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para su conocimiento y previsión.

ARTICULO 8°.- El Agente Transportista o Distribuidor en cuyo ámbito se realizan, total o parcialmente, las obras impulsadas a través de la operatoria establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus modificatorias y complementarias, una vez verificada la recepción provisoria de los Equipos Mayores u otros activos adquiridos con fondos provenientes del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003" que se realicen de acuerdo a la modalidad de adquisición establecida en el Artículo 3º de la presente resolución, serán responsables de su custodia e integridad, debiendo una vez liberadas las garantías otorgadas por los proveedores de Equipos Mayores u otros activos adquiridos con fondos provenientes del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", reemplazarlas por las garantías o seguros a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), y en beneficio del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003".

ARTICULO 9°.- Instruir a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003" que, como extensión del marco establecido por la instrucción impartida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003 en su Artículo 3º, elabore en cada caso los documentos contractuales que establezcan las responsabilidades y obligaciones de los Transportistas y/o Distribuidores de Energía Eléctrica, titulares de la Concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, respecto de todas las acciones técnicas, administrativas, o de cualquier naturaleza que deban realizar estos Agentes conducentes a la puesta en funcionamiento definitivo de las mismas, incluyendo la remuneración correspondiente y las penalizaciones por incumplimiento, e introduciendo, de ser necesario y conveniente al interés público a su saber y entender, las modificaciones parciales o totales al modelo de contrato aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 197 del 15 de mayo de 2003, para finalmente elevarlo al SECRETARIO DE ENERGIA a los efectos de su consideración y firma.

ARTICULO 10.- Instruir a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003", una vez habilitada comercialmente la obra "INSTALACION DE DOS BANCOS DE REACTORES DE 150 MVAR c/u, MANIOBRABLES EN BARRAS DE QUINIENTOS KILOVOLTS (500 KV) DE LA ESTACION TRANSFORMADORA CHOCON" autorizada mediante el Artículo 1º del presente acto, a que determine el

destino y/o enajenación de los reactores de 80 MVAR existentes en la CENTRAL HIDROELECTRICA EL CHOCON. En caso de disponerse como conveniente la enajenación de dichos equipos, sea para un uso alternativo o como material de rezago, el producido de su venta se destinará a reducir las cuotas que deban hacer frente los agentes afectados al reembolso de los gastos, conforme el Artículo 13º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003.

ARTICULO 11.- Facultar al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica para efectuar todas las comunicaciones que sea menester a efectos de interactuar con los entes, organismos o agentes involucrados en las instalaciones objeto del presente acto, con el fin de resolver cuestiones relativas a la interpretación y aplicación de esta resolución.

ARTICULO 12.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.), a HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A. (HECSA), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBU CION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE SOCIEDAD ANONIMA (TRANSCOMAHUE S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.); a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), y a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DEL NEUQUEN (EPEN).

ARTICULO 13.- Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1193/05

Publicación Boletín Oficial N° 30759 del 14/10/2005

Citas Legales: Res. SE 1427/04; Res. SE 03/05; Res. SE 622/05; Res. SE 751/05; Res. SE 771/05; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 1142/03.

Instruyese al Organismo Encargado de Despacho a convocar a todos los agentes privados acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista alcanzados por las Resoluciones Nros. 3/2005 y 771/2005, a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, operación y mantenimiento de las centrales de generación de energía eléctrica, conforme lo establecido en el "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución S.E. 1427/2004".

BUENOS AIRES, 7 DE OCTUBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar de la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión llevando esto al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005, a través de la cual se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo los lineamientos de participación de los Agentes.

Que, con el fin de aunar esfuerzos conjuntamente con todos los Agentes productores de Energía Eléctrica para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la SECRETARIA DE ENERGIA, mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005 y Nº 751 del 12 de mayo de 2005, resolvió invitar a todos aquellos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que, en oportunidad de la convocatoria realizada mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, no habían manifestado su voluntad de participar en la conformación del citado Fondo.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005, resolvió aceptar la decisión de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), respondiendo a las invitaciones aludidas, de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) según se dispone en los Artículos 1º y 2º de dicha norma.

Que es necesario establecer los lineamientos del Acuerdo Definitivo, mencionado en el 2º párrafo del Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, a ser suscripto por los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuyas ofertas hubieron sido aceptadas por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 y Nº 771 del 27 de mayo de 2005, en atención a la finalización de las tareas encomendadas a los Grupos de Trabajos, definidos en el apartado 3 del "ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" establecida por la norma indicada en primer término.

Que conforme los informes presentados por los grupos de trabajo, y en virtud de la falta de propuestas propias para suministrar el financiamiento de los proyectos, se entiende conveniente obtener, ya sea con aportes del ESTADO NACIONAL por sí mismo, a través de la demanda o de otros actores hoy no presentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), los recursos necesarios para completar el financiamiento necesario, reemplazando de esta manera el requerimiento de financiamiento a los Agentes Privados Acreedores, establecido en el apartado (iii) del punto 4.2 del "ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA".

Que para poder definir la restitución del capital puesto en juego para la construcción de las centrales de generación necesarias para alcanzar readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con un rendimiento financiero coherente con otras alternativas propugnadas por el ESTADO NACIONAL en el mercado, se ha consultado a las áreas pertinentes del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, a lo

que respondió informando las distintas opciones que se tendrían para inversiones en títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional.

Que en función de esto último, y analizadas las disyuntivas posibles, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha determinado, como más conveniente para el fin propuesto, el establecimiento de un rendimiento equivalente a la aplicación de la TASA ANUAL INTERBANCARIA DE LONDRES con más un UNO PORCIENTO (LIBOR anual + 1%), sobre las inversiones realizadas a su valor equivalente en DOLARES ESTADOUNIDENSES a la fecha de puesta en operación comercial de dichas instalaciones.

Que, a la fecha, la SECRETARIA DE ENERGIA ha cumplido con los compromisos asumidos en el apartado 4.1 del "ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA".

Que en virtud de lo descrito previamente, resulta procedente instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para ejecutar la convocatoria pertinente a todos aquellos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1º de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 y los Artículos 1º y 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005.

Que, como fuera planteado oportunamente, es necesario que el compromiso a asumir por los referidos Agentes, al suscribir el "Acuerdo Definitivo", tenga carácter de irrevocable "ad referéndum" del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tal como se dispone en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que complementariamente, mediante la Nota SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1593 del 14 de diciembre de 2004, esta SECRETARIA DE ENERGIA comunicó que en el caso de desistir rubricar el Acuerdo Definitivo alguno de los Agentes involucrados, éste se liberaría exclusivamente de la obligación de gestionar los proyectos y de obtener la financiación necesaria para su concreción, manteniendo vigentes el resto de las obligaciones asumidas.

Que, como consecuencia de la celeridad que requieren los trabajos a realizar, resulta necesario poner fechas límites para la conformación de las Sociedades Generadoras, las cuales serán responsables por la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de cada una de las Centrales a ser instaladas.

Que, de no conformarse las Sociedades Generadoras en el plazo estipulado, ello dará derecho a ser entendido por la SECRETARIA DE ENERGIA como un desistimiento al cumplimiento de las obligaciones asumidas con el mismo, en el sentido de que el Agente involucrado se liberará exclusivamente de la obligación de gestionar los proyectos y de obtener la financiación necesaria para su concreción, manteniendo vigentes el resto de las obligaciones asumidas.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a convocar a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 y los Artículos 1º y 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 de fecha 27 de mayo de 2005, a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004" que se adjunta a la presente como Anexo, el cual suscriben en el mismo acto, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DIECISEIS (16) horas del día 17 de octubre del corriente año.

Tal manifestación tendrá carácter de compromiso irrevocable, el cual será suscripto "ad referéndum" del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 2º- En el caso que alguno de los Agentes Privados Acreedores que suscribieron el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” alcanzados por el Artículo precedente, decidiera no presentar su decisión de suscribir el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004”, se interpretará que el Agente aludido ha desistido de rubricar el mismo y, por ende, quedará liberado, exclusivamente, de la obligación de gestionar los proyectos de las Centrales a ser instaladas y de obtener la financiación adicional necesaria para su concreción, manteniendo vigentes el resto de las obligaciones asumidas al suscribir oportunamente el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA”.

En ese sentido, de observarse un desistimiento generalizado a la invitación mencionada en el artículo 1º de la presente norma, esta SECRETARIA DE ENERGIA, a su exclusivo criterio, podrá declarar la ocurrencia de tal suceso y proceder a licitar en forma abierta y por el menor precio, un contrato de abastecimiento de Energía Eléctrica a realizarse con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) conforme lo establecido “in fine” del “Artículo 8º - Extinción”, del Anexo que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º- Dentro de los TREINTA (30) días hábiles de la fecha establecida en el artículo 1º del presente acto, los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que hayan manifestado su decisión de suscribir el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. Nº 1427/2004”, deberán informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la conformación de las Sociedades Generadoras, de acuerdo a lo dispuesto en el apartado b) del “Artículo 6º - Compromisos y Responsabilidades de las Partes” del citado documento.

Esta SECRETARIA DE ENERGIA podrá entender, a su exclusivo criterio, que existe un desistimiento generalizado de la convocatoria mencionada si una vez vencido el plazo antes mencionado, los Agentes Privados Acreedores que suscribieron el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. Nº 1427/2004” no conforman las Sociedades aludidas, pudiendo, en consecuencia, proceder de acuerdo a lo establecido en el artículo anterior.

Artículo 4º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

Res. SE 1193/05 Anexo en PDF.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1195/05

Publicación Boletín Oficial N° 30759 del 14/10/2005

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 240/2003; Res. 752/2005; Res. 925/2005; Dec. 432/1982; Dec. 1398/92; Dec. 1142/2003; Dec. 181/2004; Ley 15.336

> *Suspéndese transitoriamente la aplicación de lo establecido en el punto 5.3 del "Anexo 13 Valores de Referencia y Máximos reconocidos para Combustibles y Fletes", de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista".*

BUENOS AIRES, 7 DE OCTUBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0212953/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 en su Artículo 36, encomienda a la SECRETARIA DE ENERGIA, en ese momento dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, fijar las normas del despacho económico para las transacciones de energía y potencia que están explícitamente comprometidos a aceptar quienes actúan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para tener derecho a suministrar o recibir energía eléctrica no pactada libremente entre las partes.

Que las normas referidas rigen las transacciones en el denominado Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y se plasmaron en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Que en el marco de los criterios definidos en el antes mencionado Artículo 36, resulta oportuno y necesario perfeccionar y profundizar tales procedimientos en resguardo de la consecución de los objetivos aludidos en el Artículo 2º de la referida Ley, en particular en lo relativo a incentivar el abastecimiento y uso eficientes de la electricidad fijando metodologías tarifarías apropiadas.

Que expresamente, el Artículo 1º del Anexo I del Decreto Nº 1398 del 6 de agosto de 1992 reglamenta que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten al interés general.

Que como resultado de todo lo anterior, las disposiciones del presente acto, en relación con la sanción del precio "Spot" de la energía, para los generadores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), hacen al perfeccionamiento, en la aplicación, de los criterios contenidos en el Marco Regulatorio Eléctrico, para el mejor logro de los objetivos de la política nacional en el sector.

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 240 del 14 de agosto de 2003, se estableció una metodología para la fijación de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y, en particular, para el tratamiento de las diferencias entre el Valor Reconocido de los Costos Variables de Producción para cada máquina térmica y el Precio de Nodo de la máquina en operación.

Que el Artículo 4º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004 facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a determinar las categorías de usuarios y las fechas respectivas, a partir de las cuales las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes no podrán abastecer a dichas categorías de usuarios con gas natural adquirido mediante contratos o acuerdos de corto, mediano y largo plazo.

Que el Artículo 14 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005 establece que, a partir de las fechas establecidas en esa Resolución y para cada categoría de usuarios de las previstas en la misma, las distribuidoras ya no publicarán en sus cuadros tarifarios el costo del gas natural incluido en tarifas, limitándose a publicar las tarifas de distribución y de transporte, y en el caso de estas últimas, indicando las distintas tarifas de transporte aplicables en función de las rutas de transporte contratadas por la prestataria del servicio de distribución.

Que por el artículo mencionado, las prestatarias del servicio de distribución deberán descomponer en los cuadros tarifarios para cada Subzona de distribución, las tarifas aplicables a los usuarios alcanzados por tal disposición, de modo tal que quede debidamente explicitado el margen de distribución aplicable a cada una de las categorías en cuestión y el costo unitario de transporte desde cada una de las Subzonas de recepción de cada transportista.

Que por el Artículo 13 de la referida Resolución, se establece que en cada inicio de un Período Estacional y acorde a las disposiciones del Artículo 9º de las reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, se recalculará el costo de transporte de cada Subzona de distribución, considerando las variaciones ocurridas sobre el costo promedio unitario de transporte, en función de las decisiones de abastecimiento tomadas por los usuarios y acorde a lo previsto y respetando los límites establecidos en esa Resolución.

Que según el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 del 25 de julio de 2005, esta Secretaría instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre los precios máximos de gas natural en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que corresponda aplicar para la sanción de precios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que tal reconocimiento de costos debe ser dirigido a aquellos casos en que la capacidad de transporte de gas natural destinada a la generación de energía eléctrica para el abastecimiento del mercado interno es firme a todos los efectos y no es afectada por circunstancias ajenas al Mercado Eléctrico.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

El SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Suspéndase transitoriamente la aplicación de lo establecido en el Punto 5.3 del “Anexo 13 Valores de Referencia y Máximos Reconocidos Para Combustibles y Fletes” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 2°.-— Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a determinar los precios de referencia del gas y reconocer los costos máximos aceptados, según la metodología descripta en el Anexo de la presente Resolución.

ARTICULO 3°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 4°.- La presente Resolución tendrá vigencia a partir de la fecha de su notificación a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

Res. SE 1195/05 Anexo en PDF.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1196/05

Publicación Boletín Oficial N° 30761 de 18/10/2005

Citas Legales: Res. SE 181/05; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 1142/03.

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima (CAMMESA) a realizar, por cuenta y orden del estado nacional, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de fuel oil, para el abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la Republica Argentina

BUENOS AIRES, 7 DE OCTUBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0031273/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que ante la escasez de oferta de Gas Natural para Centrales Térmicas acaecida en el año 2005, a los efectos de evitar riesgos de desabastecimiento y afectación de la seguridad y calidad habituales del sistema eléctrico, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera conveniente contar con reservas de Fuel Oil destinadas a suplir la eventual escasez de Gas Natural para la generación de energía eléctrica, durante el próximo período estival.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, a través de la Resolución N° 181 del 23 de febrero de 2005, reglamentó los términos y condiciones en que se llevó a cabo la adquisición de Fuel Oil durante el año 2005, destinado al abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que en base a la experiencia recogida de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 181 del 23 de febrero de 2005, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera conveniente utilizar el mismo procedimiento para las adquisiciones de Fuel Oil que se realicen destinadas al abastecimiento de centrales eléctricas, durante el próximo período estival.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, por cuenta y orden del ESTADO NACIONAL, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil, para el abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA, conforme los términos establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones que se agrega como Anexo de la presente resolución, y a suscribir, en representación del ESTADO NACIONAL, los documentos comerciales que correspondan, una vez aprobados por esta SECRETARIA DE ENERGIA según lo establecido en el referido pliego.

A tales efectos, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá dar la máxima difusión al Pliego de licitación, efectuando entre otras, la publicación de dicho acto, en al menos DOS (2) diarios de amplia circulación en el Territorio Nacional, invitando a participar a firmas de reconocida reputación en el mercado de los combustibles líquidos, y publicando en Internet el mencionado llamado y la respectiva documentación licitatoria.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar el concurso referido dentro de un plazo máximo de VEINTE (20) días hábiles de publicada la presente resolución en el Boletín Oficial.

La utilización del combustible líquido adquirido conforme el presente artículo tendrá la misma categorización de “RECURSO DE ULTIMA INSTANCIA” que la otorgada en el Artículo 1° de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 181 del 23 de febrero de 2005.

ARTICULO 2° — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a aplicar en cuanto corresponda, los mecanismos establecidos en los Artículos 7°, 8°, 9° y 10 de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 181 del 23 de febrero de 2005 para la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los volúmenes de Fuel Oil adquiridos a través de la presente resolución.

ARTICULO 3° — La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre el origen de los fondos y las sumas adicionales que fuere necesario asignar a la Cuenta Especial “COMBUSTIBLE DE ULTIMA INSTANCIA” creada por la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 181 del 23 de febrero de 2005, con el objeto de honrar los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos conforme lo establecido en el Artículo 1° de la presente resolución, y en función de los requerimientos de ese Organismo de los montos involucrados y su devengamiento en el tiempo.

Asimismo, esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), respecto a la oportunidad y montos que, desde dicha “Cuenta Especial”, se deberán derivar para cubrir las obligaciones emergentes del pago del Fuel Oil adquiridos a través del mecanismo instrumentado por la presente resolución.

ARTICULO 4° — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 6° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

Res. SE 1196/05 Anexo en PDF.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1198/05

Publicación Boletín Oficial N° 30762 del 19/10/2005

Citas Legales: Res. SE 839/2004; Res. SE 752/2005; Dec. 1142/2003; Dec. 180/2004; Ley 15.336.

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. a aplicar lo dispuesto por la Resolución Nro. 839/2004 durante un determinado periodo, en relación con la utilización de gas natural para la operatoria de generación de energía eléctrica.

BUENOS AIRES, 18 DE OCTUBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0185970/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que los resultados de la operación realizada durante el presente año y las previsiones para lo que resta del mismo y para el primer cuatrimestre del año 2006, presentan características similares a las que motivaron el dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 839 del 19 de octubre de 2004.

Que en tales circunstancias, la operatoria de generación de energía eléctrica con combustibles líquidos y de carbón mineral pone en riesgo el abastecimiento de la demanda de electricidad al no contarse con el volumen de fondos suficientes que permitan afrontar importantes erogaciones en combustibles alternativos al gas natural, atípicas para el período del año señalado, lo cual puede ser morigerado con la utilización de dicho combustible siempre que no se produzcan restricciones como las definidas en el Artículo 2° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 839 del 19 de octubre de 2004.

Que, adicionalmente, las disposiciones contenidas en la resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005, han establecido un nuevo marco para el abastecimiento de gas natural.

Que, asimismo, la experiencia recogida de la aplicación la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 839 del 19 de octubre de 2004, ha sido positiva para el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a aplicar lo dispuesto por la resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 839 del 19 de octubre de 2004 durante el período comprendido entre el día siguiente al de su notificación y el 31 de marzo de 2006 inclusive.

ARTICULO 2°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1371/05

Publicación Boletín Oficial N° 30772 del 02/11/2005

Citas Legales: Res. SE 1427/04; Res. 3/05; Res. SE 622/05; Res. SE 751/05; Res. SE 771/05; Res. SE 1193/05; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

Aceptase la decisión de participar en la construcción, la operación y el mantenimiento de las centrales de generación de energía eléctrica, conforme lo establecido en el "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución S.E. 1427/2004" que constituye el Anexo de la Resolución Secretaria de Energía Nro. 1193 del 7 de octubre de 2005 de las empresas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que se enumeran en la presente.

BUENOS AIRES, 27 DE OCTUBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar de la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión llevando esto al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005, a través de la cual se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo los lineamientos de participación de los Agentes.

Que, con el fin de aunar esfuerzos conjuntamente con todos los Agentes productores de Energía Eléctrica para la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la SECRETARIA DE ENERGIA, mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005 y Nº 751 del 12 de mayo de 2005, resolvió invitar a todos aquellos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que, en oportunidad de la convocatoria realizada mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, no habían manifestado su voluntad de participar en la conformación del citado Fondo.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005, resolvió aceptar la decisión de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), respondiendo a las invitaciones aludidas, de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) según se dispone en los Artículos 1° y 2° de dicha norma.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a convocar a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 y los Artículos 1° y 2° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 de fecha 27 de mayo de 2005, a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004" que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, que establece los lineamientos del Acuerdo Definitivo, mencionado en el 2° párrafo del Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que el compromiso a asumir por los referidos Agentes, al suscribir el "Acuerdo Definitivo" tiene carácter de irrevocable "ad referéndum" del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tal como se dispone en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que conforme lo dispuesto en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ha recepcionado, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA), las manifestaciones de los Agentes Privados

Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de su decisión de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004", cuyos resultados ha informado a esta SECRETARIA DE ENERGIA mediante su Nota Nº B-31305-1 del 20 de octubre de 2005.

Que de la información suministrada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), surge que la convocatoria realizada ha tenido un alto grado de adhesión por parte de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) convocados.

Que corresponde aceptar aquellas declaraciones de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que hayan cumplido con los requerimientos impuestos por la convocatoria formulada, utilizando los medios previstos en la normativa respectiva.

Que en ese sentido y de acuerdo a los términos del consentimiento formulado, se debe tener por suscripto el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004" que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1193 del 7 de octubre de 2005 y que se incluyera en la documentación publicada a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA).

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Aceptase la decisión de participar en la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004" que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 de las Empresas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se enumeran a continuación:

- AES ALICURA S.A. Por sus declaraciones realizadas en nombre de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), identificados como "Hidroeléctrica ALICURA" y "Central Térmica San Nicolás";
- AES JURAMENTO S.A. Por sus declaraciones realizadas en nombre de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) identificados como "Hidrotérmica San Juan" e "Hidroeléctrica Juramento";
- AES PARANA S.C.A. Por su declaración en nombre del Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) identificado como "Central Térmica AES PARANA".
- CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A.
- CENTRALES TÉRMICAS MENDOZA S.A. Por sus declaraciones realizadas en nombre de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) identificados como "Central Térmica MENDOZA" y "Central Térmica MENDOZA – Cogenerador".
- CENTRAL COSTANERA S.A.
- CENTRAL DIQUE S.A.
- CENTRAL DOCK SUD S.A.
- CENTRAL PIEDRA BUENA S.A.
- CENTRAL PUERTO S.A.
- GENERACION MEDITERRANEA S.A.
- GENERADORA CORDOBA S.A.

- HIDROELECTRICA AMEGHINO S.A.
- HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS S.A.
- HIDROELECTRICA DIAMANTE S.A.
- HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A.
- HIDROELECTRICA LOS NIHUILES S.A.
- HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.
- PETROBRAS ENERGIA S.A. Por su declaración en nombre de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) identificados como “Central GENELBA” e “Hidroeléctrica PICHI PICUN LEUFU”

La participación de los Agentes antes señalados se ajustará en un todo a las previsiones normativas que regulan la creación y constitución del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), teniéndose perfeccionado y suscripto por los aceptantes de la Convocatoria el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004” que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

ARTICULO 2° — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 3° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1374/05

Publicación Boletín Oficial N° 30775 del 07/11/2005

Citas Legales: Res. SE 406/03; Res. SE 23/05; Dec. 2743/92; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

Ratificase el aporte al fondo fiduciario para atender a la financiación de las Ampliaciones de Transporte, constituido por la Resolución SE 23/2005.

BUENOS AIRES, 2 DE NOVIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0330939/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005 se constituyó el Fondo Fiduciario para Atender a la Financiación de las Ampliaciones de Transporte (en adelante el Fondo Fiduciario).

Que mediante la Nota de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 844 del 23 de septiembre de 2005 se instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a reintegrar al FONDO UNIFICADO los recursos que se encontraban disponibles para su uso en dicho fondo, a la fecha del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003, conforme el Artículo 2º de dicha norma y que tal monto sea destinado, como aporte reintegrable al FONDO UNIFICADO, a la integración de una cuenta del Fondo Fiduciario constituido por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005, con el objeto de financiar la construcción de las obras de transporte que determine específicamente esta SECRETARIA DE ENERGIA, aplicando para cada caso la metodología establecida en dicha resolución.

Que mediante el Convenio suscripto entre esta SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION y EL SUPERIOR GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE CORDOBA de fecha 14 de octubre de 2005 se acordó, en relación con la financiación para la construcción de la “E.T. 500/132 kV - 1 x 300 MVA Arroyo Cabral” que se vinculará al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión mediante el seccionamiento de la “Línea de 500 Kv” que une las “E.E.T.T. Rosario Oeste y Almafuerte”, financiar la construcción de la “E.T. Arroyo Cabral”, hasta la suma de PESOS VEINTICINCO MILLONES ($ 25.000.000), a través del Fondo Fiduciario constituido por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005 y con la metodología establecida en dicha Resolución y en instruir a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC), beneficiario total de la citada ampliación del Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión, a devolver los fondos aportados por el mencionado Fondo Fiduciario, con un interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en sus colocaciones financieras, en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir de la fecha de habilitación comercial de la ampliación.

Que corresponde instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) acerca de la implementación de dicha financiación.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Ratificase el aporte al Fondo Fiduciario para Atender a la Financiación de las Ampliaciones de Transporte (en adelante el Fondo Fiduciario), reintegrable al FONDO UNIFICADO, establecido en la Nota de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 844 del 23 de septiembre de 2005.

ARTICULO 2°.- Inclúyese dentro de las obras a prefinanciar con el Fondo Fiduciario la construcción de la “E.T. 500/132 kV - 1 x 300 MVA Arroyo Cabral” que se vinculará al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión mediante el seccionamiento de la “Línea de 500 kV” que une las “E.E.T.T. Rosario Oeste y Almafuerte”, de acuerdo al Convenio suscripto entre la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION y EL SUPERIOR GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE CORDOBA, cuya copia autenticada consta en el Anexo de la presente resolución.

ARTICULO 3°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a garantizar las obligaciones de pago derivadas de la realización de la obra citada en el artículo anterior, hasta la suma de PESOS VEINTICINCO MILLONES ($ 25.000.000), cumplimentando la metodología establecida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005.

ARTICULO 4°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a recuperar del beneficiario total de la citada ampliación del Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión, la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC), en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir de la fecha de habilitación comercial de la ampliación., los fondos aportados por el mencionado Fondo Fiduciario, con un interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en sus colocaciones financieras.

ARTICULO 5°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6°.- Notifíquese a la COMPAÑIA. ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO Res. S.E. N° 1374/2005

CONVENIO ENTRE LA SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION Y EL SUPERIOR GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE CORDOBA

Entre la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION (en adelante la SECRETARIA), representada en este acto por el Sr. SECRETARIO DE ENERGIA Ing. Daniel CAMERON y EL SUPERIOR GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE CORDOBA (en adelante la PROVINCIA), representada en este acto por el Sr. Gobernador de la Provincia de Córdoba Dr. José Manuel de la SOTA, en relación con -la financiación para la construcción de la ESTACIÓN TRANSFORMADORA ARROYO CABRAL 500/132 kV - 1 x 300 MV A que se vinculará al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión mediante el seccionamiento de la línea de 500 kV que une las E.E.T.T. Rosario Oeste y Almafuerte, se conviene lo siguiente:

Artículo 1°.- La SECRETARIA instruirá a la -COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a financiar la construcción de la - ESTACION TRANSFORMADORA ARROYO CABRAL hasta la suma de VEINTICINCO MILLONES DE PESOS (25.000.000 $), a través del Fondo Fiduciario constituido por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 23 del 24 de enero de 2005 y con la metodología establecida en dicha Resolución.

Artículo 2°.- La PROVINCIA instruirá a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA (EPEC), beneficiario total de la citada ampliación del Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión, a devolver los fondos aportados por el mencionado Fondo Fiduciario, con un interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en sus colocaciones financieras, en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir de la fecha de habilitación comercial de la ampliación. A tal efecto la PROVINCIA autorizará a EPEC a trasladar a la tarifa de sus usuarios directos dichos cargos de transporte.

Artículo 3°.- La PROVINCIA se compromete a iniciar la construcción de la ESTACION TRANSFORMADORA ARROYO CABRAL dentro de los CIENTO VEINTE (120) días de la firma del presente acuerdo, con un plazo de ejecución de VEINTICUATRO (24) meses.

En PRUEBA DE CONFORMIDAD, se firman DOS (2) ejemplares de un mismo tenor y a un sólo efecto, en la ciudad de Buenos Aires a los _ días del mes de _____ de 2005.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1467/05

Publicación Boletín Oficial N° 30777 del 09/11/2005

Citas Legales: Res. SE 1434/04; Res. SE 1676/04; Res. SEE 61/92; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95

Apruébase la Programación Estacional de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.

BUENOS AIRES, 4 DE NOVIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0361245/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Estacional Definitiva de Verano 2005-2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), ambas correspondientes al período trimestral noviembre de 2005 – abril de 2006, realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como ya se ha manifestado en otras oportunidades esta SECRETARIA DE ENERGIA, aun cuando persista la necesidad de compatibilizar los Precios Estacionales con los reales Precios “Spot” Horarios, dándole sustento económico-financiero al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), considera imprescindible que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean concordantes con la capacidad de pago con que, se entiende, cuentan los distintos estratos sociales y económicos de la demanda.

Que, consecuentemente, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), esta SECRETARIA DE ENERGIA juzga necesario mantener el nivel de precios existente a la fecha, postergando a un futuro el ajuste en los precios estacionales que técnicamente sería necesario implementar para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2005 y el 30 de abril de 2006, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º — Disponedse la aplicación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), como así también los precios factores, precios y cargos adicionales a los mismos para el período comprendido entre el 1º de noviembre de 2005 y el 31 de enero de 2006, los establecidos por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004 y Nº 1676 del 23 de diciembre de 2004.

Artículo 3º — Para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, tienen validez y aplicación lo establecido en el Artículo 11 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1676 del 23 de diciembre de 2004.

Artículo 4º — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 5º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

Artículo 6º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1471/05

Publicación Boletín Oficial N° 30777 del 09/11/2005

Citas Legales: Res. SE 950/04; Res. SE 1427/04; Res. SE 925/05; Res. SE 1193/05; Res. SE 1195/05; Res. MPFIPyS 608/05; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Ley 15.336

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. a presentar ante las licenciatarias del servicio de transporte de gas natural ofertas irrevocables en determinados concursos abiertos por un volumen de capacidad de transporte firme, destinado a la generación eléctrica para abastecer el mercado interno y cuyo punto de entrega será la zona gran Buenos Aires.

BUENOS AIRES, 7 DE NOVIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0215890/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Ley Nº 15.336, la Ley Nº 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que la reactivación económica que comenzó en el año 2003 ha generado un crecimiento sostenido en la demanda de energía, lo cual, atento a la amplia participación del gas natural en la matriz energética del país, ha producido un aumento significativo en los requerimientos de suministro de ese combustible.

Que el constante incremento de la demanda de energía eléctrica, fruto del crecimiento de la economía, junto con la situación de abastecimiento de gas natural a Centrales de Generación Eléctrica verificada desde el año 2003, ha llevado al agravamiento de la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la operatoria económico-financiera del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), producto de la gran diferencia de costo entre los combustibles líquidos y el gas natural, no es sustentable indefinidamente en el tiempo si se continuara demandando volúmenes crecientes de combustibles líquidos en el futuro, en circunstancias en que no debiesen existir restricciones para el consumo de gas natural en el Mercado interno.

Que el financiamiento otorgado por el PODER EJECUTIVO NACIONAL al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el cubrimiento de los mayores costos originados en las causas aludidas, tampoco resulta sostenible ilimitadamente en el tiempo.

Que, en consecuencia, la operatoria de generación de energía eléctrica con combustibles líquidos debe quedar circunscrita a aquellas circunstancias en que existan restricciones de transporte de gas natural, en las áreas con problemas puntuales que no tengan posibilidad de acceder al producto gas natural, y/o en situaciones operativas especiales en que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) así lo determine.

Que corresponde asimismo mencionar que, en la medida que no se tenga posibilidad de acceder al producto gas natural, los costos operativos del sector eléctrico cada día serán mayores y más difíciles de soportar, incrementando con ello el riesgo de afección al normal suministro de energía eléctrica.

Que el informe realizado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), denominado “Evaluación de Riesgos – Mediano y Largo Plazo 2005-2007”, pone de manifiesto que el gas natural es la variable crítica para el buen funcionamiento del sistema eléctrico, observándose que se mantendría acotado el nivel de riesgo de abastecimiento de la demanda, en caso de disponer de un volumen adicional de SEIS MILLONES DE METROS CUBICOS POR DIA (6 MMm3/día) de gas firme para la generación eléctrica en el año 2006, y requiriendo al menos DIEZ MILLONES DE METROS CUBICOS POR DIA (10 MMm3/día) de gas firme para un funcionamiento semejante en el año 2007.

Que consecuentemente, resulta imprescindible contar con disponibilidad adicional de capacidad de transporte de gas natural para la generación eléctrica, la que, especialmente durante el período invernal, ha venido reduciéndose en forma sistemática, como consecuencia del crecimiento de la demanda de los usuarios firmes del mercado del gas natural.

Que conforme las manifestaciones dadas por los Agentes Generadores en ocasión de la implementación de la Resolución Nº 1427 de fecha 6 de diciembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, no se han atenuado las dificultades para su acceso a los mercados financieros, lo que les impediría obtener los recursos necesarios para disponer, por sus medios, de la capacidad de transporte aludida.

Que adicionalmente y en relación al informe mencionado anteriormente, las necesidades de capacidad de transporte serán crecientes en los próximos años, considerando dentro de ellas, la asociada a la generación comprometida en la Resolución Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que hasta la fecha, a pesar de la pública difusión que se ha producido del contenido del informe reseñado, ningún agente generador ha puesto a disposición nueva capacidad de transporte firme de gas natural.

Que en virtud de las manifestaciones hasta aquí vertidas y con el objeto de preservar las condiciones de calidad y seguridad en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en su conjunto y la adecuación de la operación de éste con las condiciones físicas y económicas que el Mercado Eléctrico hoy presenta, resulta conveniente implementar un procedimiento específico y transitorio para la contratación de nueva capacidad de transporte firme que surja de las ampliaciones de transporte de gas natural.

Que, en efecto, asegurar el normal abastecimiento de la demanda requiere necesariamente contar con suficientes reservas de generación con garantía de disponibilidad, conformadas no sólo por la operatividad de las unidades de generación, sino también por la capacidad de las mismas de consumir el combustible requerido para su funcionamiento.

Que con el fin de alcanzar el objetivo propuesto, se considera conveniente instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que intervenga en los Concursos Abiertos para la Ampliación de Capacidad de Transporte Firme de gas natural que se indican en el Artículo Primero de esta resolución.

Que atendiendo al espíritu de la Ley Nº 24.065 y, particularmente, a lo prescripto por su Artículo 2º en materia de política nacional de energía eléctrica, se ha considerado conveniente la participación de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en aquellas oportunidades en que los actores privados del Mercado no han podido proveer los recursos y o servicios requeridos por el Sistema Eléctrico en su conjunto.

Que en determinadas oportunidades, en donde los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) no han logrado cubrir los requisitos de seguridad y confiabilidad con la prontitud y solvencia técnica y administrativa que la operación del mismo exige, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), ha actuado en representación de las necesidades del sistema eléctrico en su conjunto, siempre bajo la reglamentación dictada por la autoridad competente.

Que lo precedente en ningún momento ha implicado, ni lo hace a futuro, la liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los Agentes del Mercado Eléctrico, las que se mantienen plenamente vigentes.

Que por el Artículo 1º de la Resolución Nº 950 del 17 de setiembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se constituyó el Fondo Fiduciario para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural destinados a la Generación de Energía Eléctrica, mientras que por los Artículos 2º al 4º subsiguientes se determinó los montos acumulados del mismo como aval de los compromisos que se asumieran con dicho objeto, estableciéndose, a su vez, cómo se integrará aquél a partir de un cargo específico a ser abonado por la demanda de energía eléctrica, la prioridad de cobro que dispondrá el fideicomiso y las garantías resultantes de la aplicación de la Resolución aludida.

Que, por otra parte, para las Licenciatarias del Servicio de Transporte de Gas Natural, dicho Fondo Fiduciario debe resultar suficiente garantía para afrontar las obligaciones de pago derivadas de las adjudicaciones de capacidad de transporte en firme que surjan de los concursos abiertos de capacidad, como resultado de lo establecido en la Resolución Nº 608 de fecha 17 de junio de 2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que el PLAN DE ACCION PARA LA AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL 2006, que como Anexo I forma parte integrante de la Resolución citada en el considerando precedente, dispone que las Licenciatarias del Servicio de Transporte, de acuerdo a los criterios fijados por el Organizador del programa de Fideicomiso de Gas aprobado por Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y las bases aprobadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), convoquen a Concursos Abiertos de Capacidad en los cuales los interesados presentarán Ofertas Irrevocables de contratación de capacidad, teniendo en cuenta las tarifas de referencia que determine el mencionado organismo.

Que por otro lado, dicha medida también prescribe que, en caso de existir mayor demanda que capacidad de realización física, se asignará la capacidad teniendo prioridad a los usuarios residenciales de gas natural y comercios, y en segundo término el Sector Eléctrico.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 2º, 35 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 6º del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en su carácter de Administradora del Fondo Fiduciario creado por Resolución Nº 950 del 17 de setiembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, a presentar ante las Licenciatarias del Servicio de Transporte de gas natural, Ofertas Irrevocables en los Concursos Abiertos TGN Nº 01/2005 y TGS Nº 02/2005, conforme lo prescripto por la Resolución Nº 608, de fecha 17 de junio de 2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por un volumen de capacidad de transporte firme en Módulos de Capacidad sucesivos como sigue: el primero de SEIS MILLONES DE METROS CUBICOS POR DIA (6 MMm3/día) de NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORIAS POR METRO CUBICO (9.300 Kcal/m3), y el segundo, y como adicional del primero, de DOS MILLONES DE METROS CUBICOS POR DIA (2 MMm3/día) de NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORIAS POR METRO CUBICO (9.300 Kcal/m3),

Dichos volúmenes serán destinados a la generación eléctrica para abastecer el mercado interno y cuyo punto de entrega será la zona GRAN BUENOS AIRES (GBA).

La fecha efectiva de inicio del Servicio de Transporte Firme para el primer Módulo de Capacidad especificado en el presente artículo, deberá corresponder con la que resulte fruto del concurso mientras, que se requeriría para el segundo Módulo de Capacidad especificado, su disponibilidad al 1º de junio de 2007, en vista de los requerimientos de gas natural que surgen de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

El monto total de las Ofertas Irrevocables a ser presentadas por COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) surgirá del producto de los volúmenes estipulados en el presente artículo, multiplicado por la tarifa o en su caso costo unitario de capacidad, según corresponda a cada tramo de transporte solicitado y por un plazo que será determinado por esta SECRETARIA DE ENERGIA, debiendo optar, para realizar tales ofertas, por la alternativa que defina la SECRETARIA, dentro de las previstas en las bases y condiciones de los concursos.

ARTICULO 2°.- Esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con la antelación requerida para el cumplimiento de los plazos establecidos en las bases y condiciones de los concursos TGN Nº 01/2005 y TGS Nº 02/2005, sobre la capacidad de transporte de gas natural que deberá ser solicitada para cada cuenca productiva.

ARTICULO 3°.- El pago de las obligaciones derivadas de la adjudicación de la capacidad de transporte conforme el artículo 1º de la presente, será afrontado con las disponibilidades del Fondo Fiduciario creado por la Resolución Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, con los recursos que a ese efecto establezca la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 4°.- El Fondo Fiduciario mencionado en el artículo precedente deberá ser considerado por TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR (TGS) y TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN) como garantía de pago y de solvencia crediticia de parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los fines de cumplimentar los requerimientos estipulados a tal fin en las Bases y Condiciones de los Concursos Abiertos de Capacidad de Transporte Firme TGS Nº 01/2005 y TGN Nº 02/2005.

ARTICULO 5°.- La Capacidad de Transporte que resulte adjudicada a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), deberá ser utilizada por el sector de la Generación de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) destinada al abastecimiento de la demanda de electricidad del mercado interno, conforme las instrucciones que al efecto dicte esta SECRETARIA DE ENERGIA, hasta tanto se alcance la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), lo que también será determinado por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Posteriormente, dicha capacidad de transporte podrá ser transferida, vendida y/o cedida a través de los mecanismos y/o mercados secundarios que la regulación vigente en ese momento determine, incluyéndose

en ellos la asignación de la misma al cumplimiento de los compromisos asumidos por Resolución Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6°.- La Capacidad de Transporte que resulte adjudicada a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), deberá ser asignada para su utilización dentro del despacho económico, y siguiendo criterios de eficiencia en la utilización de los recursos, a aquellos Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que no cuenten con servicios de transporte en firme.

Asimismo, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá dar prioridad en la utilización de dicha capacidad de transporte de gas natural, salvo situación que lo justifique y sin perjuicio de los compromisos de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, a aquellos Generadores Térmicos que por razones operativas reciban el suministro de gas proveniente de contratos que pudiere disponer la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), según lo establecido por la SECRETARIA DE ENERGIA oportunamente.

Si tal capacidad de transporte no hubiere sido colmada, se asignará el uso de la capacidad remanente a aquellos Agentes Generadores que hubieren adquirido el mencionado fluido mediante el mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas conforme lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 del 25 de julio de 2005, y que hubiesen sido reconocidas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

En última prioridad, La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá considerar la asignación a aquellos Agentes que no cuenten con contratos de gas en firme, según las condiciones mínimas establecidas en la Nota SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 963 del 31 de octubre de 2005 pero cuenten con un volumen de gas en condiciones no firmes.

ARTICULO 7°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a debitar a los Agentes Generadores que hubiesen utilizado la capacidad adquirida de conformidad con la presente medida, y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA indique lo contrario, el equivalente al cargo de transporte reconocido en el Precio de Referencia de Gas en central, según se define en la Resolución Nº 1195 de fecha 7 de octubre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente a la zona tarifaria del Agente Generador, multiplicado por el volumen efectivamente utilizado de dicha capacidad por ese Agente.

ARTICULO 8°.- Autorícese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a ofrecer para la venta los excedentes de capacidad de transporte adquirida y no utilizada a través del MERCADO ELECTRONICO DEL GAS (MEG) o mediante los mecanismos de reventa o mercados secundarios que la regulación vigente en cada momento determine.

El producido de las ventas de los excedentes de capacidad de transporte adquirida y no utilizada, neto de los costos de transacción, será destinado al Fondo Fiduciario constituido según la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 21 de septiembre de 2004.

ARTICULO 9°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), a las empresas TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS), TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN) y al MERCADO ELECTRONICO DE GAS SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA).

ARTICULO 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1810/05

Publicación Boletín Oficial N° 30787 del 23/11/2005

Citas Legales: Res. SE 659/2004; Res. SE 752/2005; Dec. 181/2004; Res. MPFIPyS 208/2004; Res. SE 925/2005; Dec. 1142/2003; Ley 17.319; Ley 24.076; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 432/82; Dec. 180/2004; Res. SE 1195/2005

Instruyese a CAMMESA a informar a la secretaria de energía, una vez finalizado el proceso establecido en el Artículo 6to. de la Resolución Secretaria de Energía Nro. 925 del 25 de julio de 2005, los volúmenes remanentes de gas natural susceptibles de ser contratados a través de ofertas irrevocables estandarizadas, según el artículo 5to. De la citada resolución, no cubiertos por contratos, acuerdos, ofertas irrevocables o inyecciones adicionales, que satisfagan las condiciones contractuales definidas por esta secretaria de energía a tales efectos, suscriptos por los agentes generadores.

BUENOS AIRES, 17 DE NOVIEMBRE DE 2005

VISTO el Expediente Nº S01:0212953/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el gas natural destinado al abastecimiento de las centrales de generación que resulte de la aplicación del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL instrumentado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004, reviste el carácter de “recurso de última instancia” en tanto y en cuanto, su asignación responde a la necesidad de evitar la interrupción del servicio público de electricidad.

Que, en vista de la evolución del suministro de gas natural destinado a la generación de energía eléctrica registrada desde el año 2004, esta SECRETARIA DE ENERGIA consideró conveniente, a los fines de disponer de los volúmenes necesarios para el abastecimiento de electricidad, incluyendo aquellos que revisten el carácter de “recurso de última instancia”, que el citado suministro se realice a través de contratos a término o en condiciones asimilables a las que caracterizan al Mercado a Término de Largo Plazo de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural (PIST).

Que a los efectos citados en el considerando precedente, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005 habilitó, a través del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), un sistema para que los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y los consumidores directos que no fueron alcanzados por el “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE dispuesto por el DECRETO 181/2004”, homologado por Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004, puedan demandar gas en los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural (PIST), registrando su disposición a contratar gas a término, utilizando para ello un mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas.

Que asimismo, la mencionada norma estableció que, a partir del 1º de junio de 2005, los volúmenes de gas natural que hoy se requieren en uso del mecanismo dispuesto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004, para abastecer consumos de usinas de generación de electricidad para sostener el suministro al servicio público de provisión de ese fluido, deberán ser inscriptos en el registro previsto en el Mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, como demanda de gas a término, aunque no tengan transporte firme contratado, y ello así, para tener derecho a recibir gas natural a través del procedimiento de Ofertas Irrevocables Estandarizadas o del mecanismo de Inyección Adicional Permanente, o aún mediante el mecanismo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004.

Que complementando lo anterior, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 del 25 de julio de 2005, habilita a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a realizar Ofertas Irrevocables Estandarizadas de acuerdo a las características establecidas en el Artículo 20 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, adaptadas a las condiciones del despacho eléctrico y de la disponibilidad de transporte y distribución de gas natural históricas, para el equipamiento de generación que se pretende abastecer con ese combustible, destinadas a reemplazar el gas solicitado a través del mecanismo previsto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004.

Que para la determinación de los volúmenes máximos de gas natural susceptibles de ser contratados a través del mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 del 25 de julio de 2005, esta SECRETARIA DE ENERGIA instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a considerar todos aquellos contratos o acuerdos de suministro de gas natural que satisfagan las condiciones y precios indicados en la Nota SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 963 del 31 de octubre de 2005. Que ante situaciones que pudieren generar riesgos de desabastecimiento y afectar la seguridad y la calidad habitual del sistema eléctrico, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) está habilitada a actuar como mandatario del ESTADO NACIONAL, limitando su accionar a la superación de las situaciones excepcionales que le dieron origen.

Que para no poner en riesgo el suministro de energía eléctrica por falta de gas natural para su producción, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera conveniente instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar OFERTAS IRREVOCABLES ESTANDARIZADAS, en los términos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 del 25 de julio de 2005, destinadas a complementar las compras de gas a término que realicen los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en el contexto aludido, la instrucción a dar debe tener carácter transitorio, debiendo dicha Compañía adquirir los volúmenes de gas natural que resulten necesarios e imprescindibles para superar las actuales restricciones para su suministro y hasta tanto se alcance la readaptación del Mercado Eléctrico, momento en el cual, de existir aún obligaciones vigentes, las mismas deberán ser cedidas, transferidas o vendidas a través de los mecanismos que la regulación determine en dicho momento.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen tanto del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, como del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por los Artículos 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, 31 del Decreto Nº 180 y los Artículos 4º y 5º del Decreto Nº 181, estos últimos de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a informar a la SECRETARIA DE ENERGIA, una vez finalizado el proceso establecido en el Artículo 6° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 925 del 25 de julio de 2005, los volúmenes remanentes de gas natural susceptibles de ser contratados a través de Ofertas Irrevocables Estandarizadas, según el Artículo 5° de la citada Resolución, no cubiertos por Contratos, Acuerdos, Ofertas Irrevocables o Inyecciones Adicionales, que satisfagan las condiciones contractuales definidas por esta SECRETARIA DE ENERGIA a tales efectos, suscriptos por los Agentes Generadores.

ARTICULO 2º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar por cuenta y orden del Estado Nacional OFERTAS IRREVOCABLES ESTANDARIZADAS, en los términos establecidos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 925 de fecha 25 de julio de 2005, por los volúmenes que le indique esta SECRETARIA DE ENERGIA, cuyo objeto es reemplazar el gas solicitado a través del mecanismo previsto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004.

Asimismo, se instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir la documentación contractual correspondiente “ad referéndum” de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 3º- Los volúmenes de gas natural adquiridos por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en cumplimiento de lo establecido en el artículo precedente, revisten el carácter de “recurso de última instancia” en tanto y en cuanto, su asignación responde a la necesidad de evitar la interrupción del servicio público de electricidad según lo dispuesto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004.

En función de lo anterior, los Agentes Generadores se encuentran alcanzados por idénticas disposiciones en lo que respecta a la recepción y utilización del gas natural provisto conforme la presente norma.

ARTICULO 4º- La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá considerar, en las programaciones de mediano y largo plazo, la capacidad de generación restringida a la disponibilidad de gas natural con que cuente, a toda unidad generadora que no disponga del gas natural suficiente para cubrir su capacidad máxima de producción de energía, obtenido a través de contratos, acuerdos, Ofertas Irrevocables o Inyecciones Adicionales suscriptos por los propios Agentes Generadores, conforme las condiciones dispuestas específicamente por esta SECRETARIA DE ENERGIA a ese efecto.

ARTICULO 5º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a facturar a los Agentes Generadores, a los que se les haya asignado Gas Natural adquirido conforme lo instruido en el artículo 2° del presente acto, el costo de dicho gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural (PIST) más el costo del gas retenido correspondiente (GAS PROVISTO POR CAMMESA).

Para las unidades de generación a las que se les haya asignado “GAS PROVISTO POR CAMMESA” para su operación, esa Compañía deberá utilizar el costo del mismo a los efectos de la aplicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1195 del 7 de octubre de 2005, en lo que corresponda.

Asimismo, dicha Compañía Administradora deberá asignar los montos que surjan por aplicación del tercer párrafo del punto “3 – RECONOCIMIENTO DE COSTOS” del Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1195 del 7 de octubre de 2005, a una cuenta especial denominada “GAS PROVISTO POR CAMMESA”, cuyo destino será instruido oportunamente por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6º- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución y, en particular, a establecer los volúmenes y oportunidad en que esa Compañía deberá presentar las Ofertas Irrevocables Estandarizadas en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG).

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), a MERCADO ELECTRONICO DE GAS SOCIEDAD ANONIMA (MEGSA)

ARTICULO 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1836/05

Publicación Boletín Oficial N° 30790 del 28/11/2005

Citas Legales: Res. SE 406/03; Res. SE 1427/04; Res. SE 1193/05; Dec. 2743/92; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

Instrúyese a CAMMESA a proponer a esta secretaría de energía el reconocimiento de la totalidad de los costos mínimos de operación y mantenimiento verificados a las empresas de generación hidroeléctrica, de módulo igual o menor a 60 MW, sin tener en cuenta los compromisos realizados con el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (FONINVEMEN). Dicho reconocimiento de costos se realizará hasta alcanzar el valor de la acreencia mensual de cada central.

BUENOS AIRES, 22 DE NOVIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0360417/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y CONSIDERANDO:

Que mediante el Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 se estableció que aquellas empresas que no cubran sus costos mínimos de operación y mantenimiento, por lo establecido en dicha resolución, deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un Informe fundando sus reales costos, los cuales podrán ser auditados por dicho Organismo en caso de existir dudas o discrepancias. Una vez aceptados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los mismos deberán ser elevados a esta SECRETARIA DE ENERGIA para su eventual aprobación.

Que las empresas de generación hidroeléctrica de menor módulo han venido presentando pedidos de reconocimiento de costos mínimos de Operación y Mantenimiento de acuerdo con lo establecido en el considerando anterior, los cuales luego de su verificación fueron aprobados.

Que con posterioridad a la adhesión al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) que han realizado algunas de estas empresas de generación hidroeléctrica, las mismas han visto recortado ese reconocimiento en virtud del compromiso asumido con el mencionado Fondo.

Que es necesario instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que abone la totalidad de los costos mínimos de Operación y Mantenimiento reconocidos a dichas empresas de menor módulo.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a proponer a esta SECRETARIA DE ENERGIA el reconocimiento de la totalidad de los costos mínimos de Operación y Mantenimiento verificados a las empresas de generación hidroeléctrica, de módulo igual o menor a SESENTA MEGAVATIOS (60 MW), sin tener en cuenta los compromisos realizados con el FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM). Dicho reconocimiento de costos se realizará hasta alcanzar el valor de la acreencia mensual de cada central.

ARTICULO 2°.- Aclarase que la instrucción del artículo precedente no alcanza a aquellas empresas de generación hidroeléctrica que hayan suscripto el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004” que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

ARTICULO 3°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 4°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1837/05

Publicación Boletín Oficial N° 30790 del 28/11/2005

Citas Legales: Res. MPFIPyS 18/05 y MEyP 21/05 (conjunta); Res. MPFIPyS 199/05 y MEyP 79/05 (conjunta); Dec. 1142/03; Dec. 2743/92; Ley 15.336.

(Nota: adjudicación del contrato para la realización de la auditoría de bienes de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino S.A., aprobado por Resolución ENRE 90/2006, y adjudicación del contrato para la realización de la auditoría de bienes de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A., aprobado por Resolución ENRE 91/2006)

> *Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a pagar a los auditores el costo de las auditorias de los bienes esenciales afectados al servicio publico de transporte de energía eléctrica los costos de las mismas informados oficialmente por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), incluyendo los citados costos en la cuenta de los servicios asociados a la potencia.*

BUENOS AIRES, 22 DE NOVIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0334578/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que las Cartas de Entendimiento suscriptas entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y las Empresas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal y la Compañía de TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA disponen que bajo las pautas y supervisión del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), se procederá a realizar sendas Auditorías de los BIENES ESENCIALES afectados al servicio público de Transporte de Energía Eléctrica, mediante la contratación de especialistas.

Que entre los objetivos de dichas Auditorías de los BIENES ESENCIALES, deberá hallarse incluido el control, verificación e información sobre la existencia de los bienes declarados en el inventario físico mediante técnicas apropiadas al efecto; las condiciones técnicas de las redes y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia; la existencia de bienes no necesarios o redundantes para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, la razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio; y la comparación con valores de reposición de dichos bienes, y la titularidad efectiva de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden al CONCESIONARIO, al CONCEDENTE o a un tercero.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) debe establecer las bases, el objeto, los alcances de la contratación y seleccionará el especialista que ejecutará la tarea de una lista de cinco consultores propuesta por el CONCESIONARIO.

Que las citadas Actas de Entendimiento también establecen que una vez realizado el concurso, se efectuará la adjudicación del mismo por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), el cual solicitará a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) el pago al auditor adjudicatario una vez remitida por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la instrucción de cumplimiento de cronograma de avance de los trabajos.

Que es necesario instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que abone los costos de las Auditorías de los BIENES ESENCIALES cargando los mismos en la cuenta de los Servicios Asociados a la Potencia.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 12 del Decreto N° 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a pagar a los auditores el costo de las Auditorías de los BIENES ESENCIALES afectados al servicio público de Transporte de Energía Eléctrica los costos de las mismas informados oficialmente por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), incluyendo los citados costos en la cuenta de los Servicios Asociados a la Potencia.

ARTICULO 2º — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1866/05

Publicación Boletín Oficial N° 30798 del 09/12/2005

Citas Legales: Res. SE 1427/04; Res. SE 1193/05; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Ley 15.336

(Nota: instrucción a Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A. a aplicar el "Cargo Transitorio para la conformación del FONINVEMEM" con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1º de Diciembre de 2005, aprobado por Resolución ENRE 946/2005).

> *Establécese transitoriamente un cargo tarifario identificado como "Cargo transitorio para la conformación del FONINVEMEM (fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista)", a ser aplicado a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los agentes demandantes del Mercado Eléctrico Mayorista y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.*

BUENOS AIRES, 29 DE NOVIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/ 2004", instituido a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, establece que los fideicomisos que se constituyan a los efectos de realizar la administración económico-financiera de los fondos comprometidos en los proyectos de generación, recibirán, entre otros, los aportes del ESTADO NACIONAL, los cuales, por decisión de esta SECRETARIA DE ENERGIA, podrán constituirse con recursos provenientes de un cargo tarifario asignado a los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que los recursos así obtenidos tienen por objeto el complementar los aportes de capital que realicen los agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/u otros inversores privados, por lo cual dicho cargo tarifario debe existir en la medida que ello sea necesario e imprescindible.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Establécese transitoriamente, por un plazo de SESENTA (60) meses contados a partir del 1º de diciembre de 2005, un cargo tarifario identificado como "CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM", a ser aplicado a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con excepción de aquella declarada por los Agentes Distribuidores de dichos Mercados como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) y sea identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

EL valor del citado cargo tarifiario se define en TRES COMA SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (3,60 $/MWh).

Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a facturar mensualmente, a partir del 1º de diciembre de 2005, el referido cargo a todos los agentes demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y a transferir la totalidad de los montos recaudados al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), hasta tanto no se constituyan los fideicomisos definidos en el marco del "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA

READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004", momento en el cual esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá los pasos a seguir para la transferencia de dichos recursos desde el mencionado fondo a tales fideicomisos.

En el caso de que se realicen aportes de capital, por terceros no agentes, para la construcción de las obras previstas en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004", adicionales a los comprometidos en el mencionado ACUERDO por parte de los Agentes Generadores y del ESTADO NACIONAL, esta SECRETARIA DE ENERGIA podrá reducir el plazo de aplicación del citado cargo.

ARTICULO 2°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

ARTICULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1868/05

Publicación Boletín Oficial N° 30796 del 06/12/2005

Citas Legales: Res. SE 1427/04; Res. SE 03/05; Res. SE 771/05; Res. SE 1193/05; Res. SE 1371/05; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

> *Establécese que el Estatuto de las sociedades generadoras que hayan manifestado su decisión de suscribir el "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del Mercado Eléctrico Mayorista en el marco de la Resolución S.E. Nro. 1427/2004", deberá ser sometido a consideración de la Secretaria de Energía, previo a su constitución o inscripción.*

BUENOS AIRES, 1 DE DICIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0400441/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar de la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión llevando esto al dictado de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 y SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005, a través de las cuales se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, estableciendo los lineamientos de participación de los Agentes.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a convocar a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 y los Artículos 1º y 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 de fecha 27 de mayo de 2005, a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004" que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, que establece los lineamientos del Acuerdo Definitivo, mencionado en el 2º párrafo del Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004.

Que, como resultado de la misma se obtuvo un alto grado de adhesión al compromiso de suscribir el "Acuerdo Definitivo" llevando esto al dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1371 de fecha 27 de octubre de 2005, a través de la cual se aceptó la decisión de participar en la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004" que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 de las Empresas que realizaron presentaciones en tiempo y forma.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 se estableció que dentro de los TREINTA (30) días hábiles de la fecha establecida en el Artículo 1º de la referida Resolución los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que hayan manifestado su decisión de suscribir el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. Nº 1427/2004", deberán informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la conformación de las Sociedades Generadoras, de acuerdo a lo dispuesto en el apartado b) del "Artículo 6º — Compromisos y Responsabilidades de las Partes" del citado documento.

Que es necesario establecer que el Estatuto de las Sociedades Generadoras y cualquier modificación posterior deberá, previo a su constitución o inscripción, ser sometido a consideración de esta SECRETARIA DE ENERGIA a efectos de verificar su adecuación a la normativa aplicable al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), incluido el Acuerdo aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Establécese que el Estatuto de las Sociedades Generadoras, que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que hayan manifestado su decisión de suscribir el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. Nº 1427/2004” deben conformar de acuerdo a lo dispuesto en el apartado b) del “Artículo 6º — Compromisos y Responsabilidades de las Partes” de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 y cualquier modificación posterior deberá, previo a la constitución o inscripción de las citadas Sociedades Generadoras, ser sometido a consideración de esta SECRETARIA DE ENERGIA a efectos de verificar su adecuación a la normativa aplicable al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), incluido el Acuerdo aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

ARTICULO 2°.- Atento lo establecido en el artículo precedente prorrógase el plazo establecido en el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 por el término de DIEZ (10) días hábiles contados desde el vencimiento de aquél.

ARTICULO 3°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 4°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) citados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1371 de fecha 27 de octubre de 2005.

ARTICULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1872/05

Publicación Boletín Oficial N° 30797 del 07/12/2005

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Dec. 1597/99; Ley 15.336; Ley 25.019; Ley 25.401; Ley 25.597; Ley 25.957; Res. SE 333/2001; Res. SE 657/99; Res. SE 905/05.

Establécese el Valor del Coeficiente de Actualización Trimestral instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del Fondo Nacional de La Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 1 DE DICIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0217191/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Ley Nº 25.957, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 905 del 15 de julio de 2005 y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 905 del 15 de julio de 2005 en su Artículo 4º instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para que en forma trimestral incluya en la elevación de la Programación Trimestral Provisoria y de la Programación Trimestral Definitiva de cada trimestre estacional a la SECRETARIA DE ENERGIA, el valor del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) y el correspondiente valor actualizado del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE).

Que por Nota Nº P-32511-2 del 26 de octubre de 2005, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informó el valor del COEFICIENTE DE ADECUACION TRIMESTRAL (CAT) y el correspondiente valor actualizado del recargo que constituye el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) de aplicación en el trimestre noviembre 2005 – enero 2006, siendo los mismos de UNO COMA SIETE MILLONES NOVECIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO DIEZ-MILLONESIMOS (1,7998355) y en CINCUENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y SEIS DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0054686 $/kWh) respectivamente.

Que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.7 del Anexo I del Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999, reglamentario de la mencionada Ley Nº 25.019, la SECRETARIA DE ENERGIA debe fijar anualmente el monto del gravamen antes mencionado para afrontar el pago de la remuneración del Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año calendario inmediato anterior, cuestión que se resolverá en oportunidad de efectuar los cálculos respectivos durante el presente año.

Que corresponde determinar la proporción de la recaudación global del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA que debe destinarse al pago de la remuneración indicada en el considerando precedente, así como los porcentajes afectados al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA EL DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, conforme la asignación efectuada en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065 y el porcentaje destinado al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL, según lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999, en la órbita del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA, convalidada por la Ley Nº 25.401.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en las Leyes Nº 15.336, Nº 24.065, Nº 25.019, Nº 25.957 y en el Decreto Nº 1597 del 9 de diciembre de 1999.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Establécese en UNO COMA SIETE MILLONES NOVECIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO DIEZ-MILLONESIMOS (1,7998355) el valor del COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del

cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que se define en el artículo siguiente.

ARTICULO 2°.- Establécese el valor total del gravamen creado por el Artículo 30 de la Ley Nº 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, el Artículo 74 de la Ley Nº 25.401 y el Artículo 1º de la Ley Nº 25.597, fijando el mismo en CINCUENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y SEIS DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0054686 $/kWh), para la facturación que se emita a partir del 1º de noviembre de 2005.

ARTICULO 3°.- Mantener, dentro de lo dispuesto en el artículo precedente y a partir de la misma oportunidad a que hace referencia el mismo, el valor establecido en el Artículo 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA Nº 333 del 30 de octubre de 2001, con destino a solventar la remuneración establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019, en TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO DIEZ-MILLONESIMOS PESOS POR KILOVATIO HORA (0,0000384 $/kWh), hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA proceda a fijar el monto anual del gravamen correspondiente.

ARTÍCULO 4°.- Establecer que, de la recaudación total del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE) que resulte de la facturación que se emita conforme lo establecido en el artículo 2º de la presente resolución, las proporciones en que habrá de distribuirse el monto efectivamente recaudado para constituir las sumas que deben afectarse a cada uno de los fondos específicos, serán las siguientes:

a) El CERO COMA SIETE POR CIENTO (0,7%) de la recaudación total del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), concurrirá a efectos de identificar la suma que deberá asignarse al pago de la remuneración establecida en el Artículo 5º de la Ley Nº 25.019.

b) La suma equivalente al DIECINUEVE COMA OCHENTA Y SEIS POR CIENTO (19,86%) de la recaudación total del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), será destinada al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 657 del 3 de diciembre de 1999, en la órbita del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA, convalidada por la Ley Nº 25.401.

c) El monto resultante de aplicar el SETENTA Y NUEVE COMA CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO (79,44%) sobre la recaudación global del FONDO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (FNEE), se destinará al FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES y al FONDO PARA DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR, distribuyendo dicho monto en la proporción establecida en el Artículo 70 de la Ley Nº 24.065

ARTICULO 5°.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones inherentes a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6°.- Notifíquese a todos los GOBIERNOS PROVINCIALES, al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los ENTES PROVINCIALES REGULADORES DE ENERGIA ELECTRICA y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

ARTICULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1873/05

Publicación Boletín Oficial N° 30799 del 12/12/2005

Citas Legales: Res. SE 965/05; Dec. 2743/92; Dec. 1142/03; Ley 15.336; Ley 24.065.

Extiéndase el procedimiento complementario para concretar las Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en quinientos kilovoltios, dispuesto según el Anexo I de la Resolución Nro. 965, a la empresa de transporte de energía eléctrica por distribución troncal TRANSNOA S.A.

BUENOS AIRES, 2 DE DICIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0355789/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta Secretaría dictó, con fecha 1º de septiembre de 2005, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 965 mediante la cual estableció el PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), destinado a precisar los criterios regulatorios a seguir por el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) para la contratación de las Ampliaciones del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).

Que por su objeto tal procedimiento fue desarrollado en vista a las Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, a concretar en el ámbito de concesión de la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION TRANSENER S.A.

Que, sin embargo, el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) contempla algunas Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica que, por sus características técnicas, califican para ser consideradas como en el ámbito de concesión de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

Que la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DEL NOROESTE TRANSNOA S.A., ha solicitado explícitamente, mediante su Nota Nº 500 del 25 de octubre de 2005, que las previsiones del dictado PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) sean extendidas a dicha Empresa en relación con las Ampliaciones referidas en el considerando precedente.

Que se aprecia que dicha extensión será de interés de los usuarios de dicho Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en cuanto significará la reducción de los cargos a percibir por los concesionarios también en el caso de la citada concesionaria EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DEL NOROESTE TRANSNOA S.A.

Que, al igual que la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION TRANSENER S.A., la Empresa citada en el considerando precedente ha suscripto con fecha 28 de julio de 2005 el Acta Acuerdo con la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Extiéndase el PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) dispuesto según Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 965 del 1º de septiembre de 2005 a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL TRANSNOA S.A. en relación con las Ampliaciones del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) que por sus características técnicas califiquen para considerar que se desarrollan en el ámbito concesionado a dicha Empresa.

ARTICULO 2°.- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (E.N.R.E.) y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL TRANSNOA S.A.

ARTICULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 2019/05

Publicación Boletín Oficial N° 30809 del 26/12/2005

Citas Legales: Res. 1427/04; Res. SE 3/05; Res. SE 622/05; Res. SE 751/05; Res. SE 771/05; Res. SE 1193/05; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

> Constituyese en el ámbito de la Secretaria de Energía el denominado “Grupo de Asesoramiento” a que se hace referencia en el artículo 5º del Anexo integrante de la Resolución SE 1193/2005

BUENOS AIRES, 21 DE DICIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar de la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (en adelante FONINVEMEM).

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, y se establecieron los lineamientos de participación de los Agentes.

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005 y 751 del 12 de mayo de 2005 se invitó a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que aún no habían manifestado su voluntad de participar en la conformación del citado Fondo, y por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005 se aceptó la decisión de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), respondiendo a las invitaciones aludidas.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 se establecieron los lineamientos del Acuerdo Definitivo, mencionado en el 2° párrafo del Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, y se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para ejecutar la convocatoria pertinente a todos aquellos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 y los Artículos 1° y 2° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005.

Que se tuvieron en cuenta para la elaboración del texto del Acuerdo Definitivo los informes presentados por los Grupos de Trabajo, definidos en el apartado 3 del “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” establecida por la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1427/04 y la respuesta obtenida de consultas efectuadas a áreas pertinentes del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, esto último en cuanto a los aspectos financieros involucrados.

Que en fecha 17 de octubre de 2005 se formalizó -con carácter de compromiso irrevocable “ad referendum” del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS- la manifestación de voluntad de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuyas ofertas fueron aceptadas por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA N° 3/2005 y 771/ 2005, de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427/2004” que como Anexo forma parte de la citada Resolución S.E. Nº 1193/05.

Que en el Artículo 5º del Anexo referido en el párrafo precedente se prevé la creación, en el ámbito de esta Secretaría, de un Grupo de Asesoramiento y la conformación por los Generadores de un Grupo Técnico, encargado el primero de fijar pautas básicas para la concreción de la Gestión y Operación de los Proyectos para la Readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA MEM en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427/2004 en los términos del Acuerdo Definitivo comprometido y el segundo de elaborar los documentos de detalle, para ser refrendados por esta Secretaría dictando o propiciando la pertinente normativa.

Que teniendo en consideración la exigüidad de los plazos establecidos en el cronograma contenido en el Artículo 9º del Anexo integrante de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193/05 es necesaria y oportuna constituir el Grupo de Asesoramiento aludido en el párrafo precedente.

Que, atendiendo al interés público involucrado en proveer a la suficiencia de la oferta eléctrica y en la importancia que tiene para la comunidad en general y para los actores del sector eléctrico en particular el Proceso de Readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA MEM, cuyo hito fundamental lo constituye la puesta en servicio de las dos centrales aludidas en el Artículo 2º del Acuerdo que como Anexo forma parte de la Resolución SECRETARIA ENERGIA Nº 1193/05, esta Secretaría juzgó conveniente requerir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la colaboración de profesionales de su nómina, de reconocida trayectoria en el sector, y que por su especialidad técnica han sido seleccionados para integrar, conjuntamente con otros profesionales y personal de esta Secretaría, el referido Grupo de Asesoramiento.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Constitúyese en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA el denominado “GRUPO DE ASESORAMIENTO” a que se hace referencia en el Artículo 5º del Anexo integrante de la RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193/2005, en adelante el “ASESOR”.

ARTICULO 2°- El ASESOR está integrado por el Licenciado Roberto BARATELLI (DNI 21.832.413), el Ingeniero Carlos Florencio CAPELLETI (LE 5.196.622), el Ingeniero Carlos CARMAN (LE. Nº 5.379.954), el Licenciado Ricardo Salomón IZON (LE 4.550.061), el Ingeniero Oscar MARCIANI (4.301.866), el Ingeniero Melchor ROSSELLO (DNI 4.086.754), y la Doctora Mónica SIMON (DNI 13.335.715).

ARTICULO 3º- El ASESOR será presidido por el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica y coordinado por el Ingeniero Carlos CARMAN.

ARTICULO 4°- Las funciones del ASESOR son las previstas en el citado Artículo 5º del Anexo integrante de la RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1193/2005.

ARTICULO 5º- Facultase al Ing. Carlos CARMAN para que en el marco de lo dispuesto por el referido Artículo 5º asigne los recursos necesarios para el adecuado funcionamiento del ASESOR efectuando las correspondientes comunicaciones a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en su calidad de administradora de los Fideicomisos y/o del FONINVEMEM conforme lo reglado por esta Secretaría.

Una vez cumplimentados todos los requisitos pertinentes para disponer las contrataciones y/o pagos, el funcionario facultado conforme el párrafo precedente remitirá los instrumentos necesarios a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a los efectos que ésta formalice su suscripción o efectúe los pagos.

ARTICULO 6º- Notifíquese de la presente resolución al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) y a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 7°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 2022/05

Publicación Boletín Oficial N° 30811 del 28/12/2005

Citas Legales: Res. SE 265/04; Res. SE 659/04; Res. SE 839/04; Res. SE 950/04; Res. SE 752/05; Res. SE 925/05; Res. SE 1198/05; Res. SE 1810/05; Dec. 1192/92; Dec. 1738/92; Dec. 186/95; Dec. 951/95; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Dec. 181/04; Ley 15.336; Ley 17.319; Ley 24.076; Ley 25.561.

Definiciones de Instrucción Regulatoria, Mandato Regulatorio y por cuenta y orden.

BUENOS AIRES, 22 DE DICIEMBRE DE 2005.

VISTO el Expediente Nº S01:0042902/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 15.336, 17.319, 24.065 y 24.076, el Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992, el Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, y sus modificatorios, el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, el Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 265 de fecha 24 de marzo de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 de fecha 17 de junio de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 839 de fecha 19 de octubre de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 de fecha 12 de mayo de 2005, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1198 de fecha 18 de octubre de 2005 y la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1810 de fecha 17 de noviembre de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 establece que todas las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, serán ejercidas por la entonces SECRETARIA DE ENERGIA Y COMBUSTIBLES, actual SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065 establece que el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del DESPACHO NACIONAL DE CARGAS (DNDC), estableciendo asimismo, que la SECRETARIA DE ENERGIA, determinará las normas a las que se ajustará el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS (DNDC) para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar transparencia y equidad de las decisiones que dicho despacho deberá guardar para permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y despachar la demanda requerida.

Que el Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992, dispone la constitución de la sociedad COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a los fines de cumplimentar lo dispuesto por el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, establece que la SECRETARIA DE ENERGIA dictará las normas de despacho económico, que deberá aplicar el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS (DNDC) para las transacciones de energía y potencia contempladas en el Artículo 35.
Que el Artículo 37 de la Ley Nº 24.065 determina la creación e integración del FONDO UNIFICADO y dispone que su administración sea realizada por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que el citado FONDO UNIFICADO tiene, entre otros cometidos, el objeto de estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme el Artículo 36 de la misma Ley.

Que asimismo, se establece que la SECRETARIA DE ENERGIA, podrá dividir en cuentas independientes los recursos del FONDO UNIFICADO, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

Que por otra parte, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado decisiones regulatorias de carácter transitorio, fundadas en la excepcional situación planteada por la emergencia en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria declarada por Ley N° 25.561 y sus complementarias.

Que en el marco de las decisiones citadas en el considerando precedente, la SECRETARIA DE ENERGIA impartió instrucciones a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que involucraron tanto a Agentes y Participantes del citado mercado, como a terceros ajenos al mismo y que afectaron fondos propios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y fondos aportados por el FONDO UNIFICADO para el sostenimiento del FONDO DE ESTABILIZACION.

Que en virtud de todo ello corresponde precisar los alcances de las instrucciones que imparte la SECRETARIA DE ENERGIA a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA

ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en uso de las atribuciones conferidas por la normativa vigente, así como también adecuar determinada normativa para enmarcarla en las definiciones que por la presente medida se establecen.

Que por otra parte, se dictó la Resolución Nº 1198 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 18 de octubre de 2005 por donde se instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (CAMMESA) a aplicar lo dispuesto por la Resolución Nº 839 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 19 de octubre de 2004 durante el período comprendido entre el día siguiente al de su notificación y el 31 de marzo de 2006 inclusive.

Que ello así fundado, entre otras cuestiones, por razones de orden técnico por las cuales el abastecimiento de la demanda eléctrica, basado en la utilización de combustibles líquidos y carbón, implica riesgos dados por la elevada obsolescencia de determinados equipamientos, la falta de flexibilidad para integrarse a la operatoria del sistema atento la mayor volatilidad de la demanda, las severas limitaciones existentes en el almacenamiento de combustibles líquidos, los problemas de logística asociados a ello, y la mayor frecuencia en los mantenimientos que deben realizarse necesariamente, por la utilización de los combustibles líquidos, lo que resulta en una menor disponibilidad final de la capacidad de generación de las centrales.

Que respecto de los equipamientos de elevada obsolescencia, se verifica una caída progresiva de su disponibilidad por el uso de combustibles líquidos y/o carbón en lugar de gas natural.

Que asimismo respecto del equipamiento de última generación, se presentan dos situaciones a tener en cuenta, por un lado parte de dicho equipamiento sólo puede funcionar con gas, y por otro lado, el resto no es confiable para una operación continua con combustibles líquidos por una cuestión de diseño, desde el punto de vista técnico, y por una cuestión de almacenamiento, desde el punto de vista de la logística; es decir que este último equipamiento sólo puede utilizar combustible líquido ante eventualidades muy acotadas en el tiempo.

Que en consecuencia, por lo señalado precedentemente y en virtud de lo manifestado en los considerandos de la Resolución Nº 1198 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 18 de octubre de 2005, corresponde sustituir el Artículo 1° de dicha medida.

Que el PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, aprobado mediante la Resolución Nº 659 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 17 de junio de 2004, no contempló adecuadamente la posibilidad de efectuar acuerdos internacionales que posibiliten la realización de intercambios de energéticos íntertemporales, de modo de optimizar la utilización de los recursos disponibles complementando las distintas estacionalidades de la demanda de cada país.

Que en consecuencia corresponde efectuar las modificaciones correspondientes en el punto 5 del mencionado Programa.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, el Artículo 6° de la Ley Nº 17.319, los Artículos 2°, 35 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 3° de la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, el Artículo 3° del Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto Nº 951 de fecha 11 de julio de 1995, el Artículo 6° del Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°- Enmiéndese por INSTRUCCION REGULATORIA a toda instrucción impartida por la SECRETARIA DE ENERGIA a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que afecte exclusivamente las relaciones entre los Agentes y/o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 2°- Enmiéndese por MANDATO REGULATORIO a toda instrucción impartida por la SECRETARIA DE ENERGIA a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que afecte las relaciones entre los Agentes y/o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con terceros ajenos a dicho mercado, y que comprometa exclusivamente fondos creados en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

(MEM), administrados por COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

A partir de la vigencia de la presente resolución, las instrucciones realizadas en los términos del presente artículo se referirán como “POR MANDATO REGULATORIO DE LA SECRETARIA DE ENERGIA - Artículo 35 de la Ley 24.065”.

ARTICULO 3°- Enmiéndese por instrucción POR CUENTA y ORDEN a toda instrucción impartida por la SECRETARIA DE ENERGIA a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), que afecte las relaciones entre los Agentes y/o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con terceros ajenos a dicho mercado, y que comprometa, además de los fondos creados en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), fondos específicos destinados a financiar y/o garantizar las operaciones que se deriven de la instrucción impartida, aportados por el FONDO UNIFICADO con destino al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

A partir de la vigencia de la presente resolución, las instrucciones realizadas en los términos del presente artículo se referirán como “POR CUENTA Y ORDEN DEL FONDO UNIFICADO - Artículo 37 de la Ley N° 24.065”.

ARTICULO 4°- Sustitúyese el Artículo 2° de la Resolución Nº 1810 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 17 de noviembre de 2005, por el siguiente:

“Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar “POR CUENTA Y ORDEN DEL FONDO UNIFICADO - Artículo 37 de la Ley Nº 24.065” OFERTAS IRREVOCABLES ESTANDARIZADAS, en los términos establecidos en la Resolución Nº 925 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 25 de julio de 2005, por los volúmenes que le indique la SECRETARIA DE ENERGIA, cuyo objeto es reemplazar el gas solicitado a través del mecanismo previsto en la Resolución Nº 659 de la SECRETARIA DE ENERGIA del 17 de junio de 2004.

Asimismo, se instruye a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir la documentación contractual correspondiente”.

ARTICULO 5°- Sustitúyese el Inciso d) del Artículo 1° de la Resolución Nº 950 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 17 de septiembre de 2004, por el siguiente: “d) los aportes que se realicen a través del FONDO UNIFICADO; y”.

ARTICULO 6°- Derogase el Artículo 5° de la Resolución Nº 950 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 17 de septiembre de 2004.

ARTICULO 7°- Sustitúyese el Artículo 1° de la Resolución Nº 1198 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 18 de octubre de 2005, por el siguiente: “Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar la programación y el despacho económico del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) durante el período comprendido entre el día siguiente de su notificación y el 31 de marzo de 2006 inclusive, utilizando exclusivamente como combustible gas natural en todas aquellas unidades de generación habilitadas para su uso; e instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a aplicar lo dispuesto en los Artículos 2° y 3° de la Resolución Nº 839 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 19 de octubre de 2004”.

ARTICULO 8°- Sustitúyese el texto del punto 5 del PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL, aprobado mediante la Resolución Nº 659 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 17 de junio de 2004, por el siguiente: “5 El orden de prioridad para determinar las empresas a las cuales se instruirá a realizar la inyección de gas adicional para el mercado interno, será determinado conforme al procedimiento del punto 5.1) siguiente, teniendo en cuenta la utilidad en términos operativos de la inyección adicional para el abastecimiento del mercado interno y una vez efectuados los ajustes pertinentes que permitan contemplar, en forma adecuada, los acuerdos internacionales por medio de los cuales se instrumenten intercambios energéticos ínter temporales”.

ARTICULO 9°- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

NO-2020-30470756-APN-SE-MDP

Archivo.pdf

Normativa del Año 2006

RESOLUCIÓN ME y P N° 37/06

Régimen transitorio para el tratamiento fiscal de inversiones en bienes de capital nuevos y para obras de infraestructura. Dispónense modificaciones aclaratorias a la Resolución N° 728/2004 y establécese el procedimiento para la aplicación de las sanciones previstas en el articulo 9º de la Ley N° 25.924.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 161/06

Establécese el “Régimen transitorio para la adecuación de compromisos contractuales en el mercado a termino para operaciones de importación y exportación de energía eléctrica”. Vigencia.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 171/06

Considerase adecuado a la normativa aplicable al fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM) incluido el acuerdo aprobado por la Resolución SE 1193 del 7 de octubre de 2005, el texto de los estatutos sociales de Termoeléctrica General San Martín Sociedad Anónima y Termoeléctrica General Belgrano Sociedad Anónima

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 172/06

Apruébase la Reprogramación Trimestral Definitiva Febrero-Abril 2006 para el MEM y MEMSP.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 229/06

Instruyese al Organismo Encargado del Despacho a incluir en el precio de la energía a aplicar a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los agentes demandantes del Mercado Eléctrico Mayorista y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, el “Cargo Transitorio para la conformación del FONINVEMEM”.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 276/06

Adóptanse medidas transitorias, conducentes a encausar ordenadamente el proceso de vinculación de la Región Eléctrica Patagónica Sur con el Sistema Argentino de Interconexión.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 669/06

Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a realizar, en los términos del artículo 3° de la Resolución Secretaria de Energía N° 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil, para el abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la República Argentina, conforme los términos establecidos en el pliego de bases y condiciones que se agrega como anexo de la presente resolución, y a suscribir, en ese marco, los documentos comerciales que correspondan, una vez aprobados por esta Secretaria de Energía según lo establecido en el referido pliego.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 672/06

Modificase la reglamentación aplicable a la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 27 y 17 de Los Procedimientos)

RESOLUCIÓN ME y P N° 704/06

Sustituyese el texto del Artículo 1º de la Resolución N° 37/2006, a fin de incluir determinadas obras de infraestructura dentro del régimen de la Ley N° 25.924 y sus normas complementarias.

RESOLUCIÓN ME y P N° 731/06

Exceptuase de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del Articulo 4º del Decreto N° 616/2005, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por Fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 821/06

Habilitase a las Jurisdicciones Provinciales interesadas a solicitar a la Secretaría de Energía la realización de aquellas ampliaciones destinadas a la adecuación de los sistemas de transporte en alta tensión a los requerimientos de la demanda. Términos. Condiciones.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 957/06

Habilita para su ejecución la Ampliación de la Capacidad de Transporte "Aumento de Capacidad de Transformación de la ET 500/132kv Recreo", caracterizada como “Obra destinada a la adecuación de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión a los Requerimientos de la Demanda”, asimismo, establece el presupuesto para la obra habilitada en $13.000.000.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1069/06

Apruébase la Programación Estacional definitiva Mayo-Octubre 2006, para el MEM y MEMSP, elevada por CAMMESA.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1281/06

Establecese que, a partir del 01/11/06 la energía comercializada en el Mercado "Spot" por los Agentes dependientes del Estado Nacional, tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Publico de distribución de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho Mercado y que no se encuentran respaldadas por Contratos del Mercado a Termino. Características básicas del servicio de Energía Plus. Determinación de la demanda base.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1329/06

Actualización de la normativa en relación con la homologación efectuada por la Res. MPFIPyS 208/04, del Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en punto de ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el Decreto 181/04.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1341/06

Reemplaza el Procedimiento Complementario para concretar las Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en quinientos kilovoltios (500 kv) dispuesto según Anexo I de la Resolución Secretaria de Energía N° 965 del 1° de septiembre de 2005.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1344/06

Instruye a CAMMESA a suscribir en los términos del art.3° de la Res.SE 2022/05, los documentos contractuales necesarios con PETROLEOS DE VENEZUELA SA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil destinado a la Generación de Energía Eléctrica en Centrales Térmicas de la Republica Argentina. Instruye a CAMMESA a realizar bajo los términos dispuestos por la Res. SE 669/06 el llamado a Licitación para las adquisiciones de Fuel Oil y Gas Oil. Instruye la aplicación de los art.7 al 10 de la Res.SE 181/05. Habilita a CAMMESA a la contratación del transporte fluvial y terrestre para el transporte de Fuel Oil y Gas Oil.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA N° 1434/06

Modificación de la Resolución Nº 950/2004, en relación con la constitución de un Fondo para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural Destinado a la Generación de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1577/06

Apruébase la Reprogramación Trimestral Definitiva agosto-octubre 2006 para el Mercado Eléctrico Mayorista. Establécense los precios de referencia estacionales de la potencia y energía.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1624/06

Establecese que, a los efectos de la determinación de las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, deberá considerarse a la demanda de energía y potencia efectivamente abastecida a la Planta Industrial de Agua Pesada del Gran Usuario Mayor Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería Sociedad del Estado, destinada al proceso de fabricación de Agua Pesada para la Central Nuclear Atucha II, como un consumo interno de las centrales de Embalse y Atucha I.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1780/06

Exceptúase del Régimen establecido por el art.5, 2do párrafo de la Res. SE 406/03 para la obtención del reconocimiento de los mayores costos de parte de aquellos generadores que pudiesen demostrar que la metodología implementada no les permite cubrir sus costos mínimos de operación y mantenimiento, a los generadores cuya potencia instalada resulte ser igual o menor a 100 MW y que hayan cumplido al menos 2 oportunidades con dicho procedimiento.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1782/06

Habilítase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía de jurisdicción provincial o municipal a ofrecer al OED la operación de unidades de generación que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en "Los Procedimientos".

RESOLUCIÓN MPFIP y S N° 1784/06

Ratifica Resolución S.E. Nº 1281 de fecha 04 de septiembre de 2006 por la que se establece el Servicio de Energía Plus.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1886/06

Gas Natural. Prorrógase el régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas previsto en la Res.SE 752/05.

RESOLUCIÓN MEyP 37/06

Publicación Boletín Oficial N° 30840, del 7/02/2006

Citas Legales: Res. MEyP 728/2004; Ley 25.924; Dec. 1152/04; Res. MEyP 6/06; Res. General AFIP 1943/05. (Nota: artículo 1° sustituido por Resolución MEyP 704/06).

> Régimen transitorio para el tratamiento fiscal de inversiones en bienes de capital nuevos y para obras de infraestructura. Dispónense modificaciones aclaratorias a la Resolución N° 728/2004 y establécese el procedimiento para la aplicación de las sanciones previstas en el artículo 9º de la Ley N° 25.924.

BUENOS AIRES, 6 DE FEBRERO DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0367196/2005 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, la Ley Nº 25.924, el Decreto Nº 1152 de fecha 2 de setiembre de 2004, la Resolución Nº 728 de fecha 12 de noviembre de 2004 y su modificatoria Nº 6 de fecha 16 de enero de 2006, ambas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, la Resolución General Nº 1943 de fecha 19 de septiembre de 2005 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, y

CONSIDERANDO:

Que por la Ley Nº 25.924 fue creado un régimen transitorio para el tratamiento fiscal de inversiones en bienes de capital nuevos, así como también para obras de infraestructura, estableciendo en su Artículo 12 al MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION como Autoridad de Aplicación.

Que por el Decreto Nº 1152 de fecha 2 de septiembre de 2004 se reglamentaron los procedimientos de asignación de los tratamientos fiscales previstos en la mencionada ley.

Que mediante la Resolución Nº 728 de fecha 12 de noviembre de 2004, modificada por su similar Nº 6 de fecha 16 de enero de 2006, ambas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, se asignaron a la SECRETARIA LEGAL Y ADMINISTRATIVA de este Ministerio las funciones relacionadas con la evaluación de los proyectos de inversión destinados a la ejecución de obras de infraestructura así como el análisis de los criterios de evaluación para la asignación del beneficio fiscal, en el marco de la Ley Nº 25.924.

Que para el mejor funcionamiento del régimen es menester efectuar modificaciones aclaratorias a la Resolución Nº 728/04 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y establecer el procedimiento para la aplicación de las sanciones previstas en el Artículo 9º de la Ley Nº 25.924, cuya reglamentación ha sido expresamente delegada en la Autoridad de Aplicación.

Que, por su parte, mediante la Resolución General Nº 1943 de fecha 19 de setiembre de 2005 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, el referido organismo reglamentó el procedimiento de acreditación y/o devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por los Artículos 12 de la Ley Nº 25.924 y 18 del Decreto Nº 1152/04.

Por ello,

LA MINISTRA DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN

RESUELVE:

TITULO I - RÉGIMEN PARA EL TRATAMIENTO FISCAL DE LAS OBRAS DE INFRAESTRUCTURA PUBLICA

Artículo 1º- Considérase “obra de infraestructura pública”, en los términos de la Ley Nº 25.924 y sus normas complementarias, toda obra cuyo objetivo principal promueva la realización de actividades productivas y sea ejecutada por empresas del ESTADO NACIONAL o concesionarias de servicios públicos.

Artículo 2º- La presentación prevista en el Artículo 1º de la Resolución Nº 728 de fecha 12 de noviembre de 2004, modificada por su similar Nº 6 de fecha 16 de enero de 2006, ambas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, deberá realizarse:

a) con anterioridad al inicio de la obra de infraestructura para la cual se solicitan los beneficios fiscales establecidos en la Ley Nº 25.924, o

b) dentro de los NOVENTA (90) días de iniciada la obra siempre que el otorgamiento del beneficio establecido en el presente régimen haya sido previsto como condición esencial en el instrumento constitutivo y resulte además del estudio de factibilidad económico-financiera del proyecto de inversión de la obra de infraestructura.

TITULO II - PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DE SANCIONES

Artículo 3º- El procedimiento para la aplicación de las sanciones dispuestas en el Artículo 9º de la Ley Nº 25.924, sin perjuicio de lo dispuesto en la Resolución General Nº 1943 de fecha 19 de setiembre de 2005 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, se iniciará una vez determinado el incumplimiento por parte de la Autoridad de Aplicación con una intimación al presunto incumplidor, a quien se le acordará un plazo de QUINCE (15) días, prorrogable por otro lapso igual y por una única vez, para que formule por escrito su descargo y ofrezca todas las pruebas que hagan a su derecho. Vencido el término establecido anteriormente, si la prueba ofrecida fuere considerada pertinente, se le concederá al supuesto incumplidor un plazo de TREINTA (30) días para que produzca la misma, vencido el cual se dictará la resolución respectiva, en un plazo no mayor a CUARENTA Y CINCO (45) días.

TITULO III - MODIFICACIONES A LA RESOLUCION Nº 728/04, MODIFICADA POR SU SIMILAR Nº 6/06, AMBAS DEL MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION

Artículo 4º- Sustitúyese el texto del Artículo 11 de la Resolución Nº 728/04, modificada por su similar Nº 6/06, ambas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, por el siguiente:

“ARTICULO 11.- Las garantías a constituirlo serán por DOS (2) conceptos distintos:

a) Garantía de ejecución del proyecto presentado: será por un monto equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) del beneficio fiscal solicitado, se constituirá dentro de los QUINCE (15) días hábiles de la presentación del mismo bajo apercibimiento de desestimación y se liberará contra la presentación del acta de recepción definitiva o certificado final de obra.

b) Garantías exigidas por el Artículo 4º de la Ley Nº 25.924 (garantía por el beneficio fiscal otorgado): serán por el CIEN POR CIENTO (100%) del beneficio otorgado, se deberán constituir dentro de los TREINTA (30) días hábiles de dictado el acto aprobatorio del proyecto y deberán mantenerse vigentes por TREINTA Y SEIS (36) meses y mientras existan obligaciones pendientes de cumplimiento a cargo del beneficiario, previstas en los términos del acto aprobatorio del proyecto y en la Ley Nº 25.924, sus normas complementarias, reglamentarias y modificatorias.

Asimismo, y una vez que el proyecto de inversión comience a generar los correspondientes débitos fiscales o corresponda la aplicación de las disposiciones del Artículo 43 de la Ley de Impuesto al Valor Agregado, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, se podrá solicitar semestralmente la adecuación del monto de la garantía prevista en este inciso. Para los casos de amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias deberá observarse anualmente idéntico procedimiento.

Las garantías exigidas en los incisos a) y b) de este artículo se constituirán mediante seguros de caución y tendrán como beneficiario en el caso del inciso a) a este Ministerio y en el caso del inciso b) a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS y serán presentadas ante la SECRETARIA LEGAL Y ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION.

Las entidades que otorguen dichas garantías deberán estar inscriptas en el “Registro de Entidades Emisoras de Garantías” previsto en el Artículo 28 de la Resolución General Nº 1469 de fecha 21 de marzo de 2003 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, sus normas modificatorias y complementarias.

Las garantías presentadas con anterioridad deberán adecuarse al presente régimen.

En caso de incumplimiento del régimen de garantías establecido por esta resolución, el mismo traerá aparejado las consecuencias previstas en los Artículos 8º y 9º de la Ley Nº 25.924 y toda otra norma que resulte de aplicación, sin necesidad de previa intimación”.

TITULO IV - PRESENTACIÓN DE DECLARACION JURADA

Artículo 5º- Los beneficiarios del régimen establecido por esta resolución deberán presentar una declaración jurada en los términos, por el plazo y con la periodicidad que determine la SECRETARIA LEGAL Y ADMINISTRATIVA de este Ministerio. La falta de cumplimiento de la obligación antes mencionada traerá aparejadas las consecuencias previstas en los Artículos 8º y 9º de la Ley Nº 25.924.

TITULO V - NORMAS COMPLEMENTARIAS

Artículo 6º- Delégase en la SECRETARIA LEGAL Y ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION el dictado de las normas complementarias destinadas a la implementación, interpretación y funcionamiento del régimen establecido por la presente resolución.

Artículo 7º- La SECRETARIA LEGAL Y ADMINISTRATIVA de este Ministerio podrá solicitar la realización de las auditorías de obra que considere pertinentes. A tal fin, los contribuyentes beneficiarios deberán prestar la colaboración necesaria, bajo apercibimiento de incurrir en las consecuencias previstas en los Artículos 8º y 9º de la Ley Nº 25.924, así como en cualquier otra norma que resulte de aplicación.

Artículo 8º- La presente resolución comenzará a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 9º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. - Felisa Miceli.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 161/06

Publicación Boletín Oficial N° 30840 del 07/02/2006

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 949/04; Res. SE 391/05; Dec. 2743/92; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

> Establecese el "Régimen Transitorio para la Adecuación de Compromisos Contractuales en el Mercado a Termino para Operaciones de Importación y Exportación de Energía Eléctrica". Vigencia.

BUENOS AIRES, 3 DE FEBRERO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0398955/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, el 9 de diciembre de 2005, se suscribió entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la República Argentina y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil, en adelante las Partes, el "ACUERDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA EN MATERIA ENERGETICA PARA EL PERIODO TRANSITORIO" en el marco de la Comisión Mixta Bilateral Permanente Brasil-Argentina en Materia Energética, creada el 5 de julio de 2002".

Que el mencionado Acuerdo define como período transitorio aquel comprendido entre la firma del mismo y el 31 de diciembre de 2008, a partir del cual se restablecerán las condiciones normales de abastecimiento.

Que en el marco normativo de cada país, las Partes acordaron realizar las acciones posibles para brindar a los agentes y/o participantes de ambos mercados que celebraron oportunamente obligaciones contractuales opciones para introducir adecuaciones en sus compromisos y la flexibilización transitoria que sea posible de instrumentar de normas regulatorias aplicables, hasta el final del período transitorio definido en dicho Acuerdo.

Que dentro de ese contexto, las Partes han asumido el compromiso de efectuar las acciones posibles para adecuar la normativa en materia de exportación de energía eléctrica para el período transitorio permitiendo, entre otros tópicos, los siguientes:

Contratos con diferentes obligaciones de potencia firme mensuales.

Contratos en la modalidad de energía eléctrica interrumpible, cuyo funcionamiento dependerá de la situación de ambos sistemas eléctricos, maximizando el intercambio de energía de oportunidad entre ambos países.

Readecuaciones contractuales para el período transitorio, basado en la posibilidad de establecer obligaciones de exportación de energía eléctrica firme e interrumpible, dentro de los límites físicos y temporales coherentes con la disponibilidad de los sistemas y la capacidad de las Partes de asegurar las mismas.

Que, complementando lo referido precedentemente, la República Argentina se ha comprometido a:

Reconocer en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) Argentino la potencia operada de las máquinas de respaldo de la exportación, que finalmente los actores involucrados decidan nominar para el período transitorio, mientras éstas estén abasteciendo la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI);

Permitir el intercambio de unidades de respaldo de la exportación para el período transitorio;

Crear condiciones para que la energía exportada al Brasil no tenga tributos o recargos adicionales a los existentes, aplicables directa o indirectamente a ésta;

Crear las condiciones para que el generador de respaldo pueda comprar energía eléctrica al Mercado Eléctrico Spot, siempre y cuando no haya riesgo de falla;

Crear las condiciones para que las unidades de respaldo para la exportación puedan ser unidades térmicas de cualquier tipo y puedan ser sustituidas por similares potencias, previa comunicación, justificada ante las Autoridades correspondientes;

Autorizar al agente o comercializador argentino a exportar a Brasil la energía eléctrica firme e interrumpible que sea puesta a su consideración para el período transitorio, compatible con la evolución esperada de las reservas térmicas determinadas en su estudio de riesgo por parte del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) Argentino;

Ratificar el tratamiento no discriminatorio para con los agentes generadores que destinen energía firme al mercado brasileño en relación con quienes generen para el mercado argentino en lo que se refiere a la compra, a precios libres, en el mercado de energía eléctrica y gas natural, principalmente con relación a precios y cantidades.

Homologar las cantidades de energía negociadas por los agentes privados, observando los principios no discriminatorios referidos anteriormente.

Que, además, ambas Partes han acordado la instauración de un procedimiento de sustitución de energía no simultánea, incluyendo en ello la provista a partir de la importación de energía eléctrica de terceros países.

Que para los ejercicios anuales hasta el del 2008 inclusive, se prevé permitir operaciones de intercambios de energía interrumpibles entre ambas Partes, siendo en los períodos de octubre a mayo con flujo hacia la República Federativa del Brasil, debiéndose restituir la misma durante el lapso junio – agosto subsiguiente hacia la República Argentina.

Que ambas Partes acordaron efectivizar estas sustituciones a partir del intercambio de Gas Natural y Energía Eléctrica respectivamente; en donde se respetará la devolución del equivalente energético suministrado y no requerido por el mercado doméstico argentino, con el compromiso de la contrapartida de exportación de energía eléctrica equivalente procedente de la República Federativa del Brasil.

Que a tales efectos se deberán contemplar todos los costos a incurrir y que permitan establecer el precio de la energía eléctrica interrumpible procedente del Sistema Sur del Brasil en la frontera entre ambos países.

Que la importación referida podrá materializarse mediante la intervención de firmas comercializadoras expresamente autorizadas para ese fin por las respectivas autoridades de las Partes o, por medio de un llamado a Licitación Pública Internacional en condiciones semejantes a los operadas y acordadas por las autoridades de las Partes para la importación de energía eléctrica interrumpible procedente de la República Federativa del Brasil en el ejercicio 2004.

Que las adecuaciones contractuales que finalmente acuerden los actores involucrados en los respectivos contratos de exportación e importación de energía eléctrica para el período transitorio serán de su exclusiva responsabilidad aun cuando requieran, para su entrada en vigencia, ser sometidas para su análisis y autorización de las autoridades energéticas de las Partes y siempre que se encuadren en las normas transitorias emitidas.

Que se asumió el compromiso de llevar a cabo todas las adecuaciones transitorias dentro de los VEINTIUN (21) días hábiles contados a partir de la firma del Acuerdo.

Que, conforme todo lo anterior resulta necesario implementar, en el menor plazo posible, los ajustes regulatorios de carácter transitorio para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de permitir a los Agentes o Participantes de ambos Mercados Eléctricos adecuar los compromisos contractuales bajo tal reglamentación y en el marco de las autorizaciones de exportación o importación hoy vigentes.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado oportunamente la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Establécese el “REGIMEN TRANSITORIO PARA LA ADECUACION DE COMPROMISOS CONTRACTUALES EN EL MERCADO A TERMINO PARA OPERACIONES DE IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA” que se agrega como Anexo I de la presente resolución, de la cual forma parte integrante, el cual tendrá vigencia durante el período transitorio hasta el 31 de diciembre de 2008 inclusive, y que será de aplicación para todos aquellos contratos de exportación e importación de energía eléctrica con la República Federativa de Brasil que cuenten con la correspondiente autorización de la operación de exportación e importación otorgada por la SECRETARIA DE ENERGIA y se encuentren vigentes a la fecha de publicación de la presente norma en el Boletín Oficial.

Para su puesta en práctica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) bajo las condiciones contenidas en el Régimen aludido, los Agentes y/o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

(MEM) deberán presentar ante la SECRETARIA DE ENERGIA, para su autorización, las adecuaciones contractuales que hubieren acordado con sus contrapartes.

En ese sentido, la modificación contractual presentada sólo será autorizada por la SECRETARIA DE ENERGIA siempre que se cumplan todas y cada una de las condiciones establecidas en el presente acto, en particular la presentación de ofertas de suministro de energía eléctrica conforme las estipulaciones contenidas en los artículos 3º, 4º y 7º de esta norma.

ARTICULO 2°.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá reconocer, a partir del 9 de diciembre de 2005, en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a los Agentes y Participantes del MEM titulares de los contratos de exportación la potencia operada de las máquinas térmicas asignadas como respaldo de los contratos de exportación con la República Federativa del Brasil, que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de la presente norma en el Boletín Oficial, en tanto éstas estén abasteciendo la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y no sean convocadas al cubrimiento de los compromisos contractuales asumidos, conforme lo dispuesto en el régimen instaurado por el artículo precedente.

ARTICULO 3°.- Hasta el 31 de diciembre de 2008 inclusive, a los efectos de satisfacer las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante dicho período, se habilita al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir y administrar ofertas de “Contratos Firmes de Importación Transitorios”, las que podrán ser realizadas por Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con contratos de exportación de energía eléctrica, asociados a operaciones de exportación vigentes y autorizadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA, que hubieren adecuado aquéllos conforme lo establecido en la presente Resolución.

La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá oportunamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a las modalidades a utilizar para realizar tales contrataciones con los Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con ofertas habilitadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA y los períodos en que serán de aplicación.

Las características de las contrataciones a realizar estarán basadas en las estipulaciones contenidas en el Anexo 30 – IMPORTACION Y EXPORTACION de “Los Procedimientos”, con las adecuaciones que correspondan aplicar en atención a las características singulares que presentan los oferentes y el comprador.

Para la aceptación y habilitación de las propuestas que presenten dichos Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), éstas deberán incluir un precio de la energía eléctrica en el nodo frontera de que se trate, sin la necesidad de adicionar ningún otro concepto. Por lo tanto, dicho precio deberá contener la valorización de todos y cada uno de los parámetros de costo que sea necesario abonar en el país vecino para alcanzar el mencionado nodo frontera.

Se deberá tener presente que será admitida una propuesta de suministro de energía eléctrica bajo la figura de “Contratos Firmes de Importación Transitorios” siempre que cuente con todos los acuerdos, permisos y/o habilitaciones, tanto oficiales como privados, que fueren requeridos para efectivizar tales intercambios con el Mercado Eléctrico de la vecina República Federativa del Brasil.

A los efectos de la determinación de la prioridad de pago en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se aplicará lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005.

ARTICULO 4°.- Hasta el 31 de diciembre de 2008 inclusive y a los efectos de satisfacer las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en ese período, se instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir y administrar las ofertas de suministro de energía eléctrica interrumpible por parte de Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con operaciones de exportación vigentes autorizadas por la SECRETARIA DE ENERGIA y cuyos contratos asociados se hubieren adecuado conforme lo establecido en la presente Resolución.

La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a las modalidades bajo las cuales se realizarán tales adquisiciones y los períodos en los que tendrán vigencia, lo que se realizará a través de la figura de “Contratos de Importación de Energía Eléctrica Interrumpible”.

Para la aceptación y habilitación de las propuestas que presenten dichos Agentes o Participantes por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA, éstas deberán incluir, como en las señaladas en el artículo anterior, la valorización de todos y cada uno de los parámetros de costo que sea necesario abonar en el país vecino, permitiendo determinar, inequívocamente y sin la necesidad de adicionar ningún otro concepto, como

mínimo un precio semanal y por bloques de potencia de la energía eléctrica interrumpible procedente del Sistema Sur del Brasil en el nodo frontera de que se trate.

Se deberá tener presente que será admitida una propuesta de suministro de energía eléctrica interrumpible bajo la figura de "Contratos de Importación de Energía Eléctrica Interrumpible" siempre que cuente con todos los acuerdos, permisos y/o habilitaciones, tanto oficiales como privados, que fueren requeridos para efectivizar tales intercambios con el Mercado Eléctrico de la vecina República Federativa del Brasil.

A los efectos de la determinación de la prioridad de pago en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se aplicará lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005.

ARTICULO 5°.- En caso que la energía eléctrica suministrada conforme lo establecido en el artículo anterior, derive de la aplicación de sustituciones de Gas Natural por Energía Eléctrica interrumpible, acordadas con la República Federativa del Brasil en el "ACUERDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA EN MATERIA ENERGETICA PARA EL PERIODO TRANSITORIO", los Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) señalados en el artículo precedente deberán contar con la pertinente habilitación de la SECRETARIA DE ENERGIA a estos efectos.

Para que puedan ser habilitados a participar en este tipo de suministro, los Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) aludidos deberán haber adecuado, según lo estipulado en la presente norma, todos los contratos de exportación que ostenten, como así también haberse cumplimentado todos los requisitos exigidos en el artículo anterior.

Asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a los volúmenes de gas natural que fueran puestos a disposición de los Agentes Generadores de la República Federativa del Brasil correspondientes y la energía eléctrica equivalente a recibir bajo esta modalidad de sustitución, además de las condiciones bajo las cuales se realizará la adquisición de la energía eléctrica interrumpible derivada de dichos intercambios.

A los efectos de la determinación de la prioridad de pago en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se aplicará lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005.

ARTICULO 6°.- De no presentarse ningún Agente o Participante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el suministro de energía eléctrica interrumpible, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 4º y 5º precedentes, esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que el mismo realice sendas Licitaciones Públicas Internacionales con ese objeto, invitando a participar en el mismo a los Agentes y/o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con operaciones habilitadas de exportación o importación con la República Federativa del Brasil, como así también a los Agentes o Participantes del MERCADO ATACADISTA ELECTRICO (MAE) de dicho país.

A estos efectos, se aplicarán las bases y condiciones licitatorias establecidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005, sobre las que esta SECRETARIA DE ENERGIA comunicará oportunamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las modificaciones y/o requerimientos adicionales a ser tenidos en cuenta para tales Concursos.

ARTICULO 7°.- La presente norma será complementada con la regulación pertinente que los organismos competentes de la República Federativa del Brasil emitan en cumplimiento de lo acordado con la República Argentina en el "ACUERDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REPUBLICA ARGENTINA EN MATERIA ENERGETICA PARA EL PERIODO TRANSITORIO". A tal efecto, la SECRETARIA DE ENERGIA informará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una vez alcanzado este estadio.

Dentro de las normas aludidas se encuentran incluidas las referidas a la adecuación de los contratos de importación de energía eléctrica proveniente de la República Argentina, la habilitación para la confección de contratos de exportación de energía eléctrica de las categorías "Firme Transitorio" o "Interrumpible", tal como se definen en la presente norma, las normas referidas al despacho y las transacciones económicas a ser aplicadas por las instituciones responsables de la República Federativa del Brasil y las reglas aplicables a su sistema de transporte y al dedicado de las interconexiones internacionales con la República Argentina que contemplen los intercambios energéticos involucrados en el mencionado acuerdo.

ARTICULO 8°.- Hasta el 31 de diciembre de 2008 inclusive y a los efectos de satisfacer las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en ese período, se autoriza al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a considerar las ofertas de reducción de exportación de energía eléctrica por parte de Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO

MAYORISTA (MEM) con operaciones de exportación vigentes autorizadas por la SECRETARIA DE ENERGIA y cuyos contratos asociados se hubieren adecuado conforme lo establecido en la presente resolución, que se encuentren convocadas desde la República Federativa del Brasil.

Para la aceptación y habilitación de las propuestas que presenten dichos Agentes o Participantes al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), éstas deberán incluir, la valorización de todos y cada uno de los parámetros de costo que sea necesario abonar en el país vecino, permitiendo determinar, inequívocamente y sin la necesidad de adicionar ningún otro concepto, un precio horario de la energía eléctrica de exportación a ser reducida.

A los efectos de la determinación de la prioridad de pago en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se aplicará lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 391 del 8 de marzo de 2005.

ARTICULO 9°.- Una vez entrada en vigencia la presente norma conforme lo establecido en el artículo precedente, téngase por suspendida cualquier disposición de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios “LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependientes del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en cuanto se oponga a lo establecido en el presente acto.

ARTICULO 10.- Establécese que los Agentes o Participantes que presenten contratos y/o acuerdos en base a este régimen transitorio deben manifestar su plena conformidad con el articulado de la presente resolución y que nada tienen que reclamar al ESTADO NACIONAL y/o a esta SECRETARIA DE ENERGIA y/o a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) en relación con la misma.

ARTICULO 11.- Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relacionadas con la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 12.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

“REGIMEN TRANSITORIO PARA LA ADECUACION DE COMPROMISOS CONTRACTUALES EN EL MERCADO A TERMINO PARA OPERACIONES DE IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA”

ARTICULO 1º - El presente Régimen tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2008 o hasta la fecha de finalización del contrato de exportación o importación vigente que se adecue bajo aquél, la anterior de las dos, sin admitirse la modificación de la extensión de los contratos aludidos.

ARTICULO 2º - Los Agentes o Participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) podrán definir, para el respaldo de el o los contratos de exportación de energía eléctrica, un volumen de potencia a ser considerado “firme” y otro a ser identificado como “interrumpible”, que serán habilitados en la medida que resulte compatible con las reservas térmicas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y que satisfagan las siguientes condiciones:

Respaldo Firme de Exportación: Será el volumen de potencia de las unidades de respaldo del contrato de exportación a las cuales el Agente o Comercializador asigne esta condición, debiendo garantizar el mismo la disponibilidad de dicha potencia, como así también el combustible asociado que permita su operación sin restricciones. En las oportunidades donde alguna de las dos condiciones predichas no se satisfagan, esta potencia no podrá considerarse como respaldo firme y dedicado en exclusividad para la exportación.

Respaldo Interrumpible de Exportación: Será el volumen de potencia de las unidades de respaldo del contrato de exportación a las cuales el Agente o Comercializador asigne esta condición, para la cual será requerido garantizar la disponibilidad de la misma y se autorizará toda vez que, estando requerida para respaldar compromisos de exportación, no se presentaran situaciones de seguridad u operativas que

obligaran aplicar restricciones de suministro a la demanda interna por falta de oferta, de manera tal que aquella pueda ser destinada al cubrimiento de esta última.

ARTICULO 3º - Los Agentes o Participantes argentinos, con más de un contrato de exportación vigente y que realicen la adaptación de los mismos conforme lo dispuesto en el presente Régimen Transitorio, podrán realizar la asignación de las unidades que hoy se encuentran afectadas a dichos contratos, conforme los tipos de respaldo definidos en el artículo precedente, para el cubrimiento conjunto de los citados contratos.

ARTICULO 4º - Los Agentes o Participantes, con contratos de exportación vigentes y que realicen la adaptación de los mismos conforme lo dispuesto en el presente Régimen Transitorio, podrán modificar con periodicidad trimestral, la integración de las unidades de respaldo de el o los contratos de exportación, intercambiando las unidades asignadas para las condiciones definidas como firmes e interrumpibles según lo definido en el presente Régimen, u otras no incluidas en dichos conjuntos, y previa comunicación justificada ante esta SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación.

Tal comunicación deberá realizarse en la misma oportunidad de las declaraciones para las Programaciones Estacionales o Reprogramaciones Trimestrales, con excepción de la adecuación contractual inicial prevista en la presente resolución la que podrá presentarse en el momento que se hayan realizado los acuerdos comerciales entre las partes intervinientes y entrará en vigencia, previa autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA, el primer día hábil de la semana siguiente a su habilitación.

ARTICULO 5º - Los Agentes o Participantes, con contratos de exportación vigentes y que realicen la adaptación de los mismos conforme lo dispuesto en el presente Régimen Transitorio, no tendrán impedimentos para las adquisiciones en el Mercado Spot que fueren necesarias para cubrir sus compromisos en los contratos de exportación así modificados, en tanto exista oferta excedente sin despachar en el Mercado y que en la programación del despacho de generación, con el objeto de alcanzar el abastecimiento pleno de la demanda interna en el Mercado, no esté previsto el uso de combustibles y/o recursos identificados por la normativa como de “ultima instancia”.

Dichas compras se realizarán bajo los términos establecidos en los artículos 1º a 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 949 del 17 de setiembre de 2004 y siempre que ello no lleve a riesgo de falla para el abastecimiento de la demanda de la República Argentina.

ARTICULO 6º - Los Agentes o Participantes titulares de los contratos de exportación de energía eléctrica por las unidades generadoras que hayan asignado para el respaldo de los mismos, adaptados conforme lo dispuesto en el presente Régimen Transitorio, con potencia a ser considerada “firme” o “interrumpible”, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 2º del presente Régimen Transitorio, recibirán adicionalmente la remuneración que a continuación se establece:

Potencia en Respaldo Firme de Exportación: Recibirán la remuneración de la potencia despachada, conforme lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo 21 - REMUNERACION BASE DE POTENCIA de “Los Procedimientos”.

Potencia en Respaldo Interrumpible de Exportación: La potencia de las máquinas comprometidas en este tipo de respaldo, será contemplada como disponible y no comprometida para la exportación a los efectos de la aplicación del Anexo 21- REMUNERACION BASE DE POTENCIA de “Los Procedimientos”, debiéndose descontar de la remuneración correspondiente las horas en que esté operando cubriendo obligaciones de exportación.

Se mantendrán, en los servicios de reservas de corto plazo, las condiciones establecidas en la reglamentación aplicable actualmente para la participación de las máquinas involucradas en el presente Régimen Transitorio.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 171/06

Publicación Boletín Oficial N° 30851 del 22/02/2006

Citas Legales: Res. SE 1427/2004; Res. SE 3/2005; Res. SE 622/2005; Res. SE 751/2005; Res. SE 771/2005; Res. SE 1193/2005; Res. SE 1868/2005; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Res. SE 1371/2005; Dec. 432/82.

> Considerase adecuado a la normativa aplicable al fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (FONINVEMEM) incluido el acuerdo aprobado por la resolución SE 1193 del 7 de octubre de 2005, el texto de los estatutos sociales de termoeléctrica General San Martín Sociedad Anónima y termoeléctrica General Belgrano Sociedad Anónima

BUENOS AIRES, 16 DE FEBRERO DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, la SECRETARIA DE ENERGIA ha dictado la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, por la cual se convocó a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar de la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma, y se establecieron los lineamientos de participación de los Agentes.

Que mediante las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 622 del 6 de abril de 2005 y Nº 751 del 12 de mayo de 2005 se invitó a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que aún no habían manifestado su voluntad de participar en la conformación del citado Fondo, y por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005 se aceptó la decisión de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), respondiendo a las invitaciones aludidas.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 se establecieron los lineamientos del Acuerdo Definitivo, mencionado en el 2º párrafo del Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, y se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para ejecutar la convocatoria pertinente a todos aquellos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 y los Artículos 1º y 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 del 27 de mayo de 2005.

Que se tuvieron en cuenta para la elaboración del texto del Acuerdo Definitivo los informes presentados por los Grupos de Trabajo, definidos en el apartado 3 del “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” establecida por la citada la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004 y la respuesta obtenida de consultas efectuadas a áreas pertinentes del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, esto último en cuanto a los aspectos financieros involucrados.

Que en fecha 17 de octubre de 2005 se formalizó - con carácter de compromiso irrevocable “ad referéndum” del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS - la manifestación de voluntad de los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuyas ofertas fueron aceptadas por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 del 5 de enero de 2005 y Nº 771 del 27 de mayo de 2005, de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004” que como Anexo forma parte de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

Que en la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 se estableció que dentro de los TREINTA (30) días hábiles de la fecha establecida en el Artículo 1º de la referida Resolución los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que manifestaron su decisión de suscribir el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE

LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. Nº 1427/2004", deben informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la conformación de las Sociedades Generadoras, de acuerdo a lo dispuesto en el apartado b) del "Artículo 6º - Compromisos y Responsabilidades de las Partes" del citado documento, las que tendrán a su cargo gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación referidas en el considerando precedente.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1868 del 1º de diciembre de 2005 se estableció que el Estatuto de las Sociedades Generadoras y cualquier modificación posterior deberá, previo a su constitución o inscripción, ser sometido a consideración de esta SECRETARIA DE ENERGIA a efectos de verificar su adecuación a la normativa aplicable al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), incluido el Acuerdo aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005.

Que incluido en fojas 853 a 859 del expediente citado en el Visto de esta resolución obra agregado el texto del Acta Constitutiva y Estatuto Social de cada una de las Sociedades Generadoras a las que se ha denominado respectivamente Termoeléctrica General San Martín Sociedad Anónima y Termoeléctrica General Belgrano Sociedad Anónima. El aludido texto está certificado en su autenticidad por el escribano interviniente en el acto constitutivo Doctor Alfredo Novaro Hueyo (h).

Que de dicho documento resulta que las aludidas Sociedades Generadoras fueron constituidas en fecha 13 de diciembre de 2005 dentro del plazo establecido por la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA 1868 de 1º de diciembre de 2005 y que se incorporaron las observaciones de esta Secretaría al texto estatutario por lo que no existen observaciones adicionales que formular respecto de su adecuación a la normativa en los términos expresados en el considerando octavo de esta resolución.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE

ARTICULO 1º- Considerase adecuado a la normativa aplicable al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) incluido el Acuerdo aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, el texto de los Estatutos Sociales de Termoeléctrica General San Martín Sociedad Anónima y Termoeléctrica General Belgrano Sociedad Anónima, incluidos a fojas 853 a 859 del expediente citado en el Visto de esta resolución en copia de autenticidad certificada por el escribano interviniente en el acto constitutivo Doctor Alfredo Novaro Hueyo (h), contenidos en el Anexo de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

ARTICULO 2º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) citados en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1371 de fecha 27 de octubre de 2005.

ARTICULO 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 172/06

Publicación Boletín Oficial N° 30849 del 20/02/2006

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Res. SE 1434/04; Res. SE 1676/04; Ley 15.336

Apruébase la Reprogramación Trimestral Definitiva Febrero-Abril 2006 para el MEM y MEMSP.

BUENOS AIRES, 16 DE FEBRERO DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0035723/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral Definitiva para febrero – abril 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como ya se ha manifestado en otras oportunidades esta SECRETARIA DE ENERGIA, aún cuando persista la necesidad de compatibilizar los Precios Estacionales con los reales Precios “Spot” Horarios, dándole sustento económico-financiero al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), considera imprescindible que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean concordantes con la capacidad de pago con que, se entiende, cuentan los distintos estratos sociales y económicos de la demanda.

Que, consecuentemente, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), esta SECRETARIA DE ENERGIA juzga necesario mantener el nivel de precios existente a la fecha, postergando a un futuro el ajuste en los precios estacionales que técnicamente sería necesario implementar para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral Definitiva febrero – abril 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2006, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Dispónese la aplicación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), como así también los precios factores, precios y cargos adicionales a los mismos para el período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2006, los establecidos por

las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004 y Nº 1676 del 23 de diciembre de 2004.

Artículo 3º- Para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, tienen validez y aplicación lo establecido en el Artículo 11 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1676 del 23 de diciembre de 2004.

Artículo 4º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 229/06

Publicación Boletín Oficial N° 30853 del 24/12/2006

Citas Legales: Res. SE 1427/04; Res. SE 1193/05; Res. SE 1866/05; Res. MPFIPyS 2000/05; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03.

> Instruyese al organismo encargado del despacho a incluir en el precio de la energía a aplicar a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los agentes demandantes del mercado eléctrico mayorista y del mercado eléctrico mayorista del sistema Patagónico, el “cargo transitorio para la conformación del FONINVEMEM”.

BUENOS AIRES, 23 DE FEBRERO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0039135/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004”, instituido a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, establece que los fideicomisos que se constituyan a los efectos de realizar la administración económico-financiera de los fondos comprometidos en los proyectos de generación, recibirán, entre otros, los aportes del ESTADO NACIONAL, los cuales, por decisión de esta SECRETARIA DE ENERGIA, podrán constituirse con recursos provenientes de un cargo tarifario asignado a los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que los recursos así obtenidos tienen por objeto el complementar los aportes de capital que realicen los agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/u otros inversores privados, por lo cual dicho cargo tarifario debe existir en la medida que ello sea necesario e imprescindible.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005 se estableció transitoriamente, por un plazo de SESENTA (60) meses contados a partir del 1º de diciembre de 2005, un cargo tarifario identificado como “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM”, a ser aplicado a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con excepción de aquella declarada por los Agentes Distribuidores de dichos Mercados como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) y sea identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

Que el valor del citado cargo tarifario se definió en TRES COMA SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (3,60 $/MWh).

Que debe aclararse que el citado cargo debe integrar los precios de energía a cobrar a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con excepción de aquella declarada por los Agentes Distribuidores de dichos Mercados como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) y sea identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

Que en lo referente a la demanda a precio estacional debe instruirse al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a calcular los precios de referencia de energía que contenga el mencionado cargo.

Que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en la Resolución MPFIPyS Nº 2.000 de fecha 19 de diciembre de 2005.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a incluir en el precio de la energía a aplicar a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con excepción de aquella declarada por los Agentes Distribuidores de dichos Mercados como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) y sea identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos, el “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM” establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005.

Artículo 2º — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a presentar en el término de CINCO (5) días hábiles de la notificación del presente acto los precios estacionales de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos que incluya el “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM” establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005 a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran.

Artículo 3º — Facultase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones inherentes a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 4º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

Artículo 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 276/06

Publicación Boletín Oficial N° 30860 del 7/03/2006

Citas Legales: Res. SE 137/92; Res. SE 163/92; Res. SE 212/93; Res. SEE 61/92; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03

Adóptanse medidas transitorias, conducentes a encausar ordenadamente el proceso de vinculación de la Región Eléctrica Patagónica Sur con el Sistema Argentino de Interconexión.

BUENOS AIRES, 1 DE MARZO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0060936/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 163 del 30 de diciembre de 1992 se estableció la aplicación de LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) definidos en las Resoluciones ex-SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 del 30 de noviembre de 1992, para la comercialización y despacho del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), a partir del 1º de febrero de 1993, con adaptaciones derivadas de las características de tal sistema.

Que en lo que respecta a los procedimientos específicos definidos para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), los mismos son de aplicación hasta tanto la Región Eléctrica Patagónica Sur se vincule con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que entre las adaptaciones definidas para MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) se estableció que los GRANDES USUARIOS del mismo, compraran el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda de energía eléctrica al precio estacional y el resto al precio “Spot”, hasta tanto formalice los contratos correspondientes en el Mercado a Término.

Que, asimismo, para los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) se definió que, hasta tanto formalicen los contratos correspondientes en el Mercado a Término, compraran toda su demanda de energía y potencia a los precios estacionales.

Que por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 212 del 20 de julio de 1993, se establecieron condiciones particulares para el abastecimiento de la demanda de ALUAR S.A.

Que se encuentra próxima a habilitarse comercialmente la Línea ende Alta Tensión en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (LAT 500 kV), que vinculará la Estación Transformadora de Choele Choel con la de Puerto Madryn, con lo cual la Región Eléctrica Patagónica Sur quedará vinculada al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y, en consecuencia, perderán vigencia los procedimientos específicos definidos para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que en vista de lo anterior, resulta conveniente establecer medidas transitorias, conducentes a encausar ordenadamente el proceso de vinculación de la Región Eléctrica Patagónica Sur con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que los fondos y cuentas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) han registrado una evolución distinta a las correspondientes al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resultando conveniente disponer, para su más acertada integración a los de este último, el arqueo de las cuentas y fondos pertenecientes al primero de dichos mercados al momento de la finalización de la existencia del mismo.

Que con esa información, esta SECRETARIA DE ENERGIA determinará la metodología a aplicar para ejecutar tal integración, resguardando los derechos de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) respecto de los saldos acumulados en tales fondos y cuentas.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 del 27 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Defínese como fecha de vinculación de la Región Eléctrica Patagónica Sur con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la correspondiente a habilitación comercial de la Línea de Alta Tensión en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (LAT 500 kV) entre las Estaciones Transformadoras de Choele Choel y de Puerto Madryn.

A partir de tal fecha perderán vigencia todos los procedimientos específicos definidos para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con excepción de aquellos vinculados con la aplicación del período transitorio definido en el artículo 3º de la presente resolución para las compras de energía en el Mercado "Spot".

Artículo 2º- Deróganse, a partir de la fecha de vinculación definida en el artículo precedente, los Artículos 5º, 6º, y 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 212 del 20 de julio de 1993.

Artículo 3º- Establécese transitoriamente hasta la finalización del primer trimestre del PERIODO ESTACIONAL de INVIERNO 2006, que los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) y PARTICULARES (GUPAs) pertenecientes a la Región Eléctrica Patagónica Sur, que a la fecha de vinculación definida en el artículo 1º de la presente resolución, no hayan formalizado contratos en el Mercado a Término, continuarán comprando su demanda en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en las condiciones existentes previas a la vinculación.

Por consiguiente, al inicio de la REPROGRAMACION TRIMESTRAL de INVIERNO 2006, los Agentes alcanzados por el presente artículo deberán contar con los respectivos contratos de abastecimiento en el Mercado a Término en los términos, plazos y condiciones establecidas en "LOS PROCEDIMIENTOS" para poder mantener su condición de Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 4º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a informar a esta SECRETARIA DE ENERGIA el estado de los fondos y cuentas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), acumulado a la fecha de cierre de la última Transacción Económica realizada en que existieran ambos, dentro de los CINCO (5) días corridos de emitido el Documento de Transacciones Económicas (DTE) definitivo del mes correspondiente.

A partir de la recepción de tal información, la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a la metodología a emplear para la integración de los saldos existentes en los fondos y cuentas del Mercado que desaparece a los del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente norma.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 669/06

Publicación Boletín Oficial N° 30904 del 12/05/2006

Citas Legales: Res. SE 0181/05; Res. SE 2022/05; Res. MPFIPyS 197/05; Dec. 432/82; Dec. 1142/03; Ley 15.336

> Instruyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a realizar, en los términos del artículo 3° de la Resolución Secretaria de Energía N° 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil, para el abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la Republica Argentina, conforme los términos establecidos en el pliego de bases y condiciones que se agrega como anexo de la presente resolución, y a suscribir, en ese marco, los documentos comerciales que correspondan, una vez aprobados por esta Secretaria de Energía según lo establecido en el referido pliego.

BUENOS AIRES, 10 DE MAYO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0031273/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005, reglamentó los términos y condiciones en que se debe llevar a cabo la adquisición de Fuel Oil conforme las instrucciones impartidas por Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 197 de fecha 17 de febrero de 2005, destinado al abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA bajo el Convenio Integral De Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

Que en base a la experiencia recogida en la instrumentación de la norma señalada en primer término, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera conveniente extender la aplicación de la citada norma para la adquisición de volúmenes adicionales de Fuel Oil al que sea provisto durante el año 2006 a través del Convenio referido con destino al abastecimiento de dicho combustible a las centrales eléctricas ya mencionadas.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, en los términos del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil, para el abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA, conforme los términos establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones que se agrega como Anexo de la presente resolución, y a suscribir, en ese marco, los documentos comerciales que correspondan, una vez aprobados por esta SECRETARIA DE ENERGIA según lo establecido en el referido pliego.

A tales efectos, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá dar la máxima difusión al Pliego de licitación, efectuando entre otras, la publicación de dicho acto, en al menos DOS (2) diarios de amplia circulación en el Territorio Nacional, invitando a participar a firmas de reconocida reputación en el mercado de los combustibles líquidos, y publicando en Internet el mencionado llamado y la respectiva documentación licitatoria.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar el concurso referido dentro de un plazo máximo de VEINTE (20) días hábiles de publicada la presente resolución en el Boletín Oficial.

La utilización del combustible líquido adquirido conforme el presente artículo tendrá la misma categorización de “RECURSO DE ULTIMA INSTANCIA” que la otorgada en el Artículo 1º de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005.

ARTICULO 2º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a aplicar en cuanto corresponda, los mecanismos establecidos en los Artículos 7º, 8º, 9º y 10 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005 para la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los volúmenes de Fuel Oil adquiridos a través de la presente resolución.

ARTICULO 3º- La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre el origen de los fondos y las sumas adicionales que fuere necesario asignar a la Cuenta Especial “COMBUSTIBLE DE ULTIMA INSTANCIA” creada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005, con el objeto de honrar los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos conforme lo establecido en el artículo 1º de la presente resolución, y en función de los requerimientos de ese Organismo de los montos involucrados y su devengamiento en el tiempo.

ARTICULO 4º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester con el objeto de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO

PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES PARA LA ADQUISICION DE HASTA 600.000 Tm de FUEL OIL Nº6 1% S, PARA CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

1 DISPOSICIONES GENERALES

1.1 OBJETO

El objeto del presente concurso es la provisión de hasta 600.000 Tm de Fuel-Oil Nº6 -1% S con una tolerancia de ± 10%, a partir del 15 de Mayo de 2006 y antes del 30 de Abril de 2007 con destino a las plantas generadoras siguientes: Central Costanera y Central Nuevo Puerto, ambas ubicadas en la Ciudad de Buenos Aires; Central Térmica San Nicolás, en la Provincia de Buenos Aires; Central Térmica Sorrento, ubicada en la Provincia de Santa Fe; Central Necochea en la Ciudad del mismo nombre en la Pcia de Buenos Aires, Central 9 de Julio en la Ciudad de Mar del Plata de la Pcia de Buenos Aires, o, eventualmente, en depósitos ubicados en Dock Sud o Campana. Las entregas deben ser en remesas de 4000 y hasta 20.000 Tm, en función de los límites operativos de cada puerto, con un promedio mensual aproximado del orden de 70.000 t de Mayo a Septiembre de 2006, de 40.000 t de Octubre a Diciembre de 2006 y cerca de 35.000 t de Enero a Abril de 2007, considerándose un despacho del orden de 10.000 t/mes de Junio a Agosto de 2006 por camiones desde la planta de despacho.

1.2 NORMATIVA

Las Ofertas se regirán por las normas que se detallan a continuación:

a) El presente Pliego de Bases y Condiciones;

b) La Resolución de la Secretaría de Energía que instruye a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a realizar la presente operatoria en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005.

c) El Formulario de Contrato de Suministro que se agrega al Pliego, y

d) Las demás normas de la República Argentina aplicables al caso.

El CONTRATO DE SUMINISTRO que se suscriba en el marco del presente Pliego de Bases y Condiciones será interpretado de conformidad con las Leyes de la República Argentina.

Ante controversias emanadas del CONTRATO DE SUMINISTRO o del presente Pliego de Bases y Condiciones, éstas se dirimirán en los tribunales competentes de la Ciudad de Buenos Aires – República Argentina.

1.3 PARTICIPANTES

Podrán ser oferentes las empresas proveedoras de hidrocarburos líquidos con representación en la República Argentina.

1.4 CIRCULARES

Para el caso que sea necesario realizar modificaciones o aclaraciones al Pliego de Bases y Condiciones, CAMMESA emitirá las Circulares que sean necesarias, las cuales serán publicadas en el sitio web: www.cammesa.com.ar, hasta DOS (2) días hábiles antes de la fecha establecida para presentación de las Ofertas.

Para presentar consultas respecto al contenido del Pliego de Bases y Condiciones, los interesados deberán presentar una nota firmada por el representante del oferente en donde éste certifique que el firmante tiene poder otorgado por el oferente para participar en el presente CONCURSO. La nota de inscripción para consultas debe presentarse en mesa de entradas de CAMMESA en Madero 942 primer piso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Además deberán indicar el nombre de la firma, el volumen de FO operado/vendido durante el año 2005.

Los potenciales oferentes que hayan cumplimentado el trámite de inscripción, podrán presentar consultas respecto al contenido del Pliego de Bases y Condiciones, sólo por correo electrónico y dirigidas a la dirección de correo electrónico licitaciones-fueloil@cammesa.com.ar, hasta TRES (3) días hábiles antes de la fecha fijada para la apertura de las Ofertas. Las respuestas serán emitidas por la misma vía y comunicadas a todos aquellos que se hayan inscripto para ese cometido, dentro de los DOS (2) días hábiles de recibidas aquellas y hasta el día hábil anterior a la fecha de la apertura de las Ofertas.

Estas aclaraciones serán publicadas en el sitio web: www.cammesa.com.ar, formarán parte del presente Pliego de Bases y Condiciones, y obligarán a los Oferentes.

2 DEFINICIONES

Para la presente Licitación se definen como:

ASTM: American Society for Testing and Materials.

API: American Petroleum Institute

BBL (Barrel): Barril, equivalente a 158.987 ciento cincuenta y ocho con 987/1000 litros.

CAMMESA: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA quién actúa en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA de ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005

CENTRAL GENERADORA: Cualquiera de las Centrales Generadoras a las que el VENDEDOR se obliga a entregar el Fuel–Oil. Esas centrales generadoras son: Central Costanera, Central Nuevo Puerto, Central Térmica San Nicolás, Central Térmica Sorrento, Central 9 de Julio y Central Necochea.

CERTIFICADO DE ENTREGA: Se denomina así al documento o protocolo emitido por el INSPECTOR INDEPENDIENTE, responsable de determinar la cantidad de combustible entregada por el VENDEDOR al COMPRADOR en cada una de las remesas que se realicen en el marco del Contrato de Suministro. Este certificado incluirá, además, el resultado de los análisis que avalen que el producto suministrado cumple con las especificaciones de calidad establecidas y en base al cual se procederá a determinar el precio y el volumen a facturar por la entrega.

CIRCULARES: Los documentos con modificaciones y/o aclaraciones al presente Pliego de Bases y Condiciones.

COMPRADOR: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), actuando en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005, la cual dará cumplimiento a lo establecido en el presente Pliego de Bases y Condiciones, y que se obliga a la adquisición de Fuel-Oil en

los términos y condiciones del mencionado pliego y las obligaciones que para ella resultan del Contrato de Suministro.

CONTRATO DE SUMINISTRO: Es el contrato a ser celebrado entre CAMMESA, actuando en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005, y el/los OFERENTE/S cuya oferta resulte adjudicada, a partir del presente proceso licitatorio, para la provisión de hasta un total de 600.000 Tm ±10% de Fuel-Oil Nº6, a determinadas centrales eléctricas o depósitos.

DEPOSITO: Son las plantas de almacenamiento ubicadas en Dock Sud (Petrorío) y Campana (Rhasa) con puerto con capacidad para descarga y almacenamiento de Fuel-Oil.

FUEL-OIL: Es el derivado de petróleo que cumple con las especificaciones indicadas.

INSPECTOR INDEPENDIENTE: Es la organización, designada de común acuerdo, con reconocida capacidad técnica y suficientes antecedentes en operaciones similares a las requeridas para cumplir con lo establecido en el presente Pliego, que dispone de laboratorios propios y capacidad para verificar la calidad y cantidad del producto entregado de acuerdo a las normas aplicables (ASTM, IRAM–IAP) y que cuente con los avales certificatorios de idoneidad y capacidad suficiente para realizar los diferentes tipos de análisis químicos específicos requeridos.

LICITACION: Es el acto normado por el presente Pliego de Bases y Condiciones.

OFERENTE: Es la persona física o jurídica que presenta una OFERTA mediante dos Sobres (A y B) para entregar determinadas cantidades de Fuel-Oil que cumpla con los requisitos establecidos en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

OFERTA: Es la propuesta técnica y económica por la que una persona física o jurídica ofrece entregar el total del volumen requerido de Fuel-Oil en los términos establecidos en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

PARCELAS O REMESAS: Es el volumen de cada cargamento o embarque acordado a descargar en cada punto de entrega los que no podrán ser menores de 4000 ni mayores a las 20.000 Tm, atendiendo a las limitaciones operativas de cada puerto. El volumen entregado será el que resulte certificado por el INSPECTOR INDEPENDIENTE en el CERTIFICADO DE ENTREGA con más los ajustes que pudieran corresponder según lo establecido al respecto en la cláusula específica.

Tm: Tonelada métrica equivalente a 1000 kilogramos [tm, Tm, t]

VENDEDOR: Es el Oferente cuya oferta resulta adjudicada y celebra el Contrato de Suministro, por el que se compromete a entregar Fuel-Oil en las centrales eléctricas y depósitos de almacenamiento detallados, en los términos y condiciones indicadas en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

SOBRE A Sobre conteniendo la documentación del Oferente requerida en este pliego salvo la oferta económica (Oferta Técnica).

SOBRE B Sobre conteniendo exclusivamente la oferta económica de acuerdo al modelo predefinido.

PRECALIFICADO Oferente habilitado para procederse a la apertura de su sobre B (Oferta Económica).

3 PRESENTACION DE LA OFERTA

3.1 GENERAL

Las Ofertas y los antecedentes solicitados se presentarán en idioma español, por duplicado, original y una copia, debidamente firmadas, en sobre cerrado con la siguiente inscripción: “OFERTA PARA SUMINISTRO DE FUEL-OIL A CENTRALES GENERADORAS DEL MEM y deben incluir la información correspondiente al SOBRE “A” y al SOBRE “B” en forma separada.

Las Ofertas, los antecedentes y toda la documentación adjunta deberán ser presentadas impresas en papel.

Todos los documentos presentados deberán contar con todas sus páginas numeradas correlativamente, y firmados por un representante del Oferente con poder suficiente. La firma del representante deberá estar certificada por Escribano Público en al menos una de las hojas. El Escribano certificará que el firmante cuenta con poder suficiente para obligar a la Oferente en los términos de la Oferta.

3.2 DOCUMENTOS DE LA OFERTA

En el Sobre A correspondiente a la oferta técnica se deben encontrar los siguientes documentos:

a- Volumen Ofrecido y tamaño de las remesas, para cada destino según Anexo I

b- Garantía de Mantenimiento de la Oferta a Satisfacción de CAMMESA

c- Poder del representante del OFERENTE y/o firmantes de la OFERTA en original o copia autenticada por Escribano Público

d- Estados Contables de la empresa oferente correspondiente a los TRES (3) últimos años, con informe de Auditor Externo, donde acredite la solvencia económica-operativa para cumplir con la provisión requerida

e- Nota del Oferente en la que declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones establecidas en el presente pliego, y las circulares aclaratorias y/o modificatorias del mismo

Volumen ofertado para cada período característico de abastecimiento (May/06-Sep / Oct-Dic / Ene-Abr/07)

En el Sobre B sólo se debe incluir la planilla de Precios ofertados de acuerdo al modelo que se agrega como Anexo II, firmada por el Representante Autorizado del Oferente cuya firma debe estar certificada ante Escribano Público.

4 CARACTERISTICAS DE LA OFERTA – SOBRE “B”

4.1 COTIZACION

El Oferente deberá completar la planilla de PRECIOS que se agrega como Anexo II, cuya cotización será válida para el volumen ofertado para cada destino.

La sumatoria del volumen a ofertar según el Anexo I a los diferentes destinos y modalidades debe superar las 300.000 Tm +/- 20% para habilitar la apertura del Sobre B.

Los precios cotizados se aplicarán a cada descarga en el punto de entrega de cada central o depósito en el cual sea descargado el producto.

El precio final a aplicar a cada parcela, entregada vía fluvial o marítima, se calculará sumando, a los valores en u$s/bbl declarados en la planilla de precios con su signo (+/ -), el promedio de las últimas (diez) 10 cotizaciones en u$s/bbl, obtenidas de Platts US Markestcan New York, Harbor, Nº 6 1%S CARGO de acuerdo a lo publicado en la página 44 del US Markestcan, antes de la fecha de finalización de la descarga correspondiente.

En el caso de transporte por camiones se adoptarán los valores declarados más el promedio de las diez cotizaciones anteriores a la semana de carga (semana = Lunes a Domingo).

Se debe tener en cuenta que el OFERENTE, al convertirse en VENDEDOR, asume la responsabilidad de verificar las características de los puertos de destino y de seleccionar y contratar buques altamente calificados cuyo propietario sea miembro de una asociación para la protección e indemnidad reconocida internacionalmente y que cuente con la más amplia cobertura disponible en el mercado.

En los casos de entrega por vía terrestre, el vendedor deberá cumplimentar todos los seguros requeridos a satisfacción del COMPRADOR.

4.2 PLAZO DE VALIDEZ DE LA OFERTA

Las ofertas deberán tener una validez mínima de TREINTA (30) días corridos contados desde la fecha de Apertura de Ofertas.

4.3 PRECIOS, MONEDAS Y REAJUSTES

Los precios ofrecidos se cotizarán en dólares estadounidenses, con todos los impuestos, seguros y fletes incluidos.

El Oferente se hará cargo de todos los impuestos, tasas, contribuciones y eventuales costos por nacionalización, que correspondan y que la Ley impone, vigentes a la fecha de la oferta.

5 FACTURACION Y PAGO

5.1 FACTURACION

Para la confección y presentación de las facturas, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

El VENDEDOR deberá facturar en forma separada cada una de las entregas realizadas y acompañar la factura con el respectivo CERTIFICADO DE ENTREGA.

El precio promedio a utilizar, conforme lo indicado para obtener el precio final a facturar por cada descarga en forma realizada, se redondeará hasta el tercer decimal y se expresará en dólares estadounidenses por barril.

Las conversiones de BBL a Tm se harán utilizando la gravedad específica/densidad determinada por el INSPECTOR INDEPENDIENTE.

Las cantidades definitivas a facturar de las remesas entregadas se deberán corresponder con las mediciones certificadas por el INSPECTOR INDEPENDIENTE en tanques de depósito en tierra.

Cada factura deberá ser acompañada por la memoria de cálculo correspondiente, donde se detallará la metodología de cálculo y la información base utilizada para determinar los valores incluidos en el documento comercial.

5.2 MODALIDAD DE PAGO

Los pagos se harán por monto aproximado al valor de la remesa a entregar mediante depósito bancario acreditado tres días antes de iniciar la carga del producto en planta de despacho o equivalente con ajuste final a CINCO (5) días hábiles de entrega de factura, la que debe ocurrir antes de los CINCO (5) días corridos posteriores a cada descarga.

6 PROPIEDAD Y RIESGO

Todos los riesgos por pérdidas, contaminación u otro perjuicio ocasionado a terceros durante la descarga o el traslado son por cuenta del VENDEDOR, quien deberá contratar a su costo todos los seguros que le exijan la legislación vigente y todos aquellos seguros necesarios para cubrir todos los riesgos existentes en las operaciones requeridas para cumplir con el presente Contrato de Suministro.

El título y riesgo del Fuel-oil pasará del VENDEDOR al COMPRADOR a medida que el FUEL OIL traspase la brida de conexión de la manguera de descarga del buque en el puerto de descarga (conforme DEQ “Delivery Ex Quay” – Entrega en Muelle - Incoterms 2000).

En el caso de transporte por camiones será responsabilidad del VENDEDOR si se contrata también el transporte, hasta su descarga en central de destino, caso contrario su responsabilidad finaliza al despachar cada camión desde su planta.

7 APERTURA DE LA OFERTA - SOBRE A

7.1 LUGAR y FECHA

Las Ofertas contenidas en el Sobre A se abrirán en acto público a efectuarse en las oficinas de CAMMESA Avda. Eduardo Madero 942, 1º piso, Buenos Aires, en el día y hora establecidos por CAMMESA para ese fin, A partir de tal momento, no se aceptarán nuevas ofertas y no se admitirán cambios o arreglos que tiendan a alterar, completar o complementar su contenido.

7.2 PROCEDIMIENTO DE APERTURA – SOBRE A

El personal designado por CAMMESA a tal efecto, procederá a abrir cada uno de los sobres A de las Ofertas presentadas, verificando la existencia de toda la documentación requerida en el presente Pliego.

CAMMESA se reserva el derecho de admitir aquellas Ofertas que presenten defectos de forma, omisiones o errores evidentes, siempre que no alteren el tratamiento igualitario de los oferentes, ni la correcta evaluación de la propuesta.

7.3 ELABORACION DEL ACTA DE APERTURA DE LAS OFERTAS CONTENIDAS EN SOBRE A

Terminada la apertura de la última Oferta, se elaborará el Acta correspondiente, en la que se consignarán las observaciones al Acto de Apertura, si las hubiere.

El Acta deberá ser firmada por los representantes presentes de los Oferentes y un representante de CAMMESA. Copia de dicha Acta se entregará a los suscriptores de la misma.

8 EVALUACION DE ANTECEDENTES - ACEPTACION DE LA OFERTA APERTURA DE SOBRE B

8.1 FACTORES DE PONDERACIÓN

Las Ofertas que cumplan con las condiciones requeridas en el Pliego serán evaluadas por CAMMESA, teniendo en consideración, entre otros, los siguientes factores: idoneidad, solvencia técnico económica, logística ofrecida y precio.

8.2 ACLARACIONES

Para alcanzar la debida comprensión del contenido de las Ofertas presentadas por los Oferentes, CAMMESA podrá solicitar por escrito, utilizando la misma vía que la aplicada para la evacuación de consultas, las aclaraciones y la entrega de los antecedentes complementarios que considere necesarios, como también aquella información que resulte necesaria para salvar errores de hecho u omisiones evidentes; observando siempre los términos de este Pliego y el principio de igualdad entre los Oferentes.

La información requerida, referida exclusivamente a los puntos solicitados, deberá ser entregada por escrito y en el plazo fijado por CAMMESA para tal efecto.

8.3 EVALUACION DE LAS OFERTAS – PRECALIFICACIÓN

CAMMESA evaluará las presentaciones realizadas en Sobre A.

Aquellas ofertas que no den estricto cumplimiento a alguno de los requisitos indicados quedarán excluidas del concurso sin derecho a reclamación alguna.

8.4 APERTURA SOBRES B OFERTA ECONOMICA

El Sobre B de las ofertas calificadas se abrirá en acto público al que serán debidamente citados los OFERENTES calificados. Luego de esa oportunidad se reintegrarán los sobres B cerrados a los oferentes no clasificados, juntamente con las respectivas garantías de oferta.

8.5 DERECHO A DESESTIMAR LAS OFERTAS

CAMMESA se reserva el derecho de desestimar, desechar, aceptar, parcial o totalmente, cualquiera de las Ofertas, independientemente de sus montos, precios y condiciones, si así lo considera conveniente. Los fundamentos de esta decisión se incluirán en el Acta de Adjudicación correspondiente.

En tales casos, los Oferentes no podrán reclamar indemnización alguna.

El presente concurso no obliga a CAMMESA a la adquisición de una determinada cantidad de Fuel-Oil y, por consiguiente, puede rechazar todas y cada una de las Ofertas recibidas a su solo juicio.

9 ADJUDICACION DE OFERTAS

La Oferta se considerará definitivamente adjudicada una vez que la misma sea aprobada por la SECRETARIA DE ENERGIA.

9.1 PREADJUDICACION

Una vez realizada la evaluación de las Ofertas Económicas por parte de CAMMESA, ésta comunicará a la SECRETARIA DE ENERGIA, dentro de los DIEZ (10) hábiles posteriores a la fecha de apertura, el resultado de aquella, proponiendo la posible adjudicación a realizar.

La SECRETARIA DE ENERGIA resolverá e instruirá a CAMMESA al respecto. De no expedirse la SECRETARIA DE ENERGIA en un plazo máximo de DIEZ (10) días hábiles, se debe considerar que la propuesta ha sido aceptada y CAMMESA deberá continuar con las tramitaciones correspondientes.

9.2 ADJUDICACION

La adjudicación se hará efectiva con la autorización dada por la SECRETARIA DE ENERGIA conforme el apartado anterior y será notificada por CAMMESA al adjudicatario por medio fehaciente dentro de los DOS (2) días hábiles de haber sido notificada de la misma.

Adicionalmente, CAMMESA procederá a notificar a los demás oferentes de lo resuelto mediante correo electrónico, como así también publicar aquella en la página web de CAMMESA.

10 CONTRATO DE SUMINISTRO

El VENDEDOR se compromete a realizar la provisión en los términos establecidos en el CONTRATO DE SUMINISTRO cuyo texto básico forma parte del presente Pliego como Anexo III.

Dentro de los SIETE (7) días hábiles subsiguientes a la fecha de la notificación al Adjudicatario, CAMMESA procederá a acordar con el mismo los términos definitivos del CONTRATO DE SUMINISTRO correspondiente. En caso de que el OFERENTE no se presente o manifieste su negativa a mantener la Oferta, el COMPRADOR podrá ejecutar la garantía de mantenimiento de oferta entregada por el mismo sin necesidad de comunicación previa a la contraparte.

CAMMESA deberá suscribir el Contrato de Suministro de acuerdo al modelo obrante en el Anexo III e informar a la SECRETARIA DE ENERGIA el acuerdo alcanzado a, dentro de los DOS (2) días hábiles siguientes de suscripto el mismo.

11 GARANTIA DE MANTENIMIENTO DE LA OFERTA

Los Oferentes deberán acompañar su Oferta, con una Garantía de Mantenimiento de Oferta, por un monto de PESOS TRES MILLONES ($ 3.000.000); la que deberá ser válida por un plazo mínimo de CUARENTA y CINCO (45) días corridos, a contar desde la fecha de presentación de la oferta, la que podrá constituirse de la siguiente forma:

a) Dinero en efectivo.

b) Fianza o aval bancario otorgado por un banco de primera línea, a plena satisfacción del Comprador.

c) Póliza de caución a plena satisfacción del COMPRADOR otorgada por alguna de las compañías aseguradoras de primera línea que se indican en el Anexo V.

El Comprador devolverá las garantías que tiene en su poder a cada uno de los Oferentes que no hayan sido seleccionados en la adjudicación, no pudiendo retener tales documentos por un plazo superior a los TREINTA (30) días corridos contados a partir de la fecha de cierre de presentación de ofertas del presente concurso.

En lo que respecta a los Oferentes que resultaron con ofertas adjudicadas, las garantías se liberarán una vez labrado el correspondiente “CONTRATO DE SUMINISTRO”.

12 GARANTIA DE FIEL CUMPLIMIENTO

12.1 Constitución de la Garantía

El Oferente adjudicado deberá constituir una Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato, por un monto de U$S 3.500.000 (Dólares Estadounidenses tres millones quinientos mil) para un Contrato de Suministro por un volumen de 600.000 t. En caso de adjudicaciones menores el monto podrá proporcionarse al volumen adjudicado.

La que podrá constituirse de las siguientes formas:

a) Dinero en efectivo.

b) Fianza o aval bancario otorgado por un banco de primera línea, a plena satisfacción del Comprador.

c) Póliza de caución a plena satisfacción del COMPRADOR otorgada por alguna de las compañías aseguradoras de primera línea que se indican en el Anexo V.

Esta garantía de Fiel Cumplimiento a Satisfacción de CAMMESA deberá entregarse en el momento de la firma del Contrato de Suministro.

Anexo I

SUMINISTRO DE FUEL OIL A CENTRALES GENERADORAS DEL MEM

PLANILLAS DE OFERTA DE PRECIOS, VOLUMENES, REMESAS Y FORMA DE PAGO

VOLUMEN OFRECIDO PARA CADA ITEM y TAMAÑO DE LAS REMESAS ANEXO I INCLUIR EN SOBRE "A"

PUNTO DE DESCARGA	Volumen Ofertado por punto de descarga TM +/- 10%			Tamaño Remesas TM +/- 10%
	May/Sep	Oct/Dic	Ene/Abr	
Vía Fluvial o Marítima				
Central Costanera (CABA) Central Nuevo Puerto (CABA)				
Central Térmica San Nicolás (San Nicolás Pcia. De Buenos Aires) Central Térmica Sorrento (Rosario Pcia. de Santa Fe)				
Central 9 de Julio (Mar del Plata Pcia de Bs As) Central Necochea (Necochea Pcia de Bs As)				
Depósito (Dock Sud Pcia. de Buenos Aires)				
Depósito Campana (Campana Pcia de Buenos Aires)				
Vía Carretera				
Central Luján de Cuyo (Mendoza)				
Central Pilar (Córdoba)				

ANEXO II

PRECIO OFRECIDO SOBRE LA BASE DE PLATTS NY

INCLUIR EN SOBRE "B"

PUNTO DE DESCARGA	Valor Adicional Ofertado para cada destino con su signo (1)	Modalidad de Pago según Pliego u OTRA (detallar)
Central Costanera (CABA) Central Nuevo Puerto (CABA) Depósito (Dock Sud Pcia. de Buenos Aires)	± Δ U$S/bbl	
Central Térmica Sorrento (Rosario Pcia. de Santa Fe)	± Δ U$S/bbl	
Central Térmica San Nicolás (San Nicolás Pcia. De Buenos Aires) Depósito Campana (Campana Pcia de Buenos Aires)	± Δ U$S/bbl	
Central 9 de Julio (Mar del Plata Pcia de Bs As)	± Δ U$S/bbl	
Central Necochea (Necochea Pcia de Bs As)	± Δ U$S/bbl	
En Planta de Despacho de Camiones Destino Luján de Cuyo y Córdoba	(2)± Δ U$S/bbl	
Adicional por transporte en camiones desde la planta hasta la Central Luján de Cuyo (Mendoza)	(3) ± Δcam $/t	
Adicional por transporte en camiones desde la planta hasta la Central Pilar (Córdoba)	(3) ± Δcam $/t	

(1) La oferta base deberá ser expresada como una diferencia en más o en menos (± Δ en u$s/bbl con dos decimales) respecto del promedio de las cotizaciones Base Platts NY especificada de los últimos DIEZ (10) días previos a la fecha en la cual se completa la descarga en la central o depósito correspondiente. Base Platts NY= Cotización en u$s/bbl de Platts US Marketscan New York, Harbor, N° 6 1%S CARGO de acuerdo a lo publicado en la página 44 del US Marketscan ó Diez cotizaciones previas a la semana de carga.

El Adicional por Ubicación corresponde a la diferencia en más o en menos (± u$s/bbl), del Precio Ofertado pudiendo corresponder un valor diferente para cada punto de entrega

Por camiones se considera el promedio de las 10 cotizaciones Platts, anteriores a la semana de carga.

(2) Oferta correspondiente al precio en planta de despacho de camiones (especificar ubicación).

(3) La oferta debe contemplar el adicional correspondiente al flete por camiones hasta las centrales destino en pesos por tonelada.

ANEXO III

MODELO CONTRATO DE SUMINISTRO

Entre LA COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA actuando en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005, en adelante CAMMESA o EL COMPRADOR representada en este acto por _____ DNI Nº _____, con domicilio legal en Av. Eduardo MADERO 942 1º Piso, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y _____ en adelante EL VENDEDOR, representada por _____, en conjunto y en adelante las PARTES, acuerdan en celebrar el presente CONTRATO DE SUMINISTRO, en adelante el CONTRATO DE SUMINISTRO, conforme a las siguientes condiciones:

1. OBJETO

El objeto del presente CONTRATO DE SUMINISTRO es la provisión de un total de xxxx.xxxx t de Fuel-Oil Nº6, con una tolerancia de +/- 10%, en entregas de aproximadamente xx.xxxx t/mensuales, hasta antes del 30 de Abril de 2006, a los siguientes destinos:

- Central Costanera y Central Nuevo Puerto, ubicadas en la Ciudad de Buenos Aires o;
- Central Térmica San Nicolás ubicada en la Provincia de Buenos Aires o;
- Central Térmica Sorrento ubicada en la Provincia de Santa Fe o;
- Central 9 de Julio de Mar del Plata Pcia de Bs As o:
- Central Necochea de Necochea Pcia de Bs As o:

- Depósitos ubicados en Dock Sud y Campana
- Central Luján de Cuyo ubicada en la Provincia de Mendoza
- Central Pilar ubicada en la Provincia de Córdoba

2. DEFINICIONES

Para la presente Licitación se definen como:

ASTM: American Society for Testing and Materials.

API: American Petroleum Institute

BBL (Barrel): Barril, equivalente a 158.987 ciento cincuenta y ocho con 987/1000 litros.

CAMMESA: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA quién actúa en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005.

CENTRAL GENERADORA: Cualquiera de las Centrales Generadoras a las que el VENDEDOR se obliga a entregar el Fuel–Oil. Esas centrales generadoras son: Central Costanera, Central Nuevo Puerto, Central Térmica San Nicolás, Central Térmica Sorrento, Central 9 de Julio, Central Necochea.

CERTIFICADO DE ENTREGA: Se denomina así al documento o protocolo emitido por el INSPECTOR INDEPENDIENTE, responsable de determinar la cantidad de combustible entregada por el VENDEDOR al COMPRADOR en cada una de las remesas que se realicen en el marco del Contrato de Suministro. Este certificado incluirá, además, el resultado de los análisis que avalen que el producto suministrado cumple con las especificaciones de calidad establecidas y en base al cual se procederá a determinar el precio y el volumen a facturar por la entrega.

CIRCULARES: Los documentos con modificaciones y/o aclaraciones al presente Pliego de Bases y Condiciones.

COMPRADOR: Es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), actuando en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005, la cual dará cumplimiento a lo establecido en el presente Pliego de Bases y Condiciones, y que se obliga a la adquisición de Fuel-Oil en los términos y condiciones del mencionado pliego y las obligaciones que para ella resultan del Contrato de Suministro.

CONTRATO DE SUMINISTRO: Es el contrato a ser celebrado entre CAMMESA, actuando en los términos del artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 del 22 de diciembre de 2005, y el OFERENTE cuya oferta resulte adjudicada, a partir del presente proceso licitatorio, para la provisión de hasta un total de 600.000 Tm ±10% de Fuel-Oil Nº6, a determinadas centrales eléctricas o depósitos.

DEPOSITO: Son las plantas de almacenamiento ubicadas en Dock Sud (Petrorío) y Campana (Rhasa) con puerto con capacidad para descarga y almacenamiento de Fuel-Oil.

FUEL-OIL: Es el derivado de petróleo que cumple con las especificaciones indicadas.

INSPECTOR INDEPENDIENTE: Es la organización, designada de común acuerdo, con reconocida capacidad técnica y suficientes antecedentes en operaciones similares a las requeridas para cumplir con lo establecido en el presente Pliego, que dispone de laboratorios propios y capacidad para verificar la calidad y cantidad del producto entregado de acuerdo a las normas aplicables (ASTM, IRAM–IAP) y que cuente con los avales certificatorios de idoneidad y capacidad suficiente para realizar los diferentes tipos de análisis químicos específicos requeridos.

LICITACION: Es el acto normado por el presente Pliego de Bases y Condiciones.

OFERENTE: Es la persona física o jurídica que presenta una OFERTA mediante dos Sobres (A y B) para entregar determinadas cantidades de Fuel-Oil que cumpla con los requisitos establecidos en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

OFERTA: Es la propuesta técnica y económica por la que una persona física o jurídica ofrece entregar el total del volumen requerido de Fuel-Oil en los términos establecidos en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

PARCELAS O REMESAS: Es el volumen de cada cargamento o embarque acordado a descargar en cada punto de entrega los que no podrán ser menores de 4000 ni mayores a las 20.000 Tm, atendiendo a las limitaciones operativas de cada puerto. El volumen entregado será el que resulte certificado por el

INSPECTOR INDEPENDIENTE en el CERTIFICADO DE ENTREGA con más los ajustes que pudieran corresponder según lo establecido al respecto en la cláusula específica.

Tm: Tonelada métrica equivalente a 1000 kilogramos [tm, Tm, t]

VENDEDOR: Es el Oferente cuya oferta resulta adjudicada y celebra el Contrato de Suministro, por el que se compromete a entregar Fuel-Oil en las centrales eléctricas y depósitos de almacenamiento detallados, en los términos y condiciones indicadas en el presente Pliego de Bases y Condiciones.

3. PRECIOS

Los precios son los que resultan de adicionar a la Base Platts US Markestcan New York, Harbor, Nº 6 1%S CARGO (página 44 del US Markestcan), los adionales detallados por cada destino que se indica:

PUNTO DE DESCARGA	Valor Adicional para cada destino con su signo
Central Costanera (CABA) Central Nuevo Puerto (CABA) Depósito (Dock Sud Pcia. de Buenos Aires)	± Δ U$S/bbl
Central Térmica Sorrento (Rosario Pcia. de Santa Fé)	± Δ U$S/bbl
Central Térmica San Nicolás (San Nicolás Pcia. De Buenos Aires) Depósito Campana (Campana Pcia de Buenos Aires)	± Δ U$S/bbl
Central 9 de Julio (Mar del Plata Pcia de Bs As)	± Δ U$S/bbl
Central Necochea (Necochea Pcia de Bs As)	± Δ U$S/bbl
En Planta de Despacho de Camiones Destino Luján de Cuyo y Córdoba	± Δ U$S/bbl
Adicional por transporte en camiones desde la planta hasta la Central Luján de Cuyo (Mendoza)	± Δcam $/t
Adicional por transporte en camiones desde la planta hasta la Central Pilar (Córdoba)	± Δcam $/t

Entregas vía Fluvial y Marítima:

Los precios en cada punto de descarga se calcularán realizando la adición entre el ?, con su signo, más el promedio de las cotizaciones Base Platts NY especificada de los últimos DIEZ (10) días previos a la fecha en la cual se completa la descarga en la central o depósito correspondiente a cada Punto de Descarga en el cual se realiza la entrega.

En relación con el cálculo del promedio de las cotizaciones Base Platts NY especificada, de los últimos DIEZ (10) días previos a la fecha en la cual se completa la descarga en cualquiera de los puntos especificados teniendo en cuenta lo siguiente:

- En caso que las fechas de finalización de descarga fueran en Sábado, Domingo o Feriado cuando Platts no publica precios, se adoptarán los valores inmediatamente precedentes hasta completar el número de diez cotizaciones.
- El precio se redondeará hasta el tercer decimal y se expresará en dólares estadounidenses por barril.
- Las conversiones de BBL a Tm se harán con la gravedad específica/densidad determinada en la descarga por el inspector independiente.
- Las cantidades definitivas a facturar corresponderán a las mediciones determinadas por Inspector Independiente en tanques de tierra de destino.

Entregas vía Carretera:

Los precios en cada punto de descarga se calcularán realizando la adición entre el D, correspondiente a la planta de despacho, con su signo, más el promedio de las cotizaciones Base Platts NY especificada de los últimos DIEZ (10) días previos a la semana en la cual se realiza la carga más el flete correspondiente a la planta si correspondiera por la contratación acordada.

4. FORMAS DE PAGO

4.1 MODALIDAD y PLAZO DE PAGO

Los pagos se harán mediante depósito bancario anticipado por monto aproximado antes de iniciar la carga del producto en planta de despacho o equivalente con ajuste final a CINCO (5) días hábiles de entrega de factura, la que debe ocurrir antes de los CINCO (5) días corridos posteriores a cada descarga.

5. CANTIDADES Y PERIODOS DE ENTREGA

Las remesas vía fluvial o marítima, a requerir por El COMPRADOR se ajustarán a la bodega disponible de El VENDEDOR, las que deberán ser mayores a 4000 y menores de 20.000 t El total del volumen nominal requerido debe entregarse antes del 30 de Abril de 2007

6. LUGAR DE ENTREGA

EL VENDEDOR debe realizar las entregas de Fuel-Oil en los tanques de las centrales generadoras en las cantidades y fechas requeridas por EL COMPRADOR. Es obligación de EL VENDEDOR realizar el relevamiento e informarse de las condiciones y requerimientos para ingreso de barcos y/o los medios de transporte necesarios para llevar adelante, en tiempo y forma las entregas del producto adquirido por EL COMPRADOR. Los puntos de descarga son:

- Central Costanera
- Central Nuevo Puerto
- Central Térmica San Nicolás
- Central Térmica Sorrento
- Central Necochea
- Depósito Dock Sud (Petrorío)
- Depósito Campana (Rhasa)
- Central Luján de Cuyo
- Central Pilar

Para entregas Fluviales y Marítimas, el VENDEDOR asume la responsabilidad de verificar las características de los Puertos de destino y seleccionar y contratar buques altamente calificados cuyo propietario sea miembro de una asociación para la protección e indemnización (P&I Club) reconocida internacionalmente que cuente con la más amplia cobertura disponible en el mercado.

7. ESPECIFICACIÓN DE LA CALIDAD DEL FUEL-OIL REQUERIDO

Calidad:

TEST	UNIT	MIN	MAX	TEST METHOD ASTM
SPECIFIC GRAVITY At 15°C	g/ml		1.00	D-1298/D-4052
FLASH POINT	°C	65		D-93 B
POUR POINT	°C		+15	D-97
VISCOSITY at 50°C	SSF		260*** (= 552 cSt)	D-445
ASPHALTENES	%W		9	D-3279/IP-143
WATER AND BOTTOM SEDIMENT	%VOL		0.3 *	D-95-D-473/D-1796
SULPHUR CONTENT	%W		1.0	D-129/D4294
VANADIUM CONTENT	ppm		70	D-5863-B
ASH	%W		0,1	D-482
SODIUM	ppm		60	D -5863-B
HIGHER HEATING VALUES	kcal/kg	10,100 **		D-4868
COMPATIBILITY	#		1	D-4740
ALUMINUM+SILICE	ppm		80	D-5184
CARBON CONRADSON	%W		10	D-189

8. REAJUSTE DE PRECIOS POR DEFICIT DE CALIDAD

De corresponder ajustes por variaciones, sobre lo especificado en Poder Calorífico, Agua y Sedimentos y Viscosidad, éstos se realizarán sobre el volumen final como se especifica:

* Agua y Sedimentos = con reducción de volumen (entre 0.3 y 0.7%) es aceptables hasta 0.7%

VolF= Vo x (100 – (W&S-0.3)

donde::
VolF = Volumen final a facturar
W&S = Valor determinado de Agua y Sedimentos
Vo = Volumen s/Remito o Documento equivalente.

** Poder Calorifico Superior = Valores Inferiores al mínimo especificado, se realiza ajuste volumétrico por las calorías faltantes.

PF = (C/10.100) x P0

donde:
PF = Precio Final a facturar
C = Poder calorífico determinado en la entrega
P0 = Precio definido en base a las cláusulas contractuales.

*** Viscosidad = se aplicará un descuento de 1% del precio facturado por cada 10 SSF a 50°C superior a lo especificado hasta los 280 SSF (594 cSt).

9. DOCUMENTACIÓN

En todos los casos, EL VENDEDOR, deberá presentar una factura en pesos, por el valor pactado contractualmente, ajustando las diferencias que surjan con el anticipo realizado.

10. DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD Y CALIDAD DE CADA ENTREGA

Entregas por Barcaza/Barco:

La calidad y cantidad de las entregas será determinada por el INSPECTOR INDEPENDIENTE que será designado de común acuerdo entre EL VENDEDOR y EL COMPRADOR. Este costo será afrontado en partes iguales.

Las muestras para verificar si el Fuel-Oil cumple con la calidad se tomaran con la muestra compuesta de cada embarque antes de iniciar la descarga y en caso de no cumplir con los requerimientos mínimos o diferir del cerificado de calidad a la carga no se autorizará la descarga.

Los atrasos en la entrega debidos a este inconveniente darán lugar a las penalizaciones que pudieran caber en los términos indicados en el presente CONTRATO DE SUMINISTRO.

El tiempo necesario para disponer de los valores de calidad de producto por parte del INSPECTOR INDEPENDIENTE no excederá las tres horas a partir del momento que se permita la extracción de la muestra.

La cantidad definitiva a facturar será determinada por el INSPECTOR INDEPENDIENTE sobre la base de las mediciones de los tanques de tierra antes e inmediatamente después de finalizada la descarga.

El INSPECTOR INDEPENDIENTE emitirá el Certificado de Entrega en el que constarán todos los datos relativos a la determinación de la cantidad y las referencias a los análisis que permitieron verificar el cumplimiento de las especificaciones de la calidad del fuel-oil, así como las mediciones realizadas sobre la embarcación, lo que deberá reflejarse en los valores facturados por EL VENDEDOR.

Despachos por camiones: Periódicamente se verificará la calidad del combustible muestreando el tanque de despacho hasta tanto reciba otro producto será válido el análisis realizado. En la descarga se controlarán en cada camión, a través del inspector Independiente la correspondencia de algunos valores representativos. Las cisternas de los camiones deberán estar precintadas además por el inspector que actuará tanto en la carga como en la descarga, controlando calidad y cantidad.

Los gastos inherentes a las inspecciones de descarga serán por cuenta del Comprador los correspondientes a las cargas se dividirán al 50% entre comprador y vendedor.

11. RECHAZO DE CARGA

En entregas fluviales o marítimas: De verificarse que la calidad del producto excede lo especificado como de estricto cumplimiento se rechazará la carga, tomando de la garantía un valor de 1 u$s/bbl por el volumen correspondiente a esa remesa, haciéndose cargo, además, EL VENDEDOR de todos los costos de demoras en los que haya incurrido, previstos en el presente CONTRATO DE SUMINISTRO.

Entregas por camión: de verificarse que la calidad del producto no cumple las especificaciones correspondientes, no será cargado. Si se encontrará una variación fuera de los índices de reproducibilidad que fija la norma la carga no será descargada en destino, iniciándose las acciones correspondientes.

12. PROGRAMACIÓN DE LAS ENTREGAS

- El programa de entregas tiene dos fases:
- Programa Semanal de Volúmenes Requeridos (horizonte = tres semanas primera firme segunda y tercera estimada)
- Programa Semanal de Volúmenes Confirmados (horizonte = 3 semanas, primera confirmada)

12.1 Programa semanal de volúmenes requeridos

Vía Fluvial y Marítima:

EL COMPRADOR comunicará el programa tentativo de entregas para las siguientes tres semanas (de Lunes a Domingo), el día Miércoles de cada Semana antes de las 18:00 hs, la primer semana corresponde al volumen requerido que debe ser confirmado por EL VENDEDOR, el día Jueves antes de las 18:00 y entregado antes del día Domingo de la semana siguiente en los destinos detallados y dentro de las ventanas propuestas y aceptadas con las tolerancias admisibles de carga (pto. 13) (Volumen Programado). Los volúmenes para las subsiguientes dos semanas son valores estimados que se van anticipando para una mejor programación de la provisión. Las ventanas de descarga no deben ser mayores de DOS (2) días.

	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6	Sem7
Semana 0	Requerido	Estimada	Estimada				
Semana 1	Programada	Requerido	Estimada	Estimada			
Semana 2	Ejecutada	Programada	Requerido	Estimada	Estimada		
Semana 3	Ejecutada	Ejecutada	Programada	Requerido	Estimada	Estimada	
Semana 4	Ejecutada	Ejecutada	Ejecutada	Programada	Requerido	Estimada	Estimada
Semana n							

Planilla de Volúmenes Requeridos y Estimados de FO siguientes tres semanas

El vendedor

Con una semana de anticipación se indicará el régimen de despachos por camión.

12.2 Programa semanal de volúmenes confirmados por el VENDEDOR

Vía Fluvial y Marítima:

El VENDEDOR comunicará el programa semanal de entregas para la semana siguiente antes de las 18:00 hs del día jueves en base al programa enviado el día miércoles anterior por el COMPRADOR.

Los valores programados se ajustarán a las tolerancias establecidas en el punto 13 y se presentarán con el esquema de formulario que se muestra a continuación.

PROGRAMA SEMANAL DE ENTREGAS CONFIRMADAS				
SEMANA	DEL LUNES		AL DOMINGO	

VOLUMEN	PUERTO	COSTANERA	SORRENTO	SAN NICOLAS	NECOCHEA	9 DE JULIO	DEP1	DEP2	Total
	T	T	T	T	T	T	T	T	T
REQUERIDO									
PROGRAMADO									
VENTANA DE DESCARGA									

Parcelas: Las remesas serán de volúmenes a acordar en el rango de las 4000 a 20.000 t por embarque

Vía Carretera:

El vendedor podrá diferir el programa de carga propuesto por sólo una semana, es decir el régimen de despacho puede no cumplirse en la primera semana pero en la segunda es obligatorio el régimen de despacho requerido.

12.3 SITUACIONES DE EXCEPCIONALIDAD.

El Vendedor acepta y reconoce que la motivación del Comprador para realizar la compra objeto del presente Contrato responde a situaciones objetivas de necesidad de combustible para la generación de energía eléctrica, a modo de último recurso. En tal sentido, en caso que la disponibilidad de insumos para la generación de energía eléctrica sea tal que el Comprador determine que ocurrirá una sensible disminución de las capacidades de almacenamiento disponibles de FUEL OIL, el Comprador notificará tal hecho al Vendedor con treinta (30) días de anticipación (en adelante, un “Hecho de Excepción”).

En caso de notificado un Hecho de Excepción, el Comprador pagará al Vendedor los volúmenes convenidos al precio establecido conforme las reglas de este Contrato, así como reconocerá el costo del Flete desde la planta de despacho hasta el puerto de New York conforme AFRA más un costo de administración de U$S/ bbl de 0,5 (dólares estadounidenses cincuenta centavos por barril).

El pago de estas sumas al Vendedor dará derecho al Comprador a determinar —con acuerdo del Vendedor— las nuevas fechas de entrega de los volúmenes demorados como consecuencia de un Hecho de Excepción. Los Hechos de Excepción deberán considerar remesas de no más de 50.000 TM (cincuenta mil toneladas métricas) y no menos de 40.000 TM (cuarenta mil toneladas métricas).

13. 13 TOLERANCIAS PARA CUMPLIR CON LOS VOLUMENES REQUERIDOS POR EL COMPRADOR

Se admitirá que EL VENDEDOR defina en el Programa de Entregas por Central y/o Depósito la cantidad programada con hasta un 5% de variación respecto de las cantidades requeridas por EL COMPRADOR para cada central en ese mismo programa.

13.1 Margen de descarga para suministro en Muelles:

El tiempo máximo de estadía hasta finalizar la descarga será de 24 horas en cada puerto o muelle de descarga, salvo Necochea, 9 de Julio, Sorrento y San Nicolás que será de 36 horas comenzando 6 horas después del aviso de disponibilidad / Carta de Alistamiento o a partir del momento en que el buque esté firmemente sujeto al amarradero.

Los plazos serán entendidos en condiciones de bombeo de hasta 1.000 tm/h a 7 kg/cm2, con una temperatura mínima de 55ºC.

14. PROPIEDAD Y RIESGO

Todos los riesgos por pérdidas, contaminación u otro perjuicio ocasionado a terceros durante la descarga o el traslado son por cuenta de EL VENDEDOR, quien deberá contratar a su costo todos los seguros que le exijan la legislación vigente y todos aquellos seguros necesarios para cubrir todos los riesgos existentes en las operaciones requeridas para cumplir con el presente Contrato de Suministro.

El título y riesgo del Fuel-oil pasará de EL VENDEDOR a la Compradora a medida que el producto traspase la brida de conexión de la manguera de descarga del buque en el puerto de descarga.

15. SEGUROS

Todos los riesgos por pérdidas, contaminación u otro perjuicio ocasionado a terceros durante la descarga o el traslado son a cuenta del VENDEDOR, quien deberá contratar a su costo todos los seguros que le exijan la legislación vigente y todos aquellos seguros necesarios para cubrir todos los riesgos existentes en las operaciones de producción, transporte y descarga del fuel-oil en las centrales eléctricas. El VENDEDOR se compromete a indemnizar y/o mantener indemne al COMPRADOR si se produce algún daño.

El VENDEDOR deberá contar con cobertura de seguro de la carga, desde el puerto de origen hasta la brida de descarga del buque en el muelle del generador y/o depósito que contrate CAMMESA.

Los transportistas que contrate el VENDEDOR deberán cumplir con los siguientes requisitos:

Transporte Marítimo y Fluvial: El buque principal y los alijadores deberán contar con cobertura de protección e indemnidad (P and I), a satisfacción de CAMMESA, cumpliendo con los requisitos de antigüedad, clasificación e inspección que requieren las Sociedades y Mutuales que ofrecen esta cobertura.

El riesgo se transfiere al COMPRADOR una vez que el combustible atraviesa la conexión de la brida del puerto de descarga.

En los casos de entregas por vía terrestre, el VENDEDOR deberá cumplimentar todos los seguros requeridos a satisfacción del COMPRADOR.

16. SANCIONES AL VENDEDOR

16.1 POR ATRASO EN LAS ENTREGAS PROGRAMADAS

Cuando la entrega del fuel-oil programada exceda en más de 6 horas el día Domingo de la semana programada, EL VENDEDOR tendrá una penalización de 0,5 u$s/bbl por el volumen de la remesa demorada cada 24hs a prorrata horaria.

16.2 POR INCUMPLIMIENTO EN LA CANTIDAD ENTREGADA

Cuando el fuel-oil entregado en la semana en una central sea menor al 80% de lo requerido por el COMPRADOR en el programa de entregas por Central y/o depósito, se aplicará una penalización tal que el VENDEDOR deberá abonar en compensación al COMPRADOR, un monto equivalente a 4 u$s/bbl sobre la diferencia entre el 80% de lo requerido y lo realmente entregado.

Cuando el volumen de Fuel-Oil total entregado por el VENDEDOR en la semana sea menor al 90% de lo requerido por EL COMPRADOR, se aplicará una penalización tal que el VENDEDOR deberá abonar en compensación al COMPRADOR, un monto equivalente a 1 u$s/bbl sobre la diferencia entre el 90% de lo requerido y lo realmente entregado. Esta sanción se adiciona a lo que le corresponda por aplicación de lo especificado en el párrafo anterior.

17. FUERZA MAYOR.

Las Partes podrán reclamar la aplicación de causales de caso fortuito o fuerza mayor en el cumplimiento de sus obligaciones. A tales efectos, las Partes acuerdan que la definición, alcances y efectos del caso fortuito o fuerza mayor (en adelante “Caso Fortuito o Fuerza Mayor”) serán los establecidos en los Artículos 513 y 514 del Código Civil Argentino.

18. GARANTÍA DE FIEL CUMPLIMIENTO

18.1 CONSTITUCION DE LA GARANTIA

El Oferente adjudicado deberá constituir una Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato, por un monto de U$S 3.500.000 (Dólares Estadounidenses tres millones quinientos mil) para un Contrato de Suministro por un volumen de 600.000 t. En caso de adjudicaciones menores el monto podrá proporcionarse al volumen adjudicado.

La que podrá constituirse de las siguientes formas:

a) Dinero en efectivo.

b) Fianza o aval bancario otorgado por un banco de primera línea, a plena satisfacción del Comprador.

c) Póliza de caución a plena satisfacción del COMPRADOR otorgada por alguna de las compañías aseguradoras de primera línea que se indican en el Anexo V.

Esta garantía de Fiel Cumplimiento a Satisfacción de CAMMESA deberá entregarse en el momento de la firma del Contrato de Suministro.

18.2 GARANTIA POR PARTE DEL COMPRADOR

Cuando el COMPRADOR realice un pedido de entrega de Fuel Oil, de acuerdo a lo establecido en el Apartado 12 del presente documento y sea éste confirmado por EL VENDEDOR, EL COMPRADOR depositará anticipadamente en la Cuenta Bancaria que se indique fehacientemente los fondos necesarios con el objeto de garantizar el pago de cada entrega de combustible realizada por EL VENDEDOR, en función de la cantidad de combustible prevista entregar por éste, valorizada en dólares estadounidenses, de acuerdo a lo establecido en el apartado 3 del presente Contrato de Suministro.

El COMPRADOR constatará que los fondos depositados alcanzan a cubrir el valor económico aproximado de la provisión de combustible requerido conforme la información emitida según lo establecido en el punto 13 del presente CONTRATO DE SUMINISTRO.

18.3 EJECUCION DE LA GARANTIA POR PARTE DEL COMPRADOR

En caso de verificarse el incumplimiento reiterado en los programas de entrega de parte de EL VENDEDOR, que EL COMPRADOR considere imputables al mismo, podrá ejecutar la garantía puesta a disposición de EL COMPRADOR por un monto equivalente a las penalizaciones contempladas en el Contrato de Suministro. En este caso, EL VENDEDOR debe reponer el monto ejecutado de la garantía en un plazo no mayor a (CINCO) 5 días corridos. De haberse ejecutado el total de la garantía puesta a disposición, quedará a criterio de EL COMPRADOR la continuidad del CONTRATO DE SUMINISTRO.

La Garantía de Fiel Cumplimiento será liberada cuando EL VENDEDOR haya cumplido con la totalidad de las entregas solicitadas por EL COMPRADOR que se ajusten a las condiciones pactadas en el CONTRATO DE SUMINISTRO.

19. CESIÓN DEL CONTRATO

El VENDEDOR no podrá ceder el presente acuerdo a terceros sin autorización expresa del COMPRADOR.

20. SUSPENSIÓN O RESCISIÓN POR CULPA DE LAS PARTES

En caso de incumplimiento de cualquiera de las Partes de las obligaciones asumidas en este CONTRATO DE SUMINISTRO, la Parte cumplidora podrá exigir a la Parte incumplidora el cumplimiento de sus obligaciones en el plazo de setenta y dos (72) horas, bajo apercibimiento de (i) suspender total o parcialmente el cumplimiento de sus obligaciones bajo el presente CONTRATO DE SUMINISTRO o (ii) rescindir el presente CONTRATO DE SUMINISTRO. No cumplidas las obligaciones por la Parte incumplidora, la otra Parte podrá, en caso de haber optado por esta opción, rescindir anticipadamente el

presente CONTRATO DE SUMINISTRO notificando su decisión a la Parte incumplidora, sin perjuicio de su derecho de accionar judicialmente.

La Parte cumplidora podrá ejecutar la garantía de pleno derecho y sin necesidad de aviso previo a la Parte incumplidora la que quedará en beneficio de la Parte cumplidora en concepto de indemnización por daños y perjuicios, pudiendo además la Parte cumplidora demandar el pago de los mayores daños y perjuicios que pudiera probar haber sufrido por el incumplimiento de la otra Parte.

21. OTRAS CAUSALES DE RESCISIÓN

Las siguientes constituirán también causales que darán derecho a CAMMESA a rescindir de inmediato este CONTRATO DE SUMINISTRO:

- La presentación en concurso de acreedores, el pedido de la propia quiebra o la declaración de la quiebra de EL VENDEDOR;
- Si se iniciase la liquidación o disolución o si una parte substancial de los activos del VENDEDOR, fueran transferidos o quedaran sujetos a una orden de inhibición, embargo o medida cautelar;
- Si se produce la disolución o el cese de la existencia o de la actividad comercial de EL VENDEDOR; y
- Si EL VENDEDOR realiza una cesión general de sus bienes en beneficio de sus acreedores o de otros terceros, o incumple en general con el pago de sus deudas a medida que se produce su vencimiento.

En estos casos CAMMESA podrá ejecutar la garantía de pleno derecho y sin necesidad de aviso previo a EL VENDEDOR, la que quedará en beneficio de CAMMESA en concepto de indemnización por daños y perjuicios, pudiendo ésta además demandar el pago de los mayores daños y perjuicios que pudiera probar haber sufrido por la rescisión de este CONTRATO DE SUMINISTRO.

22. LEY APLICABLE Y JURISDICCIÓN

El presente CONTRATO DE SUMINISTRO será interpretado de conformidad con la ley argentina y regulado por ella.

El siguiente será el orden de prelación que regirá la interpretación de este CONTRATO DE SUMINISTRO en caso de existir discrepancias:

a) Las disposiciones de este CONTRATO DE SUMINISTRO.

b) La Resolución.

a) La adjudicación al VENDEDOR.

b) La oferta presentada por EL VENDEDOR como Oferente.

Las Partes se someten a la jurisdicción de los tribunales competentes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, renunciando a cualquier otro fuero o jurisdicción que pudiera resultarles aplicable.

23. DOMICILIOS

A todos los efectos derivados del presente contrato, las Partes constituyen domicilio legal en los lugares que a continuación se indican:

EL COMPRADOR: Avda. Eduardo Madero 942, Primer Piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

EL VENDEDOR: _____

Los domicilios legales subsistirán en tanto quien resuelva modificarlo no notifique a la otra Parte su sustitución. Dicha sustitución deberá ser por otro domicilio constituido dentro del territorio de la República Argentina.

24. NOTIFICACIONES

Todas las notificaciones entre las Partes deberán ser efectuadas por medio fehaciente a los domicilios especificados en el apartado anterior.

25. TÍTULOS DE LOS APARTADOS

Los términos utilizados en los títulos de los apartados servirán solamente como referencia y carecerán de toda validez a los efectos de la interpretación del presente CONTRATO DE SUMINISTRO.

ANEXO III - APÉNDICE A – ESQUEMA

SUMINISTRO DE FUEL-OIL Fluvial/Marítimo PARA CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA DEL SADI PLANILLA PARA PROGRAMACION DE ENTREGAS POR CENTRAL Y DEPOSITOS

LA SEMANA 1 SE INICIA EL LUNES Y FINALIZA EL DOMINGO

VOLUMENES EN CADA LUGAR DE ENTREGA (CENTRAL/DEPOSITO)

RESPONSABLE	PLAZO PARA INFORMAR	CENTRAL	PUERTO	COSTANERA	SORRENTO	SAN NICOLAS	9 de JULIO	NECOCHEA	DEP DOCK SUD	DEPOSITO CAMPANA	Total
		VOLUMEN	t	t	t	t	t	t	t	t	t
CAMMESA	18 hs DEL DIA MIERCOLES DE LA SEMANA 0 REQUERIMIENTO	REQUERIDO PARA LA SEMANA									
VENDEDOR	18 hs DEL DIA JUEVES DE LA SEMANA 0 NOMINACION	PROGRAMADO PARA LA SEMANA									
VENDEDOR	18 hs DEL DIA JUEVES DE LA SEMANA 0 VENTANAS DE DESCARGA	FECHA DE INICIO FECHA DE FINALIZACION									
CAMMESA	18HS DEL DIA MIERCOLES DE LA SEMANA 0	VOLUMENES ESTIMADOS PARA SEMANA 2									
CAMMESA	18HS DEL DIA MIERCOLES DE LA SEMANA 0	VOLUMENES ESTIMADOS PARA SEMANA 3									

Mediciones

Normativa para cumplimiento y verificación en las mediciones.

Control de Calidad:

La calidad comprometida será responsabilidad del Vendedor tanto en la terminal de carga como a bordo del B/T hasta que el producto traspase la brida de conexión entre la manguera del barco con las instalaciones del muelle del cliente. Previo a la descarga y con participación de las partes e Inspector independiente se extraerán las muestras representativas de cada una de las cisternas del buque y luego de la homogeneización se elaborarán cuatro muestras testigo definitivas, las cuales serán distribuidas de la siguiente manera: una para el cobrador, una para el vendedor, una que quedará como testigo y sobre la restante se practicarán los ensayos para comprobación de la calidad comprometida.

En caso de detectarse desviaciones de calidad superiores a las especificadas por la norma como Reproducibilidad, se procederá a realizar un ensayo completo sobre la muestra.

De encontrarse los valores excediendo las tolerancias límite se procederá a analizar la muestra testigo en un laboratorio independiente y de común acuerdo entre las partes.

Los métodos de análisis a emplear en forma inmediata serán los siguientes a los fines de guardar concordancia con los ensayos de origen. Dicho requerimiento se basa en minimizar los posibles errores de los métodos, y mantener dicho desvío dentro del umbral aceptable de reproducibilidad.

Métodos Analíticos inmediatos:

Análisis	Método ASTM
Densidad	D 4052/ D 1298

Viscosidad a 50°C	D 445
Inflamación PM	D 93
Agua	D 95
Sedimentos por extracción	D 473
Azufre	D 4294
Cenizas	D-482
Poder calorífico	D 4868

Métodos de Muestreo:

Norma API Cap. 8 Secc. 1 (Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products) / ASTM D 4057.

Norma API Cap. 8 Secc. 3 (Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products) / ASTM D 5854.

Control de Cantidad:

La cantidad en Tm. válidas para la facturación será la que se determine según mediciones en los tanque de tierra del Cliente y certificadas por el Inspector Independiente y personal autorizado del Cliente.

El método empleado en la determinación de las mismas, será de acuerdo a lo establecido en normas nacionales e internacionales abajo descriptas.

Previamente a la descarga, se realizará un desplazamiento de línea (120% del volumen nominal de la línea desde el manifold de muelle al pie de ingreso del tanque receptor) de una o dos bodegas centrales que se designen del Buque, a un tanque receptor designado en tierra. Si la diferencia de los valores expresados a 15° C de ambos medios (el buque corregido por su VEF) se encuentra dentro del 1% de tolerancia respecto a las cantidades despachadas por la embarcación, se dará por llena la línea.

En caso que dicha diferencia supere el valor tolerable, se deberá efectuar un nuevo desplazamiento del buque hacia el tanque receptor de tierra utilizando los mismos medios (bodegas y tanque de tierra).

Si no variasen las cantidades, se analizarán posibles causas que afecten a la operación (ej.: verificar la transferencia de producto a otros tanques de tierra o del buque, elementos de medición utilizados, etc.) de no encontrarse las mismas se supondrá la presencia de un error sistemático de las bodegas del buque. Si la diferencia se reduce a valores tolerables, se sumará el volumen de desvío observado en el primer desplazamiento, a las cantidades finales recibidas en tanques de tierra, dándose por entendido que la línea se encontraba parcialmente vacía al inicio de las operaciones.

Finalizada la descarga, se realizará una medición de control y se dejará la línea y tanque receptor habilitados hasta el manifold de muelle, a los efectos de comprobar que la embarcación no haya ingresado aire en la línea, procediendo luego de dos horas, al cierre de válvulas y a la medición final del tanque receptor.

Calibración de tanques cilíndricos verticales:

Norma API MPMS Cap. 2 Secc. 2C (Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Opticaltriangulation Method) / Norma ISO 7503-7.

Instalaciones del sistema de medición:

Norma API MPMS Cap. 3 Secc. 1.A. (Standard Practice for de Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products) / Norma IRAM IAPG 6-683 / Norma IRAM IAPG 6-902.

Elementos de medición (Cintas y varillas).

Norma API MPMS Cap. 3 Secc. 1.A. (Standard Practice for Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products).

Elementos de medición (Termómetros).

Norma API MPMS Cap. 7 (Temperature Determination).

Controles a bordo de embarcaciones.

Norma API MPMS Cap. 17 Sec. 1 (Guidelines for Marine Cargo Inspection).

Norma API MPMS Cap. 12 Sec. 1 (Calculation of petroleum quantities).

Norma API MPMS Cap. 17 Sec. 4 (Method for Quantification of Smoll Volumes on Marine Vessels - OBQ/ROB).

Norma API MPMS Cap. 17 Sec. 6 (Guidelines for Determining the Fullness of Pipelines Between Vessels and Shore Tanks).

Tratamiento de las diferencias:

Efectuada la medición de control, se tendrá información suficiente para el análisis de la operación, a los fines de liberar a la embarcación del muelle. Dicho análisis se efectuará en unidades de masa, siendo la tolerancia aceptable en la operación de transferencia de +/-0,3% como resultante del cotejo de cantidades entre tanques en tierra de origen y destino.

En caso de no ser cumplida la normativa precedente y de registrarse diferencias mayores al +/- 0,3% entre las mediciones de tanque de tierra de origen y las de tanque de tierra de recepción se tomará como válida la medición en Tanque de Tierra de origen del VENDEDOR.

Notas:

1) Para todas las mediciones se utilizarán los instrumentos del Inspector Independiente designado, conforme a norma.

3) Para todas las entregas realizadas a Central 9 de Julio de la ciudad de Mar del Plata, a los efectos de la facturación, se considerarán válidas las mediciones realizadas en tanque de tierra del Vendedor, certificadas por Inspector Independiente.

4) En caso de producirse diferencias entre tanques de tierra del Vendedor y del Comprador mayores a 0,25%, se instruirá a Inspector Independiente que explique las causas, sin que esto implique el no pago de las facturas correspondientes.

En despachos por camiones los controles de cantidad se realizaran a través de la báscula del Vendedor, la que debe disponer del correspondiente certificado de calibración emitido por autoridad competente con validez a la fecha de las operaciones.

ANEXO IV

Impuesto de Sellos

A los efectos del pago del impuesto de sellos se estima el valor económico del presente contrato en xxxxxxxxxxxxxxxxx.-.

Dicho importe se distribuye entre las jurisdicciones afectadas de acuerdo a lo siguiente:

Capital Federal xxxxxxxxxxxxxxx.-

Provincia de Buenos Aires xxxxxxxxxxxxxxx-

Provincia de Santa Fe xxxxxxxxxxxxxxx.-

En razón de encontrarse Cammesa exenta del impuesto de sellos, se tributa sobre el 50%, proporción del contrato correspondiente al Vendedor

	Cotización FO 1% NY	
Día	Fecha	$/bbl
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
Promedio		44.893

Volumen TOTAL Tm Xxxxxxx

Capital Federal Puerto/Costanera	Pcia. Bs. As. San Nicolás/	Pcia. Bs. As. Necochea	Pcia. Bs. As. Mar del Plata	Pcia. Bs. As. Piedrabuena	Pcia. Santa Fe Sorrento

Destino /Dep Dep
Distribución Estimada
Volumen en Tm
NY 1% S Promedio
Constante de precio u$s/bbl
Precio u$s/bbl
Dólar vendedor Bco. Nación / / /2005
Constante paso de unidades
Densidad
u$s/Tm
Precio Neto $
Precio Final $

ANEXO V

NOMINAS DE COMPAÑIAS ASEGURADORAS PARA OPERAR EN POLIZAS DE CAUCIONES

Operaciones hasta U$D 50.000.-
ALBA CIA. ARGENTINA DE SEGUROS GRALES. S.A.
LA EQUITATIVA DEL PLATA
SANCOR

Operaciones hasta U$D 100.000.-
BOSTON SEGUROS S.A.
LA CONSTRUCCION S.A.
LA HOLANDO SUDAMERICANA S.A.
AGF ALLIANZ ARGENTINA
LA MERCANTIL ANDINA
LA REPUBLICA
LA CAJA S.A.
FEDERACION PATRONAL
SMG SEGUROS
AXA CIA. DE SEGUROS S.A.
ROYAL SUN ALLIANCE
AETNA VIDA
ALICO

Operaciones mayores a U$D 100.000.-
ASEGURADORAS DE CREDITOS Y GARANTIAS S.A.
BERKLEY INTENACIONAL SEGUROS S.A.
CHUBB DE FIANZAS Y GARANTIAS S.A.
ASEGURADORA DE CAUCIONES
GENERALI CIA. DE SEGUROS
FIANZAS Y CREDITOS S.A.
ZURICH SEGUROS S.A.
HSBC LA BUENOS AIRES SEGUROS S.A.
MAPFRE ACONCAGUA CIA. DE SEGUROS
PROVINCIA SEGUROS
LA MERIDIONAL CIA. DE SEGUROS (A.I.G.)
ACE SEGUROS S.A.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 672/06

Publicación Boletín Oficial N° 30908 del 18/05/2006

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 396/04; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Ley 15.336; Ley 25.561

> Modificase la reglamentación aplicable a la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 27 y 17 de Los Procedimientos).

BUENOS AIRES, 15 DE MAYO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0434419/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y CONSIDERANDO:

Que la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecida por la Ley Nº 24.065 está sujeta a la regulación federal contenida en dicha Ley y sus normas complementarias y reglamentarias.

Que la adecuación en el tiempo de dichas normas al proceso de transformación del sector y la adhesión de las distintas jurisdicciones a los principios de la citada Ley, permitieron a una gran cantidad de los usuarios de mayor demanda de potencia acceder escalonadamente al mercado, dejando así la condición de cautividad respecto al distribuidor del servicio público de energía eléctrica.

Que en la actualidad, la reglamentación vigente establece que tales usuarios, al ingresar al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) son considerados USUARIOS DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (UFTT) y deben acordar la tarifa de peaje con el PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) y que, de no existir acuerdo entre dicho usuario y dicho Prestador en la determinación de la tarifa de peaje, ésta se fijará de acuerdo a la normativa vigente en la jurisdicción nacional.

Que por los cambios producidos en el Mercado, en el transcurso del tiempo surgieron algunas asimetrías que hacen necesaria la implementación de ajustes a la Reglamentación aplicable a la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) Firme en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que es necesario asegurar que no se produzca ninguna forma de discriminación, particularmente en aspectos tarifarios como técnicos, entre usuarios de igual nivel de tensión y modalidad de consumo, independientemente de que su abastecimiento de energía y potencia se realice a través de contratos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o a través de su distribuidor.

Que en razón de la evolución registrada en los regímenes regulatorios de las jurisdicciones provinciales y municipales, cuando tal Prestador titulariza una Concesión de Servicio Público de Distribución otorgada por Poder Concedente Provincial o Municipal o es un agente no distribuidor o es un no agente que opera bajo concesión, autorización o licencia otorgada por Poder Concedente Provincial o Municipal, cuando opera en una jurisdicción que posee un Marco Regulatorio local ajustado a los principios de la Ley Nº 24.065 y cuenta con un Organismo con competencia y autoridad regulatoria sobre el sector, cuando se impone al Prestador la obligación de satisfacer plenamente el abastecimiento de toda la demanda que se registre dentro de su área de concesión así como la de operar, mantener y expandir sus redes en forma integrada, sin distinción entre la demanda de sus propios usuarios finales y la demanda de los Grandes Usuarios conectados a las mismas, cuando se cuenta con una tarifa de peaje claramente definida en su estructura tarifaria; y si además el Cuadro Tarifario se trata mediante procedimientos de audiencia o consulta pública o se ha finalizado e implementado al menos una revisión tarifaria integral, o se ha realizado un ajuste de tarifas a cuenta del resultado del proceso de renegociación integral de su Contrato de Concesión sobre la base de la Ley Nº 25.561 y sus equivalentes locales o se ha finalizado la renegociación de su Contrato de Concesión; en tal caso la vigencia del conjunto de circunstancias enunciadas hace razonable, técnica y legalmente, reconocer para esas jurisdicciones la validez de las tarifas de peaje así establecidas, en tanto guarden suficiente legitimidad y legalidad, a los usuarios no cautivos que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, en uso de las facultades del ESTADO NACIONAL y sin perjuicio del carácter federal de las vinculaciones de los Grandes Usuarios con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), considera conveniente establecer las condiciones básicas cuyo cumplimiento permita a dichos Prestadores aplicar, para la prestación del servicio de peaje, las tarifas establecidas por los respectivos Marcos Regulatorios locales o por los regímenes regulatorios aplicables en cada caso, a fin de que perciban

ingresos suficientes que les permitan cubrir los costos razonables resultantes de la prestación eficiente del servicio de redes.

Que, en el caso de no reunir las condiciones mencionadas precedentemente, es de aplicación la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 396 del 22 de abril de 2004 que define la tarifa aplicable para remunerar la PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) firme, incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, que debe cumplir un Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

Que es obligación del Gobierno Nacional atender a la protección de los derechos de los usuarios del servicio público de electricidad al definir la regulación específica aplicable en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), entre los cuales se encuentra el derecho del Gran Usuario a oponerse en forma razonable y fundada a una eventual acción discriminatoria del Prestador.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Sustitúyese el Anexo 27 “REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados como Anexo I por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA Nº 61 del 29 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el Anexo que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 2°.- Autorízase al PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) a realizar la facturación correspondiente a la tarifa de peaje a los Grandes Usuarios que ingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir de la vigencia del presente acto.

En el caso de los Grandes Usuarios que hayan ingresado al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con anterioridad a la vigencia del presente y cuya facturación la realiza actualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), autorízase al PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) a realizar la facturación correspondiente a la tarifa de peaje a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la vigencia del presente acto, en las mismas condiciones que en la actualidad.

En todos los casos, el PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE (PAFTT) deberá ajustar su facturación a lo dispuesto en el numeral 4. FACTURACION Y CALCULOS del Anexo 27 “REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)”.

ARTICULO 3°.- Dispónese que, en caso que el PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) no reúna las condiciones establecidas en los numerales 3.1. DE ACUERDO AL CONTRATO DE CONCESION. ó 3.2. DE ACUERDO AL CUADRO TARIFARIO del numeral 3. CONDICIONES PARA LA PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA del Anexo 27 “REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)”, será de aplicación la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 396 del 22 de abril de 2004 que establece la tarifa aplicable para remunerar la prestación firme de dicho servicio.

ARTICULO 4°.- Aplíquese, cuando la facturación de peaje se efectúe mediante lo dispuesto en el numeral 4. FACTURACION Y CALCULOS del Anexo 27 “REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” y en los casos en que el Gran Usuario registre en un mes un valor de potencia máxima mayor a la Potencia Máxima Declarada, el valor de la potencia máxima registrada por un período de SEIS (6) meses como Potencia Máxima Declarada en cuanto a la potencia a considerar para el cálculo del Costo Propio de Distribución de la tarifa de peaje.

ARTICULO 5°.- Sustitúyese el texto del numeral 3.4 del Anexo 17 “INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), por el siguiente:

“3.4. Si el solicitante accede al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no por conexión directa con instalaciones eléctricas que forman parte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), sino a través del uso de instalaciones de un PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) que no haya obtenido la autorización de acuerdo a los numerales 3.1. DE ACUERDO AL CONTRATO DE CONCESION. ó 3.2. DE ACUERDO AL CUADRO TARIFARIO del numeral 3. CONDICIONES PARA LA PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA del Anexo 27 REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberá informar, junto con su solicitud de ingreso, las tratativas realizadas para lograr el correspondiente acuerdo por el servicio de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) con la o las empresas o entes que exploten instalaciones a través de las cuales se vincula al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI). Dicho acuerdo deberá ser informado a la SECRETARIA DE ENERGIA hasta SETENTA Y CINCO (75) días corridos antes de la fecha requerida de ingreso al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

En el caso de no alcanzarse el citado acuerdo, el solicitante deberá requerir la intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA a los efectos de que ésta fije la tarifa y demás condiciones de la prestación aplicando lo establecido en los Anexos 27 ó 28 de LOS PROCEDIMIENTOS y/o demás actos de alcance general dictados por dicho órgano, según corresponda, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley Nº 24.065.”

ARTICULO 6°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a implementar, dentro de los NOVENTA (90) días de la vigencia del presente acto, la medición de energía reactiva mediante el SISTEMA DE MEDICION DE CARACTER COMERCIAL (SMEC) y su registro para los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs). Los costos asociados serán soportados en su totalidad por los Prestadores que revistan la condición de PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT).

En el caso de que el USUARIO DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (UFTT) fuese un GRAN USUARIO MENOR (GUME) o un GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA), el respectivo PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT) deberá realizar la medición de energía reactiva mediante instalaciones, equipos y procedimientos compatibles con los que dispone el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para tales acciones y su facturación deberá discriminar los distintos conceptos que intervengan en la misma y los importes correspondientes.

ARTICULO 7°.- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

ARTICULO 8°.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 9°.- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a todos los agentes prestadores del servicio público de distribución del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a los Entes Provinciales Reguladores de Energía Eléctrica existentes.

ARTICULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO

Los Procedimientos - ANEXO 27:

REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

Índice:

ANEXO 27: REGLAMENTACION APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

1. INTRODUCCIÓN
2. SOLICITUD DE PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME
3. CONDICIONES DE PRESTACIÓN DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA
4. CÁLCULOS Y FACTURACIÓN
5. RÉGIMEN TARIFARIO
6. PRECIO DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGIA
7. NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO Y MODIFICACIONES DE LA TARIFA DE PEAJE POR TRANSPORTE FIRME
8. MONTO MÁXIMO DE LAS REDUCCIONES
9. FACTOR DE POTENCIA

ANEXO 27: REGLAMENTACIÓN APLICABLE A LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA FIRME EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

1. INTRODUCCIÓN

La FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) es el servicio prestado por un agente no Transportista o por un no agente prestador del servicio público de distribución, identificado como PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (PAFTT), a un agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante identificado como USUARIO DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (UFTT), que no está conectado directamente al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y requiere en forma firme el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM, o interconectadas con éstas.

Se define como “Tarifa de Peaje por Transporte Firme” (TPTF) al valor máximo aplicable en los casos en que un UFTT, que no está conectado directamente al SADI, requiera en forma firme el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM, o interconectadas con éstas.

Se define como “Transporte Firme” al servicio de transporte prestado por un PAFTT a un UFTT en condiciones donde:

a) La prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT sea igual a la que rige para el abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme.

b) Existe obligación por parte del PAFTT de expandir la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT, con idéntico carácter a la expansión debida a la atención de sus propios usuarios.

Cuando la FTT deba ser prestada total o parcialmente por un agente no Distribuidor o por un no agente que sea prestador del servicio público de distribución bajo concesión, autorización o licencia otorgada por Poderes Concedentes Provinciales o Municipales, las condiciones del servicio detalladas en a) y b) serán reemplazadas por las condiciones equivalentes para con sus propios usuarios finales que debe cumplir el agente Distribuidor que sirve la región donde se encuentran las instalaciones del UFTT.

1.1. ALCANCE

a) Jurisdicción Nacional

a.1) El Servicio de Transporte prestado mediante el uso de instalaciones que forman parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal continuará rigiéndose exclusivamente por la regulación pertinente contenida en LOS PROCEDIMIENTOS, no siéndole aplicable los contenidos del presente Anexo.

a.2) La FTT prestada mediante el uso de instalaciones de empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065, en cuanto sirva a Grandes Usuarios del MEM ubicados en sus respectivas áreas de Concesión, continuará rigiéndose por los términos de las respectivas concesiones no siéndole aplicable el presente Anexo.

b) Jurisdicción Provincial

b.1) La FTT prestada mediante el uso de instalaciones de i) empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por Poderes Concedentes Provinciales o Municipales ó ii) un agente no Distribuidor o un no agente que cumpla la condición de PAFTT bajo concesión, autorización o licencia otorgada por Poderes Concedentes Provinciales o Municipales, cuyas jurisdicciones en el marco de las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065, cumplen con las condiciones establecidas en los numerales 3.1. ó 3.2. del numeral 3. “CONDICIONES DE PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA” de este Anexo, en cuanto sirva a Grandes Usuarios del MEM ubicados en sus respectivas áreas de Concesión, se regirá por los Marcos Regulatorios Locales, con la conformidad de la SECRETARIA DE ENERGIA.

b.2) En caso que la jurisdicción Provincial o Municipal no cumpla con lo dispuesto en los numerales 3.1. ó 3.2. del numeral 3. “CONDICIONES DE PRESTACION DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA” de este Anexo, se aplicarán las condiciones de prestación y tarifas remunerativas establecidas en el presente Anexo como valores máximos aplicables.

1.2. AMBITO DE APLICACION

La presente norma será de aplicación a los agentes cuyos suministros se efectúen en media o en alta tensión, entendiéndose por tal lo siguiente:

MEDIA TENSION:

o TPTF establecida en su estructura tarifaria y que la misma se ajuste a los principios de la Ley Marco y se encuentre avalada por la autoridad regulatoria respectiva. La TPTF no debe presentar tratamiento discriminatorio para igual demanda de igual tensión dentro de la misma jurisdicción o área concesionada.

Adicionalmente, deberá cumplir una o más de las siguientes condiciones:

o Que haya finalizado e implementado al menos una revisión tarifaria integral;

o Que el Cuadro Tarifario se trate mediante un procedimiento de audiencia o consulta pública;

o Que haya realizado un ajuste de tarifas a cuenta del resultado del proceso de renegociación integral de su Contrato de Concesión sobre la base de la Ley Nº 25.561 y sus equivalentes locales;

o Que haya finalizado la renegociación de su Contrato de Concesión

Asimismo, el PAFTT deberá contar con el aval expreso del Organismo con autoridad regulatoria local.

Cumplidos los requisitos mencionados, y presentada la totalidad de la documentación probatoria en debida forma ante la SECRETARIA DE ENERGIA, ésta dará conformidad al PAFTT dentro de los SESENTA (60) días hábiles contados a partir de la fecha en que se complete la documentación para que aplique las condiciones de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte Firme conforme a su Contrato de Concesión a los Grandes Usuarios de su jurisdicción que ingresen o reingresen al MEM. Transcurrido el plazo citado sin haberse denegado la solicitud, se considerará que la conformidad ha sido otorgada. Dentro de los CINCO (5) días de dada la conformidad o de transcurrido el plazo indicado, la SECRETARIA DE ENERGIA deberá remitir a las partes interesadas, y para publicación en el BOLETIN OFICIAL, una Comunicación en la que notifique tal conformidad, la que tendrá vigencia a partir del primer día del mes inmediato posterior a su publicación en dicho medio.

A los Grandes Usuarios ingresados al MEM con anterioridad al otorgamiento de la conformidad al PAFTT de acuerdo con este numeral, se le aplicará la PAFTT FIRME de acuerdo al Contrato de Concesión vigente a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la vigencia de la las mismas.

3.2. DE ACUERDO AL CUADRO TARIFARIO

Cuando una Jurisdicción no cumpla con los requisitos citados en el numeral 3.1. precedente, el PAFTT podrá solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA la conformidad para aplicar las condiciones de peaje establecidas por el Organismo con autoridad regulatoria local.

Para ello deberá hallarse en una jurisdicción que presente las siguientes características:

o Existencia de un Marco Regulatorio local ajustado a los principios tarifarios de la Ley Marco Nº 24.065,

o Existencia de un Organismo con competencia y autoridad regulatoria sobre el sector,

o TPTF establecida en su estructura tarifaria y que la misma se ajuste a los principios de la Ley Marco y se encuentre avalada por la autoridad regulatoria respectiva. La TPTF no debe presentar tratamiento discriminatorio para igual demanda de igual tensión dentro de la misma jurisdicción o área concesionada.

Asimismo, el PAFTT deberá contar con el aval expreso del Organismo con autoridad regulatoria local, el que respaldará las tarifas propuestas con el informe pertinente que las justifique.

La SECRETARIA DE ENERGIA podrá solicitar, para cada caso particular, la información complementaria que entienda necesaria.

Cumplidos los requisitos mencionados, y presentada la totalidad de la documentación probatoria en debida forma ante la SECRETARIA DE ENERGIA, ésta dará conformidad al PAFTT dentro de los SESENTA (60) días hábiles contados a partir de la fecha en que se complete la documentación para que aplique las condiciones de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte Firme, establecidas por la autoridad regulatoria local, a los Grandes Usuarios de su jurisdicción que ingresen o reingresen al MEM. Transcurrido el plazo citado sin haberse denegado la solicitud, se considerará que la conformidad ha sido otorgada. Dentro de los CINCO (5) días de dada la conformidad o de transcurrido el plazo indicado, la SECRETARIA DE ENERGIA deberá remitir a las partes interesadas, y para publicación en el BOLETIN OFICIAL, una Comunicación en la que notifique tal conformidad, la que tendrá vigencia a partir del primer día del mes inmediato posterior a su publicación en dicho medio.

A los Grandes Usuarios ingresados al MEM con anterioridad al otorgamiento de la conformidad al PAFTT de acuerdo con este numeral, se le aplicará la PAFTT FIRME de acuerdo a la normativa establecida por la autoridad regulatoria local a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la vigencia de la las mismas.

3.3. FALTA DE CONFORMIDAD

Cuando el PAFTT no tenga la conformidad de la SECRETARIA DE ENERGIA, será de aplicación lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 396 del 22 de abril de 2004 o la que la reemplace o sustituya y lo establecido en el punto 5 y subsiguientes de este Anexo.

4. FACTURACION Y CALCULOS

En todos los casos la facturación y cobranza las efectuará directamente el PAFTT, en las siguientes condiciones:

o Cuando se trate de Grandes Usuarios que ingresen o reingresen al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a partir de la vigencia del presente Anexo.

o Cuando se trate de Grandes Usuarios actualmente agentes del MEM y cuya facturación y cobranza la efectúa el PAFTT, a partir de la vigencia del presente Anexo.

o Cuando se trate de Grandes Usuarios actualmente agentes del MEM y cuya facturación y cobranza la efectúa CAMMESA, a partir del primer día del segundo período estacional trimestral inmediato posterior a la autorización por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Los datos básicos requeridos para la facturación de la Función Técnica de Transporte serán determinados por el OED y publicados en el documento de las transacciones económicas.

En caso de que el OED no informe los datos básicos referidos a la energía reactiva, el PAFTT deberá efectuar su lectura y medición mediante instalaciones, equipos y procedimientos compatibles con los que dispone el OED para las mismas acciones y la facturación deberá discriminar los distintos conceptos que intervengan en la misma y los importes correspondientes.

En caso de incumplimiento de los límites establecidos en el respectivo Contrato de Concesión o régimen regulatorio vigente para el Factor de Potencia, el PAFTT podrá aplicar al UFTT las sanciones previstas en los mismos, con intervención del Organismo de Control respectivo y comunicación al ENRE.

5. REGIMEN TARIFARIO

La “Tarifa de Peaje por Transporte Firme” incluye los costos de expansión de las redes del PAFTT dispuestas para ello, necesarias para mantener la calidad de servicio.

La TPTF se compone de:

o un cargo mensual por pérdidas de potencia en la red de distribución;

o un cargo mensual por uso de la capacidad de transporte;

o un cargo mensual por energía transportada;

Además, al UFTT le corresponde abonar los Cargos Fijos por el uso de los sistemas de transporte por distribución troncal y de transporte en alta tensión. Los mismos serán abonados por el UFTT al PAFTT al cual se halle vinculado, siendo responsabilidad de este último abonar al OED los cargos correspondientes a los prestadores de servicios de transporte.

5.1. ALTERNATIVAS CONSIDERADAS EN LA PRESTACION ADICIONAL DE LA FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

ALTERNATIVA A: PAFTT FIRME realizada exclusivamente mediante instalaciones de AT.

ALTERNATIVA B: PAFTT FIRME realizada mediante instalaciones de AT, transformación AT/ MT e instalaciones de MT.

ALTERNATIVA C: PAFTT FIRME realizada mediante la transformación AT/MT e instalaciones de MT.

ALTERNATIVA D: PAFTT FIRME realizada exclusivamente mediante instalaciones MT.

5.2. PARAMETROS PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE PEAJE POR TRANSPORTE FIRME

5.2.1. CARGO MENSUAL POR PERDIDAS DE POTENCIA EN LA RED DE DISTRIBUCION.

El cargo mensual por pérdidas de potencia en la red de distribución (CPP) será calculado por el OED para cada mes en base al Requerimiento Máximo de Potencia registrado en el mes y definido conforme el apartado 2.5.3.1.2 – REQUERIMIENTO MAXIMO DE POTENCIA del Capítulo 2- PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS y los valores de la potencia para el período trimestral calculado conforme lo establecido en el punto 6.1.

CPP = PPOT * KRP * REQMAXreg

donde:

*KRP: Factor de pérdida de potencia por peaje determinado para el nivel de tensión de alimentación. Los valores corresponden a la alimentación desde el SADI.

*REQMAXreg: Requerimiento Máximo de Potencia registrado en el mes y definido conforme el apartado 2.5.3.1.2 – REQUERIMIENTO MAXIMO DE POTENCIA del Capítulo 2- PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS.

Los valores de aplicación para las distintas ALTERNATIVAS son los indicados en la tabla siguiente:

	ALTERNATIVA			
	A	B	C	D
KRP	0,03	0,079	0,0475	0,0166

5.2.2. CARGO MENSUAL POR USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

El cargo por uso de la capacidad de transporte (CFPP) será calculado por el OED en cada período trimestral en base a los valores de la Potencia Máxima Requerida (PMAXRE) por el UFTT para dicho período. Para la definición de esta potencia máxima requerida se tendrá en cuenta que:

o La potencia máxima requerida (PMAXRE) se calculará como la Potencia Máxima Declarada (PMADI) vigente para el mes salvo que la demanda de potencia máxima registrada en el mismo mes haya superado dicho valor declarado, en cuyo caso se adoptará la potencia máxima registrada.

o La Potencia Máxima Declarada (PMADI) del UFTT se determina como el máximo valor de las 12 demandas máximas declaradas por el UFTT en la Programación Estacional vigente para el mes en que se calcule el cargo mensual, conforme el apartado 2.5.1.1 – DECLARACION DE POTENCIA del Capítulo 2 – PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS.

o En el caso que deba adoptarse la potencia máxima registrada en un mes para la definición de la Potencia Máxima Requerida (PMAXRE) por ser mayor a la Potencia Máxima Declarada (PMADI), dicho valor se constituirá como Potencia Máxima Declarada (PMADI) por un período de seis meses contados a partir del primer día del mes inmediato posterior al mes en que se produjo el exceso.

o Si dicho UFTT tuviere vigente para el mismo mes una capacidad de suministro contratada (potencia contratada), y el PAFTT al cual se halla directamente conectado interviene en el MEM como Agente Distribuidor, se adoptará la máxima potencia contratada como la Potencia Máxima Declarada (PMADI) por el UFTT para dicho período. Para ello, el PAFTT deberá hacer conocer fehacientemente al OED, con notificación al UFTT, la capacidad de suministro contratada con el UFTT para que la misma sea utilizada en los cálculos correspondientes.

En función de ello el cargo por el uso de la capacidad de transporte (CFPP) resulta:

CFPP = CDF * PMAXRE

donde:

*CDF: Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia, expresado en $/kW-mes. Los valores de aplicación para cada PAFTT, conforme la provincia en la cual se halle radicado y para cada ALTERNATIVA, son los indicados en la siguiente tabla:

	ALTERNATIVA			
	A	B	C	D
Buenos Aires	0,86	5,1	4,2	2,98
Catamarca	0,86	5,8	4,9	3,47
Córdoba	0,86	5,1	4,2	2,98
Corrientes	0,86	5,1	4,2	2,98
Chaco	0,86	5,4	4,5	3,2
Chubut	0,86	5,8	4,9	3,47
Entre Ríos	0,86	5,8	4,9	3,47
Formosa	0,86	5,4	4,5	3,2
Jujuy	0,86	5,8	4,9	3,47

La Pampa	0,86	5,8	4,9	3,47
La Rioja	0,86	5,8	4,9	3,47
Mendoza	0,86	5,4	4,5	3,2
Misiones	0,86	5,8	4,9	3,47
Neuquén	0,86	5,4	4,5	3,2
Río Negro	0,86	5,4	4,5	3,2
Salta	0,86	5,4	4,5	3,2
San Luis	0,86	5,8	4,9	3,47
Santa Cruz	0,86	5,8	4,9	3,47
Santa Fe	0,86	5,1	4,2	2,98
S. del Estero	0,86	5,4	4,5	3,2
San Juan	0,86	5,4	4,5	3,2
Tucumán	0,86	5,1	4,2	2,98

5.2.3. CARGO POR ENERGÍA TRANSPORTADA

El cargo por energía transportada (CVPE) será calculado por el OED en cada Período Trimestral para cada banda horaria de horas de pico, de valle y restantes, en base a los valores de la energía calculados en el punto 5.2.

CVPEb ($/kWh) = PEb * KRE

donde:

*KRE: factor de pérdida de energía para cada ALTERNATIVA. Los valores corresponden a la alimentación desde el SADI.

Los valores de aplicación para todas las jurisdicciones son los siguientes:

	ALTERNATIVA			
	A	B	C	D
KRE	0,028	0,072	0,0428	0,0148

5.2.4. CARGO ADICIONAL POR EL USO DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES

A los efectos de calcular los cargos que el UFTT debe abonar en concepto de cargos fijos del transporte prestado por concesionarios de servicios públicos de transporte, se considerará a la demanda del UFTT como formando parte de la del PAFTT al cual se halla directamente conectado.

El UFTT participará del pago de los CARGOS COMPLEMENTARIOS y de CONEXION del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal correspondientes al PAFTT al cual se halle vinculado, proporcionalmente a su Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) del mes según lo establecido en el apartado 2.5.3.1 – COMPRA DE POTENCIA del Capítulo 2 – PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS.

El cargo adicional por el uso de sistemas de transporte de otros agentes (CUST) cuando existen varios agentes cumpliendo la función de transporte para la vinculación del UFTT al MEM será calculado por el OED para cada Período Trimestral para las Transportistas “i”.

CUST = $\sum_i$ (CCONEX i + CCOMPL i) ÷ PDA

donde:

*CCONEXi: Cargos de conexión y transformación que debe abonar el PAFTT, al cual esté directamente conectado el UFTT, a la Transportista “i” del cual es usuario directo o indirecto.

*CCOMPLi: Cargos complementarios que debe abonar el PAFTT, al cual esté directamente conectado el UFTT, a la Transportista “i” del cual es usuario directo o indirecto, lo que incluirá la totalidad de los cargos abonados por conceptos diferentes a los cargos de conexión (Cargo Complementario propiamente dicho, cánones de ampliación, premios, etc.) tanto a transportistas del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal u otros Distribuidores prestadores de la FTT no firme.

*PDA: Requerimiento Máximo de Potencia (REQMAX) del PAFTT al cual se halla directamente conectado el UFTT más la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia mensuales de los otros agentes que requieran transporte firme incluidos en la red del prestador.

Los montos que en concepto de cargo adicional por el uso de sistemas de transporte de otros agentes abone el UFTT, serán cobrados por el PAFTT al cual este directamente conectado.

5.3. VALOR DEL PEAJE

El monto que en concepto de peaje (MP) deberá abonar cada mes un UFTT “j”, que requiera transporte firme, será el siguiente:

MP j = CPP + CFPP + b (CVPE j b * ERM j b) + REQMAXj * CUST

donde:

*CPP: cargo mensual por pérdidas de potencia en la red de distribución

*REQMAXj: Requerimiento Máximo de Potencia mensual del UFTT “j”.

*CFPP: Cargo fijo mensual por uso de la capacidad de transporte.

*ERM j b: Energía consumida por el UFT “j” en la banda horaria “b”.

*CVPE j b: Cargo por energía transportada del UFTT “j” en la banda horaria “b”.

*CUST: Cargo adicional por el uso de sistemas de transporte a los que no está directamente conectado el UFTT.

Cuando la FTT regida por esta norma sea prestada por más de un PAFTT, el pago que realiza un UFTT por el uso de tal servicio será repartido de manera tal que cada uno de los prestadores cobrará el monto del peaje del (de los) segmento(s) de PAFTT FIRME que presta en forma exclusiva y compartirán en partes iguales el monto del peaje del segmento de PAFTT FIRME que prestan en forma conjunta.

6. PRECIO DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGIA

Los precios de la “Tarifa de Peaje por Transporte Firme” (TPTF) correspondiente a cada PAFTT, serán determinados junto con cada programación estacional, sobre la base de los coeficientes denominados COSTO PROPIO DE DISTRIBUCION que se indican en el punto 5.2.2. y su cálculo será efectuado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

A los efectos del cálculo de la TPTF, se define el precio de la potencia y de la energía a utilizar en cada Período Trimestral.

6.1. PRECIO DE LA POTENCIA

Dentro de cada Período Trimestral, el precio a utilizar para la potencia, denominado PPOT y expresado en $/kW-mes, será el precio que corresponda al prestador como precio de referencia de la potencia para las tarifas a sus usuarios finales ($POTREF).

6.2. PRECIO DE LA ENERGÍA

Para cada banda horaria de horas de valle, horas de pico y horas restantes, la energía tendrá un precio (PE) para cada prestador.

PE_b ($/kWh) = $PEEST_b$ + PF

donde:

* b: banda horaria de punta, valle o resto.

* $PEEST_b$ = $\$PEST_b$: Precio de referencia estacional de la energía para las tarifas a usuarios finales para la banda horaria “b” en el nodo del PAFTT.

* PF: Tasa que debe aportar el PAFTT al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por el artículo 70 de la Ley Nº 24.065.

7. NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO Y MODIFICACIONES DE LA TARIFA DE PEAJE POR TRANSPORTE FIRME

El valor de la TPTF, calculada según lo establecido en los puntos precedentes, corresponde al nivel de calidad de servicio establecido en este numeral. Si la calidad de la FTT, medida por los indicadores que se incluyen en este punto, no alcanza dicho nivel, la TPTF será equivalente al valor que resulte de aplicar el numeral 5. REGIMEN TARIFARIO, reducido conforme se indica en los puntos 7.1.2. y 7.2.2. del presente Anexo.

El ENRE verificará las condiciones de calidad de servicio a solicitud de los UFTT afectados o de oficio cuando lo considere conveniente.

En los casos en que el ENRE detecte que un PAFTT no alcanza los niveles de calidad establecidos por los indicadores detallados en este numeral, instruirá al OED a recalcular la tarifa de peaje que corresponda a una menor calidad del servicio, conforme a los mecanismos que se detallan en los puntos 7.1.2. y 7.2.2.

La verificación de las condiciones de calidad de servicio de la FTT podrá realizarse por los siguientes medios:

o La información que suministre el UFTT con sus equipos de medición, los que deberán ser homologados por el ENRE.

o La medición y relevamiento de curvas de carga y tensión, realizadas por sí o por medio de terceros por el PAFTT al cual el UFTT se halle directamente conectado.

o La medición y relevamiento de curvas de carga y tensión realizadas por el ENRE, por si o por medio de terceros, ante casos de denuncia de incumplimientos.

La medición de la calidad de servicio de la FTT, se realizará sobre los siguientes indicadores:

o Calidad de la tensión: entendiendo por tal el nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas)

o Nivel de fallas: entendiendo por tal a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro debidas a limitaciones o indisponibilidades del transporte.

7.1. CALIDAD DE LA TENSION

Los indicadores de calidad de la tensión que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión, las caídas lentas de tensión y las armónicas.

El PAFTT, será responsable de definir, para cada tipo de perturbación, el Nivel de Referencia que fija el límite aceptable, compatible con las características de sus redes. Dichos valores serán aprobados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), teniendo en cuenta las normas internacionales e internas de empresas similares.

7.1.1. NIVELES DE TENSION ADMITIDOS

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

MEDIA TENSION, líneas aéreas	-10,0% , + 10,0%
MEDIA TENSION, líneas subterráneas	-7,0% , + 7,0%
ALTA TENSION	-7,0% , + 7,0%

7.1.2. REDUCCION DEL VALOR DEL PEAJE ANTE INCUMPLIMIENTO DE LA CALIDAD DE TENSION

Los precios del peaje que tendrá derecho a cobrar el PAFTT, por la prestación de la FTT, se considerará que corresponden a la calidad de servicio requerida sólo cuando los niveles de tensión se encuentren fuera de los límites definidos en 7.1.1. en forma continua durante un tiempo máximo equivalente al TRES POR CIENTO (3%) del período en que se efectúa la evaluación de las mediciones (mínimo 1 semana).

Los períodos de control y bonificación al UFTT serán iguales a los periodos estacionales semestrales.

Las reducciones de las tarifas de peaje, se incluirán en las facturas del semestre inmediatamente posterior al período en que se detectó la falla. El cálculo se realizará aplicando a la energía entregada con niveles de tensión fuera de límites los siguientes valores:

Media tensión (alimentación subterránea) y alta tensión:

0,07 <	Tol	< 0,08	0,008 $/kWh
	Tol	< 0,09	0,015 $/kWh

	Tol	< 0,10	0,023 $/kWh
	Tol	< 0,11	0,030 $/kWh
	Tol	< 0,12	0,038 $/kWh
	Tol	< 0,13	0,045 $/kWh
	Tol	< 0,14	0,060 $/kWh
	Tol	< 0,15	0,075 $/kWh
	Tol	< 0,16	0,300 $/kWh
	Tol	< 0,18	0,900 $/kWh
0,18	Tol		1,500 $/kWh

Media tensión (alimentación aérea):

0,10 <	Tol	< 0,11	0,012 $/kWh
	Tol	< 0,12	0,023 $/kWh
	Tol	< 0,13	0,033 $/kWh
	Tol	< 0,14	0,045 $/kWh
	Tol	< 0,15	0,065 $/kWh
	Tol	< 0,16	0,075 $/kWh
	Tol	< 0,18	0,750 $/kWh
	Tol		1,500 $/kWh

donde:

* Tol = VABS (TS-TN) / TN

* TS = tensión real del suministro

* TN = la tensión nominal de la alimentación

* VABS (TS-TN): valor absoluto de la diferencia entre la TS y TN

7.2. NIVELES DE INTERRUPCIONES

Los niveles de interrupciones se evaluarán en base a los siguientes indicadores:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces que en un período determinado se interrumpe el suministro a un UFTT por causas asociadas al PFTT al cual esté directamente conectado.

b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro) por causas asociadas al PFTT al cual esté directamente conectado.

El PAFTT deberá llevar un registro de las interrupciones que afecten las alimentaciones de los UFTT del MEM conectados a sus redes y ponerlas a disposición del ENRE ante su requerimiento.

7.2.1. NIVELES DE INTERRUPCIONES ADMITIDOS

Los niveles de fallas máximos admitidos para cada UFTT, según se encuentre conectado a alta o media tensión, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones:

ALTA TENSION	3 interrupciones/semestre
MEDIA TENSIÓN	4 interrupciones/semestre

b) Tiempo máximo de interrupción:

ALTA TENSION	2 horas/interrupción
MEDIA TENSION	3 horas/interrupción

No se computarán las interrupciones menores a TRES (3) minutos. Si la interrupción fuera de TRES (3) minutos o más, se computará la totalidad de su duración.

7.2.2. REDUCCIONES POR INCUMPLIMIENTOS CON LOS NIVELES DE INTERRUPCIONES

Si en un semestre, un UFTT sufriera más interrupciones mayores a TRES (3) minutos que las establecidas en el cuadro a) y/o estuviera sin suministro más tiempo que el indicado en el cuadro b) del punto anterior, la

TPTF que tendrá derecho a cobrar el PAFTT por la prestación de la FTT, será menor que la correspondiente al nivel de calidad de servicio requerido.

En tal caso, durante el semestre inmediatamente posterior al controlado, la Tarifa de Peaje por transporte firme que dicho UFTT abonará al PAFTT al cual este directamente conectado, se calculará restándole al monto que correspondería a un nivel de calidad de servicio satisfactorio, una cantidad igual al valor de la energía no recibida en el semestre controlado, valorada al costo de la energía no suministrada en el MEM, dividido SEIS (6).

La energía no suministrada se calculará de la siguiente forma:

$ENS(kWh) = (EA/525.600) * \sum_{n} MIN_n$

donde:

* Minn: tiempo en minutos en que el usuario no tuvo servicio durante la interrupción “n”.

* EA: total de energía consumida por el usuario en los últimos doce meses.

Las interrupciones a considerar son aquellas originadas en las redes bajo responsabilidad del PAFTT.

8. MONTO MÁXIMO DE LAS REDUCCIONES

El monto total de las reducciones semestrales que, por aplicación de lo establecido en los numerales 7.1.2. y 7.2.2 de este Anexo, sufra la Tarifa de Peaje del PAFTT al cual esté directamente conectado el UFTT, no podrá ser superior al CINCUENTA POR CIENTO (50%) del monto percibido de dicho usuario por el concepto de COSTO PROPIO DE DISTRIBUCION (CDF) que forma parte del CARGO MENSUAL POR USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE según lo indicado en el punto 5.2.2. precedente, durante el semestre controlado.

9. FACTOR DE POTENCIA

El UFTT deberá cumplir en los nodos de vinculación con el PAFTT, los límites en cuanto a factor de potencia que se definen como “valores tolerados” en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Ante el incumplimiento de tales límites, según resulte de la medición SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA COMERCIAL DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (SMEC), el PAFTT podrá, con autorización previa del ENRE, aplicar sanciones al UFTT, e incluso llegar a disponer la interrupción del suministro. La modalidad y valores máximos de tales sanciones no podrán exceder a los establecidos en LOS PROCEDIMIENTOS.

RESOLUCIÓN ME y P 704/06

Publicación Boletín Oficial N° 30988, del 12/09/2006

Citas Legales: Res. MEyP 728/04; Res. MEyP 37/06; Res. General AFIP 1943/05Dec. 1152/04; Ley 25.924

Sustituyese el texto del Artículo 1º de la Resolución N° 37/2006, a fin de incluir determinadas obras de infraestructura dentro del régimen de la Ley N° 25.924 y sus normas complementarias.

BUENOS AIRES, 11 DE SEPTIEMBRE DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0260020/2006 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, la Ley Nº 25.924, el Decreto Nº 1152 de fecha 2 de setiembre de 2004, las Resoluciones Nros. 728 de fecha 12 de noviembre de 2004 y 37 de fecha 6 de febrero de 2006, ambas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, la Resolución General Nº 1943 de fecha 19 de septiembre de 2005 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito de este Ministerio, y

CONSIDERANDO:

Que en virtud de lo establecido por el Artículo 8º de la Resolución Nº 728 de fecha 12 de noviembre de 2004 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION tendrán especial tratamiento aquellos proyectos referidos a obras de infraestructura identificadas como críticas para el desarrollo de la economía del país, considerándose a tal fin como obras de infraestructura críticas para el desarrollo económico aquellas destinadas a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y las inversiones destinadas a mejorar la infraestructura y logística vinculadas con actividades de comercio exterior.

Que la inclusión de dichas obras dentro del régimen de la Ley Nº 25.924 posibilitará, entre otras cosas, contar con una mayor oferta de generación de energía en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), al menor costo posible.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS resulta el organismo competente para realizar la evaluación del interés crítico que puedan revestir las obras destinadas a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emanadas de los Artículos 12 de la Ley Nº 25.924 y 18 del Decreto Nº 1152/04.

Por ello,

LA MINISTRA DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Sustitúyese el texto del Artículo 1º de la Resolución Nº 37 de fecha 6 de febrero de 2006 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, por el siguiente:

“ARTICULO 1º.- Considérase Obra de Infraestructura Pública en los términos de la Ley Nº 25.924 y sus normas complementarias, toda obra cuyo objetivo principal promueva la realización de actividades productivas y sea ejecutada por empresas del ESTADO NACIONAL o concesionarias de servicios públicos o se trate de la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica cuya realización sea declarada como obra de infraestructura crítica por la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS”.

ARTICULO 2°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Felisa Miceli.

RESOLUCIÓN MEyP 731/06

Publicación Boletín Oficial N° 30992, del 18/09/2006

Citas Legales: Ley 26.095; Dec. 616/2005; Res. MEyP 365/2005; Res. MEyP 637/2005

> Exceptuase de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del Articulo 4º del Decreto N° 616/2005, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por Fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

BUENOS AIRES 17 DE SEPTIEMBRE DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0305158/2006 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, el Decreto Nº 616 del 9 de junio de 2005, las Resoluciones Nros. 365 del 28 de junio de 2005 y 637 del 16 de noviembre de 2005, ambas del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 616 del 9 de junio de 2005 se estableció un nuevo régimen aplicable a los ingresos de divisas al mercado de cambios con el objeto de profundizar los instrumentos necesarios para el seguimiento y control de los movimientos de capital especulativo con que cuentan el MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA, en el contexto de los objetivos de la política económica y financiera fijada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que dicho decreto dispuso asimismo que los ingresos y egresos de divisas al mercado local de cambios y toda operación de endeudamiento de residentes que pueda implicar un futuro pago en divisas a no residentes deberán ser objeto de registro ante el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA y cumplir con los requisitos establecidos por esa norma.

Que por el Artículo 5º del Decreto Nº 616/05 precitado se faculta al MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION a modificar los requisitos enunciados, establecer otros y excluir o ampliar las operaciones de ingreso de fondos comprendidas, cuando se produzcan cambios en las condiciones macroeconómicas que así lo aconsejen.

Que por la Resolución Nº 637 del 16 de noviembre de 2005 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION se establece que todo ingreso de fondos al mercado local de cambios destinado a suscribir la emisión primaria de títulos, bonos o certificados de participación emitidos por el fiduciario de un fideicomiso que cuenten o no con oferta pública y cotización en mercados autorregulados deben cumplir con los requisitos dispuestos en el Artículo 4º del Decreto Nº 616/05 y sus normas complementarias.

Que los cambios producidos en las condiciones macroeconómicas hacen aconsejable la modificación de normas reglamentarias, en un todo de conformidad a las facultades conferidas al MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION por el referido Decreto Nº 616/05.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en virtud de lo establecido en el Artículo 5º del Decreto Nº 616/05.

Por ello,

LA MINISTRA DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN

RESUELVE:

Artículo 1º- Exceptúase de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del Artículo 4º del Decreto Nº 616 del 9 de junio de 2005 a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética y cuyos activos subyacentes estén compuestos total o parcialmente por los cargos específicos creados por la Ley Nº 26.095, en la medida que sean cancelados o rescatados total o parcialmente en plazos no inferiores a TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días corridos, cualquiera sea su forma de cancelación.

Artículo 2º- La presente resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Felisa Miceli.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 821/06

Publicación Boletín Oficial N° 30926, del 14/06/2006

Citas Legales: Res. SE 1/03; Res. SE 86/03; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Ley 15.336; Ley 26.077

Habilitase a las Jurisdicciones Provinciales interesadas a solicitar a la Secretaría de Energía la realización de aquellas ampliaciones destinadas a la adecuación de los sistemas de transporte en alta tensión a los requerimientos de la demanda. Términos. Condiciones.

BUENOS AIRES, 13 DE JUNIO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0096556/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que entre los objetivos de la política nacional para el sector eléctrico explicitados en la Ley Nº 24.065 se incluye el de promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad y en ello se incluye el procurar un desarrollo armonioso del sistema.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y sus complementarias, esta Secretaría introdujo ajustes al REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

Que al dictar dicha norma se entendió necesario establecer la implementación de un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de tales sistemas de transporte a las normas de diseño establecidas en los reglamentos ya reseñados, como también las destinadas a la mejora de la seguridad de abastecimiento con el objeto de paliar, en lo posible y transitoriamente, el riesgo de suministro a la demanda de zonas consideradas críticas durante la emergencia económica y social.

Que la Ley Nº 26.077 faculta al Poder Ejecutivo Nacional a adoptar las medidas necesarias tendientes a lograr una salida ordenada de la situación de emergencia pública.

Que teniendo en cuenta el estado actual de desadaptación del sistema eléctrico, es conveniente implementar un procedimiento transitorio para solucionar un eventual riesgo de desabastecimiento.

Que en función de todo ello, se entiende conveniente distribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento de esta categoría de ampliaciones teniendo en cuenta la ubicación de las mismas.

Que lo precedente no implica en modo alguno liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica las que se mantienen plenamente vigentes.

Que atento a la notoria dificultad de acceso al crédito, se entiende conveniente establecer un mecanismo de financiamiento que reemplace, en la coyuntura, los establecidos en la regulación vigente para este tipo de obras.

Que si bien se define la asignación de recursos económicos para reemplazar la falta coyuntural de financiamiento, ello no debe entenderse como una asignación sin costo para los usuarios de los sistemas de transporte, ya que se deberán recomponer las sumas erogadas en carácter de préstamo transitorio con posterioridad a la utilización de las mismas hasta su completa restitución.

Que dicha devolución deberá considerar el costo de oportunidad que significa el disponer anticipadamente del caudal financiero requerido para contar, en el menor plazo posible, con las obras a construir.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Habilítase, hasta que se produzca la readaptación del sistema eléctrico, a las Jurisdicciones Provinciales interesadas a solicitar a esta SECRETARIA DE ENERGIA la realización de aquellas AMPLIACIONES DESTINADAS A LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA que solucionen los riesgos de abastecimiento existentes, bajo los términos y condiciones establecidas en el Anexo de la presente resolución.

Lo precedente no implica en modo alguno la liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, las que se mantienen plenamente vigentes, quedando su evaluación, a cargo del Ente Regulador con jurisdicción.

ARTICULO 2°.- Establécese que la solicitud debe estar acompañada por un informe del Transportista en Alta Tensión que incluya, como mínimo, lo siguiente:

• Descripción de la obra

• Justificación de las causas por las cuales se propone la ejecución de la obra

• Fecha en la cual se hace necesaria

• Tiempo estimado de ejecución

• Costo estimado de la ampliación

ARTICULO 3°.- Establécese, como condición fundamental para la aceptación de las solicitudes referidas en el artículo 1º de la presente, que las Jurisdicciones Provinciales interesadas se comprometan a financiar el TREINTA POR CIENTO (30%) del costo de la obra en cuestión, para lo cual deberán adelantar dicho monto al Fideicomiso que se constituya conforme lo dispuesto en la presente norma.

ARTICULO 4°.- Establécese que, con anterioridad a la aprobación de la ampliación por parte de esta SECRETARIA DE ENERGIA, se requerirá la evaluación previa del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y la opinión del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 5°.- Establécese que el monto de obra que apruebe la SECRETARIA DE ENERGIA deberá entenderse como “estimativo de referencia” a los fines de la correspondiente previsión presupuestaria y como “máximos totales” a los efectos de los requerimientos de fondos anticipados a la fecha de habilitación comercial de la obra o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquella, los que serán suministrados por el Fideicomiso que se constituya conforme lo dispuesto en la presente resolución.

ARTICULO 6°.- Instrúyese a la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/ 2003” creada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 del 30 de enero de 2003 y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la aplicación a las AMPLIACIONES DESTINADAS A LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA de toda la metodología definida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 y sus complementarias, en todo lo que no se oponga a lo establecido en el presente acto.

ARTICULO 7°.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que identifique a los agentes beneficiarios de cada una de las ampliaciones autorizadas de acuerdo a lo dispuesto en el Anexo del presente acto y según la metodología establecida en “LOS PROCEDIMIENTOS”.

ARTICULO 8°.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a implementar la operatoria establecida seguidamente en la presente norma, destinada a solventar el FINANCIAMIENTO de las OBRAS que autorice la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo reglado en el artículo 1º y siguientes de la presente resolución.

ARTICULO 9°.- Establécese que las sumas que se requieran erogar en carácter de anticipo para la ejecución de las obras de las ampliaciones aprobadas por la SECRETARIA DE ENERGIA, así como el resto de los fondos necesarios para completar el TREINTA POR CIENTO (30%) del costo total de la obra aportado por las Jurisdicciones Provinciales interesadas de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 3º, deberán estar disponibles al momento de la firma de los correspondientes contratos de construcción de dicha obra. La devolución de este financiamiento comenzará a hacerse efectiva al mismo tiempo que la restitución de los fondos cedidos en préstamo a los cuales hace referencia el artículo siguiente.

ARTICULO 10.- Establécese que el SETENTA POR CIENTO (70%) de las sumas que se requieran erogar con anticipación a la habilitación comercial y/o para completar el pago, una vez producido tal hecho, del costo de las ampliaciones aprobadas por la SECRETARIA DE ENERGIA según lo dispuesto en los artículos 1º y siguientes de la presente norma, serán cedidas en préstamo por las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte de los Corredores a los que se vincularán las mismas, siempre que tales Subcuentas cuenten con recursos disponibles no asignados y/o comprometidos en otros usos o destinos regulatorios previamente establecidos por esta Secretaría o por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en cumplimiento de sus responsabilidades.

De no disponerse de las sumas necesarias para hacer frente a los montos requeridos en la Subcuenta correspondiente, se deberán utilizar los fondos disponibles en la Cuenta de Excedentes por Restricciones de Transporte o, en su defecto, se deberán deducir del resto de las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, proporcionalmente a su estado superavitario no afectados a otros fines.

ARTICULO 11.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones inherentes a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 12.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO

AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA

1. DEFINICIÓN

Se define como AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA a aquellas obras a realizar sobre áreas de concesión de las Transportistas en AT necesarias para adaptar las instalaciones a los requerimientos de abastecimiento señalados más abajo.

Las obras así identificadas serán evaluadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y, finalmente, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará su realización en función de las erogaciones que estime posible efectuar.

2. PERIODO DE APLICACION

Considerando las condiciones actuales de las instalaciones de Alta Tensión, se habilita la realización de esta categoría de obras mientras dure la desadaptación del Sistema Eléctrico.

3. REQUERIMIENTO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Teniendo en cuenta las proyecciones de demanda, y los índices de indisponibilidad de generación térmica, el Sistema de Transporte en AT deberá mantener la suficiencia para satisfacer sin restricciones los requerimientos de potencia y energía que tendrá la demanda para el momento en que se requiera la ampliación.

En función de ello, se deberá verificar que la porción de energía no suministrada durante las CINCUENTA (50) horas del año de mayor demanda en escenarios de invierno y de verano no supere el equivalente al CINCO POR CIENTO (5%) de la energía total abastecida en el punto de alimentación durante esos períodos.

4. METODOLOGIA DE AMPLIACION

Para la gestión de las ampliaciones pertenecientes a esta categoría, se aplicará el procedimiento establecido en el SUBANEXO III – AMPLIACIONES PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD del Anexo 34 de “Los Procedimientos”, bajo las condiciones definidas en su Apéndice “C”, a excepción de la distribución de los cargos de inversión, operación y mantenimiento los que serán abonados de la siguiente manera:

SETENTA POR CIENTO (70%), por los agentes demandantes, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.

TREINTA POR CIENTO (30%), por los agentes demandantes definidos como beneficiarios de las obras.

En todos los casos, las posibles sanciones que pudieran ser aplicadas conforme al régimen de calidad servicio y sanciones establecido por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE)

para estas ampliaciones, serán reintegradas a los Agentes demandantes a través de su asignación al cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 957/06

Publicación Boletín Oficial N° 30955, 26/07/2006.

Citas Legales: Res. SE 1/03; Res. SE 106/03; Res. SE 130/03; Res. SE 1192/05; Res. SE 821/06; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Ley 15.336.

> Habilita para su ejecución la Ampliación de la Capacidad de Transporte "Aumento de Capacidad de Transformación de la ET 500/132kv Recreo", caracterizada como “Obra destinada a la adecuación de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión a los Requerimientos de la Demanda”, asimismo, establece el presupuesto para la obra habilitada en $13.000.000.

BUENOS AIRES, 21 DE JULIO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0089159/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la sostenida recuperación económica que experimentan las PROVINCIAS DE LA RIOJA Y CATAMARCA tiene su correlato en un verificado y persistente aumento de la demanda de energía eléctrica, lo que requiere instrumentar todas las acciones correspondientes para efectivizar las inversiones necesarias, a los efectos de garantizar el abastecimiento presente y futuro.

Que a raíz de un déficit proyectado de transformación en la ESTACION TRANSFORMADORA 500/132 KV RECREO, el GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE LA RIOJA solicitó a esta SECRETARIA DE ENERGIA instrumentar acciones conjuntas para resolver la restricción arriba mencionada, mediante el reemplazo del autotransformador “T2RE” de 500/132/13,2 KV 150 MVA, antes del comienzo de la temporada estival 2006-2007.

Que a los fines mencionados en el considerando precedente, la SECRETARIA DE ENERGIA y los GOBIERNOS DE LAS PROVINCIAS DE LA RIOJA Y CATAMARCA suscribieron el pasado 31 de marzo de 2006, un convenio en el cual se establecen con precisión el alcance de las responsabilidades y obligaciones de Las Partes por las acciones administrativas, el pago, la financiación, y las tareas de ejecución de la Obra “AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION TRANSFORMADORA 500/132 KV RECREO”, a los efectos de ser impulsada conforme el procedimiento de identificación y gestión habilitado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, y sus modificatorias y complementarias.

Que luego de los análisis y evaluaciones llevados a cabo por la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 01/2003”, (en adelante la “COMISION”) en conjunto con la EMPRESA TRANSPORTISTA DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA se concluyó que la obra más conveniente para superar el déficit mencionado la constituye el reemplazo del actual autotransformador “T2RE” por un transformador de 500/132/13,2 KV 300 MVA.

Que debido a la imposibilidad de retirar el actual autotransformador “T2RE” para su reemplazo, sin incurrir en severas restricciones a la demanda por un lapso no menor a 30 días, es necesario recurrir a una solución provisoria consistente la construcción de una nueva base de transformador, realizar adecuaciones a las instalaciones existentes, instalar y montar el transformador de reemplazo, y solo una vez terminadas de ejecutar estas acciones, se podría proceder a la desconexión del autotransformador “T2RE” y la energización del sustituto, con un mínimo de cortes en cantidad y duración.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, sus modificatorias y complementarias, implementó un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de los sistemas de transporte a normas de diseño también establecidas en dicha resolución.

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 130 del 24 de marzo de 2003, se estableció una operatoria a los efectos de la realización de un conjunto de Obras de Adecuación para el Sistema de Transporte, las que atendiendo a la necesidad de mantener la operatividad de la red se incluyeron en los mecanismos previstos en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003 a los fines de su ejecución y financiamiento, obras que a la fecha se encuentran terminadas y en servicio comercial.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 821 del 13 de junio de 2006 amplía el alcance de la tipología de obras previsto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, mediante la habilitación a las Jurisdicciones Provinciales interesadas en presentar una solicitud a esta SECRETARIA DE ENERGIA, bajo los preceptos establecidos en el Anexo 1 de la misma Resolución, a los

fines de la realización de aquellas “AMPLIACIONES DESTINADAS A LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA” que solucionen los riesgos de abastecimiento existentes.

Que el criterio habilitante para encuadrar una AMPLIACION DE TRANSPORTE dentro de la categoría señalada en el considerando precedente se basa en la verificación de una ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) mayor al CINCO POR CIENTO (5%) de la energía total abastecida en el punto de alimentación durante las CINCUENTA HORAS de mayor demanda en escenarios de invierno y verano.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizó la evaluación establecida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 821 del 13 de junio de 2006 en su Artículo 4º, expresándose favorablemente respecto del encuadramiento de la obra de marras dentro de la categoría “AMPLIACIONES DESTINADAS A LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA” establecida en esta última resolución.

Que complementariamente el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) no expresó observaciones al respecto.

Que en consecuencia están verificadas las condiciones para que la obra “AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION TRANSFORMADORA 500/132 KV RECREO” sea encuadrada dentro de caracterización arriba indicada y se pueda proceder a su aprobación.

Que el Convenio suscrito entre la SECRETARIA DE ENERGIA y los GOBIERNOS DE LAS PROVINCIAS DE LA RIOJA Y CATAMARCA acuerda que el monto de inversión que implica esta Ampliación será financiado en un SETENTA POR CIENTO (70%) a cargo de la NACION, un QUINCE POR CIENTO (15%) a cargo de la PROVINCIA DE LA RIOJA, y un QUINCE POR CIENTO (15%) a cargo de la PROVINCIA DE CATAMARCA, incluyendo los estudios, inspección y auditoria y demás gastos.

Que los costos de operación y mantenimiento de la obra de marras estarán en un CIENTO POR CIENTO (100%) a cargo de los usuarios atendidos por la “ESTACION TRANSFORMADORA 500/132 KV RECREO”.

Que las presentes circunstancias en materia de abastecimiento energético imponen realizar el máximo esfuerzo para contar con dicha obra a la mayor brevedad posible.

Que en virtud que la obra “AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION TRANSFORMADORA 500/132 KV RECREO” se la propone gestionar en un todo de acuerdo a la operatoria definida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, sus modificatorias y complementarias, cabe entenderla como una extensión del objeto técnico de la misma, modificada únicamente con las salvedades administrativas que hacen a su especificidad, a saber, la identificación de los agentes intervinientes y los fondos a imputar.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Habilítese para su ejecución la AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE “AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION TRANSFORMADORA 500/132 KV RECREO”, caracterizada como “OBRA DESTINADA A LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION A LOS REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA” en los términos establecidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 821 del 13 de junio de 2006.

ARTICULO 2º- Establécese el presupuesto para la obra habilitada mediante el Artículo 1º del presente acto en PESOS TRECE MILLONES ($13.000.000), el que deberá entenderse como «estimativo de referencia» a los fines de la correspondiente previsión presupuestaria y como «máximo total» a los efectos de los requerimientos de fondos anticipados a la fecha de habilitación comercial de la obra o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquella, los que serán suministrados por el fondo fiduciario que se constituya conforme lo dispuesto en la presente resolución.

ARTICULO 3º- Condiciónese la efectiva concreción de la Ampliación señalada en el artículo 1º del presente acto a la conformidad previa de la SECRETARIA DE ENERGIA y la PROVINCIAS DE LA RIOJA Y

CATAMARCA , respecto de los costos de equipos, ingeniería, obras civiles y montaje electromecánico, que surja del estudio pormenorizado a realizar por parte de la “COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003”, y que se plasmará en la firma de los contratos correspondientes, según los términos definidos en el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, con el Agente Transportista “TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA” como “Contratista” de la ampliación habilitada.

ARTICULO 4º- Establécese que la afectación de las erogaciones necesarias para la financiación de la Ampliación señalada en el artículo 1º de la presente resolución, inclusive los estudios, inspección y auditoria, y demás gastos que se requieran a tales efectos, serán en un SETENTA POR CIENTO (70%) cedidas en préstamo por las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte (“CUENTA SALEX”), mientras que un QUINCE POR CIENTO (15%) estará a cargo de la PROVINCIA DE LA RIOJA, y el otro QUINCE POR CIENTO (15%) se imputará a la PROVINCIA DE CATAMARCA, debiendo estos últimos estar disponibles al momento de la firma del correspondiente contrato de construcción de dicha obra, o mediante cesiones garantizadas de fondos que no impacten negativamente sobre el normal desenvolvimiento del flujo de caja de la obra en cuestión.

ARTICULO 5º- Instrúyase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a administrar la “Subcuenta de Obra” en un todo de acuerdo a lo establecido al respecto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 106 del 28 de febrero de 2003, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 130 del 24 de marzo de 2003 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1.192 del 7 de octubre de 2005, de forma tal que, cumplidos los requisitos básicos establecidos en el Reglamento, los fondos estén disponibles al momento en que la Transportista o los proveedores de Equipos Mayores y/o servicios de Construcción y Montaje Electromecánico requieran la entrega de anticipos y/o pagos con destino a la ejecución de la obra autorizada, previa autorización por parte de la “COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003”.

ARTICULO 6º- Establécese que los costos de operación y mantenimiento de la obra habilitada mediante el Artículo 1º de la presente resolución serán determinados y asignados de acuerdo al REGIMEN REMUNERATORIO DEL TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION vigente a la fecha de la habilitación comercial de la misma.

ARTICULO 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), al GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE LA RIOJA, al GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE CATAMARCA, al ENTE UNICO DE CONTROL DE PRIVATIZACIONES DE LA PROVINCIA DE LA RIOJA (EUCOP), al ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS Y OTRAS CONCESIONES DE LA PROVINCIA DE CATAMARCA, y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.).

ARTICULO 8º- Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1069/06

Publicación Boletín Oficial N° 30966 del 10/08/2006

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Res. SE 1434/04; Res. SE 1676/04; Res. SE 276/06; Ley 15.336

Apruébase la Programación Estacional definitiva Mayo-Octubre 2006, para el MEM y MEMSP, elevada por CAMMESA.

BUENOS AIRES, 7 DE AGOSTO DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0170998/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Estacional Definitiva para mayo – octubre 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como ya se ha manifestado en otras oportunidades esta SECRETARIA DE ENERGIA, aún cuando persista la necesidad de compatibilizar los Precios Estacionales con los reales Precios “Spot” Horarios, dándole sustento económico- financiero al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), considera imprescindible que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean concordantes con la capacidad de pago con que, se entiende, cuentan los distintos estratos sociales y económicos de la demanda.

Que, consecuentemente, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), esta SECRETARIA DE ENERGIA juzga necesario mantener el nivel de precios existente a la fecha, postergando a un futuro el ajuste en los precios estacionales que técnicamente sería necesario implementar para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla.

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 276 del 1º de marzo de 2006 se definió como fecha de vinculación de la Región Eléctrica Patagónica Sur con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la correspondiente a habilitación comercial de la Línea de Alta Tensión en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (LAT 500 kV) entre las Estaciones Transformadoras de Choele Choel y de Puerto Madryn.

Que dicha habilitación comercial se produjo el 1º de marzo de 2006.

Que también la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 276 del 1º de marzo de 2006 estableció que hasta la finalización del primer trimestre del PERIODO ESTACIONAL de INVIERNO 2006, los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) y PARTICULARES (GUPAs) pertenecientes a la Región Eléctrica Patagónica Sur, que a la fecha de vinculación no hayan formalizado contratos en el Mercado a Término, continuarán comprando su demanda en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en las condiciones existentes previas a la vinculación.

Que dada la complejidad técnico - económica de la integración de los mercados se prevé que la misma se concretará a partir del inicio del segundo trimestre del PERIODO ESTACIONAL de INVIERNO 2006.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Apruébase por el presente acto la Programación Estacional Definitiva mayo - octubre octubre 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 2006, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 2°.- Dispónese la aplicación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), como así también los precios factores, precios y cargos adicionales a los mismos para el período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 2006, los establecidos por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1434 del 7 de diciembre de 2004 y Nº 1676 del 23 de diciembre de 2004.

ARTICULO 3°.- Para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, tienen validez y aplicación lo establecido en el Artículo 11 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1676 del 23 de diciembre de 2004.

ARTICULO 4°.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), considerando los Precios Estacionales vigentes.

ARTICULO 5°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

ARTICULO 6°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1281/06

Publicación Boletín Oficial N° 30983 del 05/09/2006

Citas Legales: Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Res. SE 406/2003; Res. SE 943/2003; Res. SE 93/2004

Establecese que, a partir del 01/11/06 la energía comercializada en el Mercado "Spot" por los Agentes dependientes del Estado Nacional, tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de distribución de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho Mercado y que no se encuentran respaldadas por Contratos del Mercado a Término. Características básicas del servicio de Energía Plus. Determinación de la demanda base.

BUENOS AIRES, 4 DE SEPTIEMBRE DE 2006

VISTO el Expediente S01:0325179/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica, derivado de la recuperación económica producida desde el 2003, requiere de la toma de decisiones que permitan garantizar su abastecimiento.

Que resulta responsabilidad del ESTADO NACIONAL en los términos del artículo 2 y concordantes de la Ley Nº 24.065, velar adecuadamente por los derechos de los usuarios y promover la competitividad del mercado de producción y demanda eléctrica, garantizándose el suministro de la energía a los usuarios en las actuales condiciones de crecimiento de la demanda, dado el crecimiento económico y productivo del país.

Que también resulta responsabilidad del ESTADO NACIONAL velar por los derechos de aquellos usuarios finales, que no tienen oportunidad, capacidad y/o medios para poder decidir, por sí mismos, el proveedor de su suministro de energía eléctrica, al no disponer de otras alternativas hábiles a su alcance.

Que ante situaciones como las mencionadas, resulta conveniente establecer que la energía comercializada en el Mercado “Spot” por los agentes dependientes del ESTADO NACIONAL, debe ser dirigida prioritariamente a satisfacer estos suministros, por sobre otros que cuentan con las herramientas necesarias para procurarse el aseguramiento del mismo.

Que asimismo corresponde dictar los actos que permitan incentivar el aumento de la capacidad de generación actualmente instalada en sus distintas modalidades, garantizando las condiciones necesarias que permitan invertir en el sector.

Que con el objetivo de impulsar nueva oferta energética privada, resulta adecuado aprestar las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o los que pretendan serlo para la instalación de nueva oferta de generación.

Que la UNION INDUSTRIAL ARGENTINA (UIA) ha expresado su apoyo a los lineamientos planteados en esta norma, mediante el Acta Acuerdo celebrada entre el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la UNION INDUSTRIAL ARGENTINA (UIA) y la SECRETARIA DE ENERGIA el día 24 de agosto de 2006.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y de lo dispuesto por el artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese que, a partir del 1º de noviembre de 2006, la energía comercializada en el Mercado “Spot” por los Agentes dependientes del ESTADO NACIONAL tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio

Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho Mercado y que no se encuentran respaldadas por contratos del Mercado a Término.

Asimismo, la energía eléctrica disponible en el Mercado "Spot", generación hidroeléctrica sin contrato a la fecha de publicación de la presente resolución y generación térmica sin combustible propio, no incluida en lo definido previamente, deberá ser destinada a abastecer, en primer lugar a las demandas señaladas previamente y seguidamente a los suministros de las demandas de hasta TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) de potencia contratada que resulten ser clientes de los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en tanto no estén respaldadas por contratos en el Mercado a Término.

Los Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las Grandes Demandas clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Distribuidores, en ambos casos mayores de TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW), sólo estarán autorizados a contratar respaldo físico por el remanente no contratado en el Mercado a Término de su demanda de energía y potencia registrada en el "AÑO BASE", determinada según la metodología establecida en el Anexo II de la presente resolución, con la generación térmica, con disponibilidad de combustible, de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) existentes a la fecha de publicación de la presente resolución.

La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá tener en cuenta tales definiciones en la programación, el despacho de cargas y la operación en tiempo real.

Artículo 2º- Establécese el SERVICIO ENERGIA PLUS, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, no sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en este servicio o que a dicha fecha no estén interconectados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuyas características básicas son las definidas en el Anexo I de esta norma.

Artículo 3º- Habilítese a los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) y a los Grandes Usuarios Menores (GUMEs) con consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como así también aquellas Grandes Demandas (consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia) clientes de cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, a participar de lo dispuesto en la presente norma, con el objeto de poder respaldar el abastecimiento de los incrementos de demanda previstos por sobre lo efectivamente demandado en el año 2005, entiéndase "DEMANDA BASE" definida en el Anexo II de esta resolución.

En el caso de las Grandes Demandas clientes de cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, éstos deberán actuar por cuenta y orden de las Grandes Demandas.

En todos los casos, los Agentes deberán solicitar el volumen de potencia que requieren para tal respaldo, y comprometerse a abonar los costos que resulten del suministro de dichos servicios.

Artículo 4º- Establécese que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá validar, en la oportunidad y bajo los términos que esta SECRETARIA DE ENERGIA establecerá con ese objeto, los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del SERVICIO ENERGIA PLUS, conforme las condiciones generales establecidas en los Anexos correspondientes.

Artículo 5º- Los precios monómicos pactados en los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del SERVICIO ENERGIA PLUS deberán estar compuestos por los costos asociados y un margen de utilidad. En tal sentido, la SECRETARIA DE ENERGIA definirá para todos los casos el margen de utilidad, como así también el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) validará los costos asociados.

A los fines de la definición del margen de utilidad, la SECRETARIA DE ENERGIA deberá someter su decisión ad referéndum del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Artículo 6º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a implementar una cuenta específica para la registración contable de las transacciones económicas (cobros y pagos) del SERVICIO ENERGIA PLUS.

Artículo 7º- Establécese que, en tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, los compromisos asumidos por el servicio creado por la presente resolución, serán considerados comprendidos en el inciso e) del artículo 4º de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003.

Artículo 8º- En ningún caso se podrán considerar para el cálculo del Precio del Mercado (Anexo 5 de los Procedimientos), los precios consignados en los contratos de la modalidad del SERVICIO ENERGIA PLUS.

Artículo 9º- Establécese que a partir de la publicación de la presente Resolución, y de manera transitoria hasta tanto esta Secretaría produzca los cambios regulatorios necesarios, cada Agente demandante de energía eléctrica que opere en calidad de Gran Usuario del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en cualquiera de sus categorías GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), GRAN USUARIO MENOR (GUME) o GRAN USUARIO PARTICULAR (GUPA), deberá mantenerse en tal condición.

Artículo 10º- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a elaborar un Procedimiento específico para el tratamiento del tema planteado en esta norma; en tal sentido, en un plazo máximo de QUINCE (15) días corridos de publicada la presente resolución la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá elevar el proyecto de Procedimiento elaborado a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación; dicha aprobación, deberá ser “ad referéndum” del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Artículo 11º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 12º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

Artículo 13º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

SERVICIO ENERGIA PLUS

1. DESCRIPCION

El objeto del SERVICIO ENERGIA PLUS es poder contar con la disponibilidad de generación adicional (interconexión de generación existente, cierre de ciclos combinados, repotenciaciones, etc.), de manera de poder alcanzar el adecuado cubrimiento de la demanda de energía eléctrica.

En consecuencia, se establece un servicio que puede ser brindado por Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, por la cual se oferta potencia adicional, que en la fecha de publicación de la presente resolución no sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o no dispongan de las unidades de generación o no estén interconectados al mismo.

El SERVICIO ENERGIA PLUS tiene como objeto poder respaldar los incrementos de demanda de GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y a los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) con consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como así también aquellas Grandes Demandas (consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia) clientes de cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, por sobre lo efectivamente demandado en el año 2005, entiéndase “DEMANDA BASE” definida en el Anexo II de esta norma.

Como contraprestación, se celebrarán contratos entre las partes involucradas en los dos párrafos anteriores por la potencia adicional acordada a un precio monómico compuesto por los costos asociados y un margen de utilidad. Estos contratos deberán contar con el aval del ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), el cual también aprobará los costos asociados, y el margen de utilidad deberá ser definido por la SECRETARIA DE ENERGIA “ad referéndum” del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

El punto de entrega de la potencia será el centro de cargas del sistema, por lo que el Generador deberá abonar el cargo variable de transporte hasta dicho nodo, y el demandante deberá abonar el cargo variable de transporte desde dicho nodo hasta su punto de suministro.

2. OFERTA DEL SERVICIO

Estarán habilitadas a participar del SERVICIO ENERGIA PLUS la generación adicional cuya habilitación comercial se produzca posteriormente a la fecha de publicación de la presente resolución, o que a dicha fecha no estén interconectados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), excepto que dicha potencia esté comprometida como respaldo de contratos de abastecimiento, de exportación, de disponibilidad de potencia o de cualquier otro tipo, en donde se haya comprometido la disponibilidad de potencia al cubrimiento de Contratos.

Los Agentes que deseen participar del SERVICIO ENERGIA PLUS deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, en función de sus características técnicas. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá adecuar dichos requerimientos en caso de ser necesario.

3. REQUERIMIENTO DEL SERVICIO

Serán demandantes del SERVICIO ENERGIA PLUS, los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y a los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) con consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como así también aquel Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, que actúe por cuenta y orden de sus Grandes Demandas (consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia), para respaldar su abastecimiento por sobre lo efectivamente demandado en el año 2005, entiéndase “DEMANDA BASE” definida en el Anexo II de esta norma.

4. CONTRATACIONES

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) recibirá con periodicidad trimestral estacional y hasta que la SECRETARIA DE ENERGIA disponga lo contrario, contratos celebrados entre agentes generadores, cogeneradores, o autogeneradores que ofertan potencia y energía adicional y los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y a los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) con consumos mayores o iguales a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) de potencia del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como así también las grandes demandas mayores de TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) clientes del Agente Distribuidor o Prestador del servicio público de distribución que actúa por cuenta y orden de los mismos para respaldar el abastecimiento de su demanda por sobre lo efectivamente demandado en el curso del año 2005, denominada “DEMANDA BASE”, definida en el Anexo II de la presente resolución.

A partir de la fecha del cierre de recepción de las ofertas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos para elevar un informe a la SECRETARIA DE ENERGIA con el estudio de costos correspondiente.

La SECRETARIA DE ENERGIA analizará la información remitida y en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos procederá a aprobar o rechazar los correspondientes informes e informará a sus efectos al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Aquellos demandantes encuadrados en el párrafo anterior que demuestren no haber podido celebrar acuerdos podrán, SETENTA Y CINCO (75) días corridos antes del vencimiento del trimestre estacional en curso, solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA se lleve a cabo un llamado a licitación por la sumatoria de los volúmenes de potencia adicional a la “DEMANDA BASE” que requieran los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) y los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMEs) como así también las Grandes Demandas mayores de TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) clientes del Agente Distribuidor o Prestador del Servicio Público de Distribución que actúen por cuenta y orden de ellos. Con la información y la periodicidad estacional antes referida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará llamados a licitación pública, CUARENTA Y CINCO (45) días corridos antes del vencimiento del trimestre estacional en curso, para la oferta del SERVICIO DE ENERGIA PLUS destinado a dar respaldo al incremento de la “DEMANDA BASE” a partir de la potencia adicional brindada por los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), instalada con posterioridad a la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial.

A partir de la fecha de cierre de recepción de las ofertas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) contará con un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos para elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA la propuesta de adjudicación pertinente con los análisis de costos y el margen de utilidad definido por la SECRETARIA DE ENERGIA “ad referéndum” del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

La SECRETARIA DE ENERGIA deberá analizar la información remitida, y en el término de DIEZ (10) días corridos deberá informar su aprobación a la propuesta de adjudicación al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Al inicio de cada período estacional la SECRETARIA DE ENERGIA deberá definir el margen de utilidad a ser considerado para los contratos que se celebren en el marco del SERVICIO ENERGIA PLUS en dicho período.

Esta definición deberá ser realizada “ad referéndum” del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

5. REMUNERACION

Cada contrato habilitado en el marco del SERVICIO ENERGIA PLUS recibirá una remuneración mensual, la cual será calculada considerando el Precio monómico avalado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en función a la aprobación de sus costos, y el margen de utilidad definido por la SECRETARIA DE ENERGIA “ad referéndum” del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

En tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 del 27 de noviembre de 2003, los compromisos asumidos por el SERVICIO ENERGIA PLUS serán considerados comprendidos en el inciso e) del artículo 4º de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

ANEXO II

DETERMINACION DE LA DEMANDA BASE

1. ALCANCE

Para cada demandante se deberá determinar una demanda de referencia, la que será considerada como punto de partida para medir los crecimientos futuros que requerirán respaldo de nueva capacidad de generación.

2. DEMANDA BASE

Se define como “DEMANDA BASE” a la demanda de potencia eléctrica abastecida durante el año 2005.

Para cada uno de los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá determinar su “DEMANDA BASE” como la potencia máxima, para cada mes del año calendario, banda horaria y por tipo de día: Hábil, Sábado y Domingo, efectivamente realizada abastecida a dichos Agentes durante el año 2005, en adelante el “AÑO BASE”.

Para la asignación a los días feriados de los tipos de día referidos, se deberá aplicar lo especificado al respecto en el apartado 2.5.2.1.1 – “PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA” del Capítulo 2 – “PRECIOS ESTACIONALES” de “LOS PROCEDIMIENTOS”.

Para un GRAN USUARIO MAYOR (GUMA), la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá utilizar los registros del SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC) del referido “AÑO BASE”, utilizados para la ejecución de las Transacciones Económicas de los meses de tal año, a los efectos de determinar la “DEMANDA BASE” de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Para los GRANDES USUARIOS MENORES (GUMES) y PARTICULARES (GUPAS), la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) aplicará para la distribución de demanda por tipo de día, de no existir mejor información, como ser la certificación dada por el Agente Distribuidor o Prestador respectivo, la determinada para el Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica correspondiente.

Para aquellas Grandes Demandas clientes de un Agente Distribuidor o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, deberán presentar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO

MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) su “DEMANDA BASE” avalada por el Agente Prestador del área a la cual pertenece.

Un Gran Usuario que ingrese al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad, y siempre que hubiere sido previamente cliente de un Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, deberá adjuntar a la información a presentar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para la administración de sus transacciones económicas, su “DEMANDA BASE” avalada por el Agente Distribuidor o Prestador del Servicio Público de Distribución del área a la cual pertenece.

El Agente Prestador no podrá negarse a otorgar la certificación antes aludida sin razones que lo justifiquen y sean confirmadas por el Ente Regulador de la Jurisdicción, salvo que se trate de un nuevo punto de suministro, cuyo tratamiento se señala más adelante.

Si el aspirante a ser Gran Usuario no contare con la “DEMANDA BASE” acreditada por el Agente Prestador de su área sin motivos que así lo justifiquen; la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) determinará la desagregación y distribución requerida de dicha demanda en base a la facturación realizada por el Agente Distribuidor o Prestador del Servicio Público de Distribución al nuevo agente durante el “AÑO BASE”; la cual deberá ser provista por el nuevo Agente, informando al Agente Prestador la determinación realizada y al Ente Regulador de la jurisdicción el incumplimiento de sus obligaciones como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en que ha incurrido aquél.

Esta información será contrastada con la disponible en la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) recibida en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 19 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004, sus modificatorias y complementarias.

De tratarse de un nuevo Agente que no contará con un punto de suministro preexistente de un Agente Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, se deberá considerar que la “DEMANDA BASE” es igual a CERO (0)

NOTA SSEE N° 385/08

Archivo PDF Nota SSEE N° 385/08

NOTA SSEE N° 31/08

Archivo PDF Nota SSEE 31/07

NOTA SSEE N° 24/08

Archivo PDF Nota SSEE N° 24/08

NOTA SSEE N° 1191/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 1191/07

NOTA SSEE N° 1117/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 1117/07

NOTA SSEE N° 938/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 938/07

NOTA SSEE N° 930/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 930/07

NOTA SSEE N° 899/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 899/07

NOTA SSEE N° 764/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 764/07

NOTA SSEE N° 637/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 637/07

NOTA SSEE N° 593/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 593/07

NOTA SSEE N° 588/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 588/07

NOTA SSEE N° 582/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 582/07

NOTA SSEE N° 567/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 567/07

NOTA SSEE N° 552/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 552/07

NOTA SSEE N° 550/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 550/07

NOTA SSEE N° 396/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 396/07

NOTA SSEE N° 395/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 395/07

NOTA SSEE N° 70/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 70/07

NOTA SSEE N° 1094/06

Archivo PDF Nota SSEE N° 1094/06

NOTA SE N° 287/08

Archivo PDF NOTA N° 287/08

NOTA SE N° 83/08

Archivo PDF Nota SE N° 83/08

NOTA SE N° 72/08

Archivo PDF Nota SE N° 72/08

NOTA SE N° 25/07

Archivo PDF Nota SSEE N° 25/07

NOTA SE N° 1564/06

Archivo PDF Nota SE N° 1564/06

NOTA SE Nº 1408/06

Archivo PDF Nota SE N° 1408/06

NOTA SE Nº 1375/06

Archivo PDF Nota SE N° 1375/06

NOTA SE Nº 1374/06

Archivo PDF Nota SE N° 1374/06

Criterio Implement. Nota SE N° 1374/06

RES. MPFIP y S 1784/06

NOTA SEE Nº 111/16

Archivo PDF Nota N° 111/16

NO-2018-28663845-APN-SSEE-MEM

Archivo.pdf

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1329/06

Publicación Boletín Oficial N° 30996, del 22/09/2006

Citas Legales: Res. ENARGAS 716/98; Res. MPFIPyS 208/04; Res. SE 265/04; Res. SE 503/04; Res. SE 659/04; Res. SE 752/05; Res. SE 882/05; Res. SE 939/05; Res. SE 2020/05; Res. SE 275/06; Dec. 2255/92; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Dec. 181/04; Ley 17.319; Ley 24.076

> Actualización de la normativa en relación con la homologación efectuada por la Res. MPFIPyS 208/04, del Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en punto de ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el Decreto 181/04.

BUENOS AIRES, 19 DE SEPTIEMBRE DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0284160/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las disposiciones del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO Nº 181 del 13 de febrero de 2004 (el “Acuerdo”) homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004 y las de las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 265 del 24 de marzo de 2004, Nº 659 del 18 de junio de 2004, Nº 752 del 23 de mayo de 2005, Nº 882 del 18 de julio de 2005, Nº 939 del 4 de agosto de 2005, Nº 2020 del 23 de diciembre de 2005 y Nº 275 del 2 de marzo de 2006; la Nota de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 426 de fecha 17 mayo de 2004 y la del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) Nº 2975/2004 y las del Artículo 24 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que resulta menester proceder a readecuar la normativa derivada de la mencionada Nota de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 426 de fecha 17 mayo de 2004 (reglamentada por Notas del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (en adelante ENARGAS) Nº 2666/2004 y Nº 2667/2004), por una comprensiva del proceso también emergente del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, dispuesto por el Decreto Nº 181/2004 (el “Acuerdo”), y establecido en el inciso B) del Artículo 4º de ese mismo “Acuerdo”.

Que ello surge a partir del avance acaecido en el proceso dispuesto por ese inciso B) del Artículo 4º del Acuerdo; y en particular, por las disposiciones que a esos efectos están contenidas en las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, Nº 2020 del 23 de diciembre de 2005 y Nº 275 del 2 de marzo de 2006.

Que la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA Nº 882 del 18 de julio de 2005 dispuso la obligatoriedad de la inscripción en los registros del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (en adelante MEG) de todo arreglo de compraventa de gas natural; y ello a los fines de que las prestatarias de servicios de transporte de gas por redes, habilitaran a los respectivos “cargadores” (contratantes de servicios de transporte), la prestación de los servicios de transporte, en base a registros ciertos de las existencias de arreglos de suministro de gas natural, compatibles con la formativa vigente.

Que la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 939 del 4 de agosto de 2005 dispuso la manera y el orden de asignar las diferencias entre los volúmenes autorizados a inyectar por las Transportistas y los realmente inyectados a los sistemas de transporte, entre los arreglos de suministro registrados en el MEG.

Que a los fines de asegurar el abastecimiento del mercado interno, conforme a la normativa vigente, las prioridades indicadas en el apartado “Asignación de Inyecciones” del Anexo I de la Resolución Nº 939 del 4 de agosto de 2005 señalada, resultan de aplicación al total de las inyecciones de gas natural de cada productor.

Que la mencionada normativa fue dictada en consonancia con las disposiciones de la Resolución del ENARGAS Nº 716 del 5 de octubre de 1998, que regula la administración de los Centros de Despacho de los sistemas de transporte y distribución de gas natural por redes.

Que asimismo, las prioridades de asignación para el transporte de gas natural en firme contratado por las distribuidoras con las transportistas, a los fines del cumplimiento del “Acuerdo” arriba mencionado, fueron determinadas mediante Nota de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 426 de fecha 17 mayo de 2004 y luego implementadas mediante normas y procedimientos de despacho contenidas en las Notas del ENARGAS Nº 2666/2004 y Nº 2667/2004 y las del Artículo 24 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004; y que las mismas resultan vigentes y aplicables a la misma función, la cual es asegurar la prioridad en el uso del

transporte firme contratado por prestatarias de distribución, para los volúmenes considerados como pertenecientes a la columna “A” del Anexo II del mencionado “Acuerdo”.

Que las estaciones de Gas Natural Comprimido (en adelante GNG) deben recibir una facturación correspondiente a los volúmenes por ellas efectivamente consumidos, con más los que corresponden a los volúmenes de gas autorizados a ser retenidos por las prestatarias de servicios de transporte de gas natural, en concepto de combustible para compresión y mermas, acorde a los respectivos cuadros tarifarios vigentes.

Que los procedimientos dispuestos por la DIRECCION GENERAL DE ADUANAS dependiente de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION referidos al AREA ADUANERA ESPECIAL delimitada en el Territorio Argentino de la Isla Grande de Tierra del Fuego, PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR, requieren de la adopción de ciertos recaudos concernientes a la contabilización de las diferencias ocurridas entre los volúmenes de gas natural solicitados a productores de ese fluido ubicados en esa porción del Territorio Nacional y los que corresponde facturar a estaciones de GNC.

Que el punto 6.1) del CAPITULO I del ANEXO I, “PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL” de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 18 de junio de 2004, establece que: “En tal sentido, el volumen de gas que ingrese al sistema de transporte de Transportadora de Gas del Sur Sociedad Anónima (en adelante TGS) o Transportadora de Gas del Norte Sociedad Anónima (en adelante TGN), por sobre el gas comprometido por cada productor en la columna A del Anexo II del “Acuerdo”, y luego de la eventual reasignación de volúmenes por aplicación de las disposiciones del Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004, deberá ser afectado primariamente al cumplimiento de los volúmenes de inyección adicional solicitados acorde a esta reglamentación. Del total de las inyecciones de cada productor, siempre la primera prioridad la tendrá el volumen de gas comprometido por cada productor en la columna A del Anexo II del “Acuerdo”, hasta completar el volumen que cada uno hubiera comprometido, y en segundo lugar se asignará el volumen correspondiente a la reasignación a prestatarias de distribución que resultare en consecuencia de la aplicación del mecanismo establecido en el Anexo I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 503 de fecha 21 de mayo de 2004, y por último los volúmenes de inyección adicional solicitados a cada productor. TGS S.A. y TGN S.A. serán las responsables del cumplimiento estricto de lo dispuesto en este punto”.

Que los párrafos cuarto y quinto del Artículo 3º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005 establecen que: “Aquellos Grandes Usuarios que en sus acuerdos vigentes con las prestatarias del servicio de distribución al momento de la firma del ACUERDO, habían ya previsto la reducción del volumen firme o garantizado, deberán preservar esa situación a favor de la prestataria, de modo tal que esta última pueda utilizar el gas natural resignado por ese usuario, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el acuerdo o contrato vigente entre las partes al momento de la firma del ACUERDO. Los Grandes Usuarios Interrumpibles, según fuera su condición al momento de la firma del ACUERDO, podrán también solicitar la cesión del gas natural correspondiente y realizar los acuerdos respectivos con los PRODUCTORES involucrados, siguiendo los mismos criterios aplicables para los Grandes Usuarios Firmes. El perfil de consumo de estos usuarios interrumpibles se definirá en función del consumo que hubieran registrado en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO. Dada su característica de interrumpibilidad, deberán prever en sus acuerdos de cesión de los volúmenes originalmente dispuestos para la prestataria según el ACUERDO, y en los acuerdos emergentes a suscribir por esos usuarios con esos PRODUCTORES, y exclusivamente por estos volúmenes, la subordinación de su consumo a los requerimientos de gas natural que en cada momento realice esa prestataria del servicio de distribución.”

Que los párrafos quinto y sexto del Artículo 4º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005 establecen que: “Aquellos usuarios del Servicio General “G” que en sus acuerdos vigentes con las prestatarias del servicio de distribución al momento de la firma del ACUERDO, tenían ya prevista la reducción del volumen firme o garantizado, deberán preservar esa situación en favor de la prestataria, de modo tal que esta última pueda utilizar el gas natural resignado por ese usuario, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el acuerdo o contrato vigente entre las partes al momento de la firma del ACUERDO”.

Que en el caso que un usuario del Servicio General “G” tuviera excedentes de consumo por encima de la reserva de capacidad acordada con la distribuidora, y en tanto esos consumos fueran facturados a la tarifa vigente para los cargos por METRO CUBICO (m3) consumido de esta categoría, los mismos serán considerados como volúmenes interrumpibles, y en tal caso estos usuarios podrán también solicitarla cesión del gas natural correspondiente a la parte interrumpible y realizar los acuerdos respectivos con los PRODUCTORES involucrados, siguiendo los mismos criterios aplicables para la parte firme del consumo. El

perfil de consumo de la parte interrumpible se definirá en función del consumo que hubieran registrado en los DOCE (12) meses previos a la firma del ACUERDO. Dada la característica de interrumpibilidad de estos volúmenes, los usuarios deberán prever en sus acuerdos de cesión de los volúmenes originalmente dispuestos para la prestataria según el ACUERDO, y en los acuerdos emergentes a suscribir por esos usuarios con esos PRODUCTORES por estos volúmenes, la subordinación de esta porción del consumo a los requerimientos de gas natural que en cada momento realice esa prestataria del servicio de distribución.

Que el tercer párrafo del artículo 7º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005 establece que: “Si existieran acuerdos particulares en los cuales el usuario del Servicio General “P” tenía ya prevista la reducción de su consumo, y esos acuerdos estuvieran vigentes al momento de la firma del ACUERDO, deberán preservar esa situación en favor de la prestataria, de modo tal que esta última pueda utilizar el gas natural resignado por ese usuario, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el acuerdo o contrato vigente entre las partes al momento de la firma del ACUERDO”.

Que el artículo 16 de la mencionada Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, establece la necesidad de que los productores de gas natural alcanzados por las disposiciones de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004 y su reglamentación, suministren a las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes, volúmenes suficientes para que éstas puedan seguir abasteciendo a los consumos de las categorías y grupos de usuarios para las cuales esas prestatarias deben seguir adquiriendo y proveyendo el gas natural, aún luego de avanzado el proceso de separación de las actividades de adquisición y suministro de gas natural para las categorías y grupos de usuarios alcanzados por las disposiciones del inciso B) del Artículo 4º del mencionado “Acuerdo”.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076, y su reglamentación, y asimismo en función de lo dispuesto en el Artículo 31 del Decreto Nº 180 y los Artículos 4º y 5º del Decreto Nº 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Los siguientes conceptos corresponden todos a volúmenes que, a partir de las disposiciones de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004, que homologó el ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO Nº 181 del 13 de febrero de 2004 (el “Acuerdo”) y a efectos de las disposiciones de las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 18 de junio de 2004, Nº 752 del 23 de mayo de 2005, Nº 882 del 18 de julio de 2005, Nº 939 del 4 de agosto de 2005, Nº 2020 del 23 de diciembre de 2005 y Nº 275 del 2 de marzo de 2006, y de las disposiciones de la Nota de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 426 de fecha 17 mayo de 2004, deben ser considerados como pertenecientes a la columna “A” del Anexo II del mencionado “Acuerdo” aprobado por la mencionada Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004.

a) Volúmenes comunicados a productores y a MERCADO ELECTRONICO DE GAS S.A. (en adelante MEGSA), indicados por la SECRETARIA DE ENERGIA a través de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES o de la DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS dependiente de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, para ser suministrados a prestatarias de servicios de distribución de gas por redes, a partir de las disposiciones de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004, y/o de las del Artículo 16 de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, todos incluidos en el concepto “DDR” en las correspondientes inscripciones en el registro del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (en adelante MEG).

b) volúmenes contratados por esas prestatarias de distribución con vendedores de gas, y adecuadamente registrados en el MEG.

c) volúmenes a ser suministrados por vendedores de gas a los denominados “Nuevos Consumidores Directos” (definición que limita los volúmenes correspondientes a esos contratos, a aquellos acordados a vender a esos consumidores por efecto de las disposiciones de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005) y registrados en el MEG bajo esa denominación y característica,

en tanto antes suministrados a prestatarias de distribución y luego a esos consumidores, por virtud de las disposiciones del "ACUERDO" arriba mencionado y de las demás disposiciones que lo reglamentan.

d) volúmenes a ser suministrados a estaciones de Gas Natural Comprimido (en adelante GNC), contratados o asignados en concepto de "Inyección Adicional Permanente" a partir de las disposiciones de las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, Nº 2020 del 23 de diciembre de 2005 y Nº 275 del 2 de marzo de 2006, (mediante el "Mecanismo de asignación de gas natural a estaciones de GNC", o en el mercado "spot" del MEG dispuesto por esas normas), y por hasta el incluido en la "Reserva Mínima Inicial" definida en el Artículo 24 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

e) volúmenes contratados con productores o comercializadores por generadoras de electricidad para servicio público, definidos en los apartados 2.1.iii y 5.1.iii del "ACUERDO" homologado por la mencionada Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004.

Artículo 2º — Los productores alcanzados por las disposiciones del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181 del 13 de febrero de 2004 (el "Acuerdo") homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004, deberán respetar en sus confirmaciones diarias de gas natural y en la inyección efectiva a los sistemas de transporte con destino a los consumidores que deben recibirlo por efecto de acuerdo de partes o disposiciones de autoridades competentes, por programaciones o reprogramaciones, el mismo orden de "prioridades" descripto en el apartado "Asignación de Inyecciones" del ANEXO I de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA Nº 939 del 4 de agosto de 2005.

Artículo 3º — Por efecto de las disposiciones de las normas mencionadas en los artículos precedentes, las prestatarias de servicios de transporte de gas por redes, licenciadas o concesionadas, asignarán transporte con primera prioridad, al gas cargado sobre el transporte firme contratado por las prestatarias del servicio de distribución, que cada productor inyecte en cada cuenca, hasta completar, para cada cuenca de origen del gas, el volumen diario correspondiente a los conceptos que, acorde al enunciado del Artículo 1º de la presente resolución, pertenecen a la columna "A" del Anexo II del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO Nº 181/2004 (el "Acuerdo"), aprobado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004.

A estos efectos, las transportistas deberán regirse por las normas y procedimientos de despacho dispuestas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA junto a las demás dispuestas por ese organismo para implementar las disposiciones del "Acuerdo" arriba referido y establecidas a través de su Nota Nº 2975 del 11 de junio de 2004; y deberá regirse también por las normas dispuestas por la Nota de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 426 de fecha 17 mayo de 2004. A esos efectos, las prestatarias de servicios de transporte de gas por ductos (transportistas) deberán exigir a los responsables de la inyección de gas en cada Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, que identifiquen las prioridades establecidas en el artículo 2º de la presente resolución, para cada uno de los volúmenes diarios confirmados y efectivamente inyectados al sistema de transporte, para cada uno de sus destinatarios, cargadores o clientes de cargadores; y ello así con carácter de declaración jurada.

Esas transportistas deberán reponer por su cuenta cualquier desbalance que resultare del eventual incumplimiento de lo aquí dispuesto, sin perjuicio de su habilidad para reclamar ante el productor que hubiese incurrido en el defecto de inyección correspondiente, y/o que hubiese confirmado volúmenes de gas sin respetar las prioridades dispuestas en la presente resolución, y de la eventual aplicación al mismo del "Régimen de Penalidades" dispuesto en el ANEXO I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 939 del 4 de agosto de 2005, "Régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del Mercado 'Spot' de gas natural que opera en el ámbito del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG)".

Artículo 4º — Las prestatarias de servicios de distribución de gas natural correspondientes, deberán informar a esa transportista, con copia al MERCADO ELECTRONICO DE GAS S.A. (MEGSA) y a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, los volúmenes totales vigentes de "Reserva Mínima Inicial" (en adelante RMI) de estaciones de Gas Natural Comprimido, para cada Subzona de distribución y ruta de transporte, con periodicidad mensual o de mayor frecuencia (si las partes lo acordasen), informando los de cada mes, hasta el penúltimo día hábil del mes anterior. A esos efectos, las prestatarias de distribución deben respetar la calidad que el punto 4.2.17. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobado por el Decreto Nº 2255 del 2 de diciembre de 1992, le asigna a la

RMI originalmente otorgada a estaciones de GNC existentes a la fecha de vigencia del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004; y ello así, por efecto de las disposiciones de los artículos 23 y 24 de ese mismo Decreto.

Artículo 5º — Las prestatarias de distribución de gas natural por redes deberán informar a las transportistas y a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, los volúmenes agregados de Cantidades Máximas Diarias que corresponden a los contratos con "Nuevos Consumidores Directos" (acorde a la definición inscripta en los Artículos 1º y 9º de la presente resolución), para cada Subzona de distribución y ruta de transporte, con la misma periodicidad dispuesta en el artículo anterior.

Artículo 6º — El resto de la información necesaria para el cumplimiento de estas instrucciones debe obtenerse por los canales ya dispuestos a esos efectos; esto es, el envío de la información destinada a los Centros de Despacho de las transportistas y distribuidoras y entregada normalmente a los de las transportistas; y el envío de la información intercambiada habitualmente entre las transportistas y MERCADO ELECTRONICO DE GAS S.A. (MEGSA).

Artículo 7º — A efectos de la facturación de volúmenes de gas consumidos por estaciones de Gas Natural Comprimido (en adelante GNC), y a fin de que el monto efectivamente facturado coincida con el que resulte de las mediciones correspondientes y del añadido a esos volúmenes de los autorizados en concepto de consumo de combustible para el transporte de gas por ductos y mermas, acorde a los cuadros tarifarios vigentes en cada momento, deberá procederse como sigue:

a) Cada prestataria de servicios de distribución de gas por redes que presta servicios a estaciones de GNC deberá incluir en los registros correspondientes de MERCADO ELECTRONICO DE GAS S.A. (en adelante MEGSA) una entidad de información equivalente a una estación de GNC, de carácter virtual para cada ruta de transporte que alimente a cada una de sus Subzonas de distribución, que servirá a los meros efectos de la aplicación de este procedimiento.

b) Cada vendedor de gas natural destinado a estaciones de GNC deberá incluir en sus registros, que formen parte de la información que deba remitir periódicamente a las prestatarias de distribución, a las de transporte, a MEGSA y en su caso, a la DIRECCION GENERAL DE ADUANAS, dependiente de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, los correspondientes a las estaciones de GNC "virtuales" de cada prestataria de distribución.

c) Las diferencias que ocurrieren para cada período de facturación del gas entre (A) las solicitudes de gas realizadas por las prestatarias de distribución por cuenta y orden de estaciones de GNC a los proveedores (vendedores) de las estaciones de su Zona de distribución, y (B) los volúmenes que resulten de la suma de (i) los correspondientes a la efectiva medición de consumos de estaciones de GNC, para el mismo período de las mencionadas solicitudes, y (ii) los volúmenes autorizados para ese mismo período en concepto de consumo de combustible para el transporte de gas por ductos y mermas, acorde a los cuadros tarifarios vigentes en cada momento; deberán imputarse a la estación de GNC virtual correspondiente a la ruta de transporte, y Subzona de distribución de la prestataria de distribución que haya efectuado esas solicitudes de gas.

d) Esas diferencias podrán ser luego facturadas por los vendedores que hubiesen aceptado las solicitudes que resultaron en esas diferencias, a las prestatarias de distribución correspondientes. La facturación deberá realizarse al mismo precio que esté informado a MEGSA en el registro del contrato con cada estación de GNC para las cuales fueron realizadas las solicitudes que originaron esas diferencias. En su defecto, esas diferencias podrán ser compensadas, en circunstancias a acordar por las partes, mediante solicitudes realizadas por las prestatarias de distribución a los proveedores con los cuales cuenten acuerdos voluntarios de provisión de gas natural, debidamente inscriptos en MEGSA, en exceso de los volúmenes efectivamente consumidos por esas prestatarias, y a fin de generar diferencias que compensen a las originadas en la operatoria recién descripta. En tales casos, la mayor solicitud de gas de esas prestatarias a esos proveedores que la abastecen con acuerdos voluntarios, podrá facturarse a esas prestatarias en las mismas condiciones y a los mismos precios inscriptos en esos acuerdos voluntarios, para el período correspondiente.

Artículo 8º — A los fines de hacer uso de los derechos establecidos en los Artículos 3º, 4º y 7º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, concernientes a la utilización de las opciones incluidas en los arreglos de suministro de servicio que oportunamente se hubiesen registrado en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG), vigentes al momento de la firma del "Acuerdo", y por los que se había ya previsto la reducción del volumen firme o garantizado, en circunstancias también previstas en esos acuerdos registrados; las prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes deberán tener registradas esos arreglos de suministro bajo condiciones

identificables como correspondientes exclusivamente a las aplicables a “Nuevos Consumidores Directos”; o como correspondientes a los volúmenes a ser provistos por los productores y comercializadores alcanzados por las disposiciones de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004 y su reglamentación, a generadoras de electricidad para servicio público, alcanzados por las disposiciones de los apartados 2.1.iii y 5.1.iii del “Acuerdo” arriba definido.

Artículo 9º — La definición de “Nuevos Consumidores Directos” limita los volúmenes correspondientes a esos contratos, a aquellos acordados a vender a esos consumidores por efecto de las disposiciones de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, en tanto correspondientes a los volúmenes antes suministrados a prestatarias de distribución y luego a esos consumidores, por virtud de las disposiciones del “Acuerdo” arriba definido y de las demás disposiciones que lo reglamentan.

Artículo 10. — Los volúmenes provistos por los productores y comercializadores alcanzados por las disposiciones del “Acuerdo” arriba definido y su reglamentación, a generadoras de electricidad para servicio público, son aquellos definidos en los apartados 2.1.iii y 5.1.iii del “Acuerdo”.

Artículo 11. — Por efecto de las mencionadas disposiciones de los Artículos 3º; 4º y 7º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 23 de mayo de 2005, las prestatarias de distribución de gas natural por redes podrán utilizar al gas natural incluido en los acuerdos de suministro mencionados en el Artículo 8º de la presente resolución, y en tanto hubiesen sido registrados tal lo arriba descripto, en las mismas condiciones que lo hubiera hecho bajo el arreglo de suministro con el productor, vigente al momento de la firma del “Acuerdo” arriba mencionado; sea ello como resultado de la aplicación de un contrato entre partes o por las disposiciones contenidas en la Notas de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 426 de fecha 17 mayo de 2004 y del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Nº 2666/2004 y Nº 2667/2004, reglamentarias de las disposiciones de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 del 22 de abril de 2004. Las disposiciones de esas notas, referidas a la identificación de los volúmenes correspondientes a la columna “A” del Anexo II del “Acuerdo” y a las prioridades en la inyección de volúmenes de gas al sistema de transporte, y respecto de las entregas de esos volúmenes, quedan subsumidas en la presente resolución; y los conceptos incluidos en ellas, en su caso, reemplazados por los incluidos en la presente resolución. La definición de los volúmenes de gas natural correspondientes a la Columna “A” del Anexo II del mencionado “Acuerdo” corresponde, por lo tanto, a esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1341/06

Publicación Boletín Oficial N° 31006, del 6/10/2006

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 182/00; Res. SE 965/05; Dec. 2743/92; Dec. 1142/03; Ley 15.336; Ley 24.065.

> Reemplaza el Procedimiento Complementario para concretar las Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en quinientos kilovoltios (500 kv) dispuesto según Anexo I de la Resolución Secretaria de Energía N° 965 del 1° de septiembre de 2005.

BUENOS AIRES, 5 DE OCTUBRE DE 2006.

VISTO el Expediente N° S01:0324623/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que a los fines de generalizar el procedimiento que regula las AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR CONVOCATORIA ABIERTA A REALIZAR CON APORTES DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) se estima conveniente introducir modificaciones a la normativa correspondiente a efectos de contemplar la realización de las AMPLIACIONES POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF previstas en el TITULO IV del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que se hace necesario su implementación teniendo en cuenta el estado de avance de la Ampliación “Interconexión Eléctrica en Extra Alta Tensión (500 kV) COMAHUE - CUYO”

Que dadas las características particulares del esquema de financiamiento previsto en los llamados a CONVOCATORIA ABIERTA realizados por el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) para las Ampliaciones tipificadas por esta Secretaría como financiables desde dicho Fondo Fiduciario resulta necesario implementar ajustes en los procedimientos establecidos en el Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, y adecuar el procedimiento anexo a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 965 del 1° de septiembre de 2005.

Que la Ampliación antes referida fue tipificada como financiable desde el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 182 del 7 de julio de 2000 y sus modificatorias y complementarias.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley N° 15.336 y la Ley N° 24.065 y en el Artículo 12 del Decreto N° 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA,

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Reemplázase el PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) dispuesto según Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 965 del 1° de septiembre de 2005, por aquel que como Anexo I del presente acto forma parte integrante del mismo.

ARTICULO 2°.- En relación a los aportes que efectúe el Tesoro Nacional con destino al financiamiento de la Ampliación denominada Interconexión Eléctrica en Extra Alta Tensión (500 kV) COMAHUE – CUYO, los mismos tendrán el carácter de Aportes Financieros tal como se prevé en el Artículo 6°, apartado a) inciso i), punto II) del Procedimiento Complementario referido en el Artículo 1° del presente acto.

ARTICULO 3°.- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (E.N.R.E.).

ARTICULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)

ARTICULO 1°.- Las Ampliaciones desarrolladas en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se gestionarán mediante el procedimiento general contenido en el ANEXO I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, sea mediante la metodología de AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS como por CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF, con las adecuaciones que se establecen en el presente Procedimiento Complementario.

ARTICULO 2°.- Determínase de aplicación al presente Procedimiento Complementario las definiciones que se especifican a continuación:

AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS: Es el procedimiento de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión en el que el INICIADOR de la Ampliación asume la obligación de pagar, en forma proporcional a su PARTICIPACION en el CONTRATO DE PROMOCION, el total del monto de obra y, en función de ello, el INICIADOR tiene derecho a percibir, en idéntica proporción, los DERECHOS FINANCIEROS DEL TRANSPORTE.

AMPLIACION POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF: Es el procedimiento de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión a desarrollar según lo previsto en el inciso II del apartado f) del Artículo 3° del TITULO II del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, mediante el cual el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) actuará como INICIADOR de la Ampliación, asumiendo la obligación de pagar una parte del monto total por la construcción de la misma en concepto de PARTICIPACION, mientras que el saldo se financiará a partir de las Cuentas de Excedentes del Transporte (Fondos SALEX) y del aporte de los beneficiarios de dicha Ampliación.

ANTICIPOS: Son los anticipos de Canon efectuados al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION, a entregar por los INICIADORES durante la construcción de la Ampliación.

BENEFICIARIO NO INICIADOR: Es todo Agente o Participante del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con demanda o generación de energía eléctrica ubicada físicamente en el área de influencia de una AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS, haya sido o no INICIADOR de la misma, que con posterioridad a la firma del Contrato COM ha incrementado su demanda o generación de energía eléctrica, resultando identificado como tal por aplicación del método previsto en el Subanexo I del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, y como consecuencia de ello debe necesariamente adquirir derechos y obligaciones proporcionales a esos incrementos.

CANON ANUAL DE REFERENCIA: Es el valor económico anual del monto total de la inversión, inclusive ANTICIPOS, que se realice para la puesta en servicio de una Ampliación considerado en el plazo de amortización que se fije y la tasa que se especifique en los documentos licitatorios más el valor de la anualidad cotizada para el período que se inicia a partir de la puesta en servicio de la Ampliación. Este valor será utilizado a los fines de la comparación de ofertas y del recupero del costo de la Ampliación, en este último caso excluidos previamente los aportes provenientes de los Fondos SALEX.

CANON ANUAL MAXIMO ADMISIBLE: Es el CANON ANUAL DE REFERENCIA, obtenido como resultado de la Licitación Pública convocada para adjudicar el Contrato COM.

DERECHO FINANCIERO DE TRANSPORTE: Es el derecho del INICIADOR de una AMPLIACION POR ASIGNACION DE DERECHOS FINANCIEROS, o del FFTEF de percibir los Cargos por Congestión que se produzcan en la AMPLIACION, con relación a su PARTICIPACION en el pago del monto total por la construcción de la misma.

PARTICIPACION: Es el porcentaje de los pagos sobre el monto total por la construcción de la Ampliación que un INICIADOR se compromete a aportar. Dicha Participación le otorga la titularidad de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE y, el consecuente derecho a percibir en idéntica proporción a la de su PARTICIPACION, los Cargos por Congestión y, por otra parte, de corresponder, las PENALIDADES ESPECIALES pagadas por la TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION y a intervenir en la toma de decisiones del COMITE DE EJECUCION de la Ampliación.

TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION: Es la empresa titular del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento de la Ampliación (CONTRATO COM).

ARTICULO 3°.- Las Ampliaciones identificadas por esta Secretaría como integrantes del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) se concretarán mediante un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM). A efectos de su adjudicación, el Comité de Ejecución de la Ampliación llevará a cabo un proceso licitatorio cuyos documentos constitutivos incorporen los siguientes principios:

a) La selección del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION deberá efectuarse mediante una li citación pública cuyos términos se ajustarán a las cláusulas aplicables de la regulación contenida en el Título lll del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

b) Las licitaciones para seleccionar al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION utilizarán los siguientes criterios:

   i. Cotización por ítem separado a efectos de obtener:

      1.- El monto total a percibir por la Construcción de la Ampliación, pagadero mediante ANTICIPOS de Canon durante el plazo de obra según se establezca en los pliegos licitatorios correspondientes.

      2.- El monto anual a percibir por la Operación y Mantenimiento de la Ampliación, a cobrar mensualmente a partir de la puesta en servicio de la Ampliación y por un período a definir en dichos pliegos licitatorios.

   ii. Comparación de ofertas y adjudicación al mejor postor efectuada por el Comité de Ejecución utilizando el CANON ANUAL DE REFERENCIA, calculado para una tasa y un plazo que se especificará en los respectivos pliegos; a partir de la agregación de los conceptos cotizados según los apartados 1) y 2) precedentes.

c) El Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) determinará su forma de representación ante el Comité de Ejecución de la Ampliación.

d) Los documentos licitatorios deberán establecer que los pagos de ANTICIPOS al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION se corresponderán con hitos de la obra.

e) Los documentos licitatorios podrán también establecer la entrega de ANTICIPOS destinados a que el TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION efectúe pagos por suministros de equipos o componentes mayores de la Ampliación y/o servicios asociados a la construcción de la misma. Para el desembolso de los ANTICIPOS éste deberá haber puesto a disposición del Comité de Ejecución de la Ampliación las correspondientes garantías.

   La selección de proveedores, la adjudicación y la compra de dichos equipos o componentes, así como sus pagos totales o parciales, podrá haber sido realizada por los INICIADORES con anterioridad a la adjudicación de los trabajos al TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION, mediante procesos licitatorios independientes, actuando por cuenta y orden del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION. En este caso se deberán tomar los correspondientes recaudos a efectos de mantener la responsabilidad de la Ampliación en cabeza del TRANSPORTISTA DE LA AMPLIACION.

f) Para la etapa posterior a la habilitación comercial de la Ampliación, durante el Período de Amortización, la documentación licitatoria establecerá que la operación y mantenimiento de la Ampliación será concursada en los siguientes términos:

   i. En todos los casos, la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. podrá optar por ser contratada por el Contratista COM para la realización de la operación y mantenimiento de la Ampliación, entendiendo por tal al conjunto de la obra nueva, remunerada con un monto correspondiente al SESENTA POR CIENTO (60%) de los valores tarifarios previstos en el CONTRATO DE CONCESION de dicha Concesionaria hasta la primera Revisión Tarifaria Quinquenal luego de la habilitación comercial de la Ampliación. Para el lapso faltante hasta la siguiente Revisión Tarifaria Quinquenal y hasta la culminación del Período de Amortización, será remunerada a los valores regulados resultantes de dicha Revisión Tarifaria Quinquenal.

   ii. Si la o las propuestas de los candidatos a Transportista Independiente ofertaran valores inferiores a los referidos en el apartado i) anterior, la Concesionaria podrá optar por ser contratada por el Contratista COM, igualando la oferta más conveniente, para la realización de operación y mantenimiento de la Ampliación en los mismos términos referidos en el apartado i) precedente.

g) Si el CONTRATO COM se hubiere suscrito con una Sociedad Autorizada y los documentos licitatorios dispusieren, dentro de un determinado plazo contado a partir de la habilitación comercial de la Ampliación, la transferencia de las acciones de esa Sociedad Autorizada a la Concesionaria de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. y si al fin del período de amortización del CONTRATO COM, la Sociedad Autorizada y la Concesionaria de Transporte antes referida decidieran fusionarse, esa fusión no requerirá de una autorización específica del ENRE.

ARTICULO 4°.- Los pagos que se efectúen al adjudicatario de la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Ampliación (CONTRATISTA COM) serán asignados de la siguiente manera:

a) Los INICIADORES de la Ampliación estarán obligados a pagar los montos correspondientes al apartado i.1) del inciso b) del Artículo 3° del presente PROCEDIMIENTO.

b) Los pagos resultantes de las obligaciones previstas en el apartado i.2) del inciso b) del Artículo 3° del presente PROCEDIMIENTO serán abonados por el conjunto de los usuarios de la Ampliación, sean éstos INICIADORES o no, en los términos del inciso 6, titulado REGIMEN TARIFARIO PARA LOS USUARIOS DEL TRANSPORTE EXISTENTE, del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS o sus modificatorias. El pago de ese monto será garantizado mediante el Criterio de Proporcionalidad del MEM, según se describe en el CAPITULO 5: FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION de LOS PROCEDIMIENTOS, administrado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 5°.- Para la aplicación de las previsiones del CAPITULO IV del Título III del Anexo I del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, se deberá entender que el Canon Anual definido en el ARTICULO 24 de dicho Anexo se hará igual al Canon Anual de Referencia calculado siguiendo lo previsto en el apartado ii) del inciso b) del Artículo 3° del presente PROCEDIMIENTO, utilizando exclusivamente los montos contemplados en el apartado i.1) del inciso b) de dicho Artículo 3°, no correspondiendo el pago de suma adicional alguna.

ARTICULO 6°.- En relación con las exigencias contenidas en el TITULO IV del Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, se deberá entender lo siguiente:

a) Toda Convocatoria Abierta iniciada por el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) en relación con una AMPLIACION POR CONCURSO PUBLICO CON APORTES DEL FFTEF se tratará como se prevé en el apartado II del inciso f) del artículo 3° del Anexo I del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, resultando de ello lo siguiente:

   i. Existirán dos tipos de aportes, I) Aportes Firmes comprometidos como ANTICIPOS, es decir a desembolsar durante el lapso de obra que darán lugar a DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE y II) aportes financieros a desembolsar durante el mismo lapso que se prevé recuperar por la metodología prevista en el apartado 7.2 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS luego de la puesta en operación comercial de la Ampliación.

      En consecuencia existirán dos tipos de beneficiarios de la Ampliación, los BENEFICIARIOS NO INICIADORES a tratar según la metodología prevista en el Subanexo I del Anexo I del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y los Beneficiarios de la Ampliación a tratar según el apartado 7.2 del Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS citado más arriba.

      Los aportes financieros no otorgarán representación para las votaciones en la Audiencia Pública establecida en el Artículo 11 de la Ley N° 24.065, ya que esos votos corresponderán a los Beneficiarios de la Ampliación que deberán solventar su reintegro.

   ii. A los efectos de las votaciones de los Aportes Firmes, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) considerará que tanto los Aportes Firmes del FFTEF como todos los demás Aportes Firmes comprometidos como ANTICIPOS votarán por la afirmativa. Para el cálculo de las participaciones de dichos Aportes Firmes comprometidos como ANTICIPOS éstas se determinarán como relativas al Monto Total estimado para la construcción de las obras establecido en el Pliego Licitatorio más el valor presente de los costos de operación y mantenimiento de la Ampliación, descontado de los aportes de las Cuentas de Excedentes del Transporte (Fondos SALEX), tal como se detalla en el apartado iv) siguiente.

   iii. Respecto a las votaciones correspondientes a los Beneficiarios de la Ampliación, sus participaciones serán determinadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) según la metodología consignada en el apartado 7.1 del Anexo 18 de Los Procedimientos. El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá considerar a dichas

participaciones como relativas al Monto Total estimado para la construcción de las obras establecido en el Pliego Licitatorio más el valor presente de los costos de operación y mantenimiento de la Ampliación, descontado de los aportes de las Cuentas de Excedentes del Transporte (Fondos SALEX), de igual forma que lo indicado en el apartado anterior.

Con antecedencia no menor a TREINTA (30) días a la oportunidad de la Audiencia Pública, los potenciales Beneficiarios de la Ampliación deberán ser informados por el ENRE del monto de tales participaciones a efectos de que éstos puedan realizar sus correspondientes evaluaciones y determinar su posición en la votación.

iv. A los efectos de determinar el valor presente y la anualidad indicados en los puntos precedentes se utilizará la tasa y Período de Amortización indicados en el punto b) inciso iii) siguiente.

v. Como se indicó, los Aportes Firmes efectuados por el FFTEF, así como los demás Aportes Firmes comprometidos como ANTICIPOS, darán lugar a DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE a su favor en razón de su compromiso firme de pago, mientras que tanto los aportes de los Fondos SALEX, en virtud de su carácter y destino así como los pagos efectuados por los Beneficiarios de la Ampliación en los términos del apartado 7.2 del Anexo 18 de Los Procedimientos, no darán lugar a tales Derechos.

vi. En el marco de este procedimiento sólo considerará la existencia de Propuestas de Participación de tipo Firme, por lo que no serán admitidas Propuestas de Participación de tipo No Firme.

b) Atendiendo a la necesidad de proveer al pago de ANTICIPOS de Canon, en razón de las dificultades de financiamiento encontradas para la concreción de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, resulta necesario el concurso de otros actores que aporten los fondos requeridos durante el plazo de obra, para su posterior recuperación, debido a lo cual:

i. Esos aportes financieros no darán origen a DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE.

ii. Los aportes financieros efectuados por tales actores destinados a solventar el pago de los ANTICIPOS, se prevé serán recuperados de los Beneficiarios de la Ampliación en cuotas mensuales mediante el procedimiento o método previsto en el apartado 7.2 del Anexo 18 de Los Procedimientos.

iii. Para la determinación de dichas cuotas se calculará la correspondiente anualidad considerando que el Período de Amortización de la Ampliación no podrá ser inferior a DIEZ (10) años. Por su parte, la tasa de interés a considerar será propuesta por dichos actores y aprobada por el ENRE con antecedencia suficiente a la fecha prevista para la Audiencia Pública. Estos pagos no comprenden los cargos por operación y mantenimiento de la Ampliación que corresponda que deberán adicionarse para determinar el total a pagar.

c) La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) será oportunamente instruida por esta Secretaría sobre las cuentas en las que deberá:

i. Depositar el recupero de los aportes financieros destinados a solventar el pago de los ANTICIPOS.

ii. Depositar los producidos de los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1344/06

Publicación Boletín Oficial N° 31010, 12/10/2006

Citas Legales: Res. MPFIPyS 183/04; Res. MPFIPyS 197/05; Res. SE 146/02; Res. SE 105/04; Res. SE 181/05; Res. SE 2022/05; Res. SE 669/06; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 1142/03

Instruye a CAMMESA a suscribir en los términos del art.3° de la Res.SE 2022/05, los documentos contractuales necesarios con PETROLEOS DE VENEZUELA SA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oil destinado a la Generación de Energía Eléctrica en Centrales Térmicas de la República Argentina. Instruye a CAMMESA a realizar bajo los términos dispuestos por la Res. SE 669/06 el llamado a Licitación para las adquisiciones de Fuel Oil y Gas Oil. Instruye la aplicación de los art.7 al 10 de la Res.SE 181/05. Habilita a CAMMESA a la contratación del transporte fluvial y terrestre para el transporte de Fuel Oil y Gas Oil.

BUENOS AIRES, 10 DE OCTUBRE DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0031273/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que ante la escasez de oferta de gas natural para Centrales Térmicas acaecida en el año 2004, a los efectos de evitar riesgos de desabastecimiento y afectación de la seguridad y calidad habituales del sistema eléctrico, el PODER EJECUTIVO NACIONAL, rubricó el Convenio Integral de Cooperación entre la REPUBLICA ARGENTINA y la REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscripto en la Ciudad de CARACAS el 6 de abril de 2004, acordando en el mismo la provisión, para el Mercado Argentino, de Fuel Oíl y Gas Oíl por parte de PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) cuando así se requiriera, en los términos definidos en el Anexo I de dicho Convenio, con destino a suplir la escasez de Gas Natural para uso industrial para la generación de energía eléctrica.

Que, mediante el ADDENDUM Nº 4 suscripto con fecha 1º de febrero de 2005, se ha decidido prorrogar, durante toda la extensión del período de vigencia del Convenio citado, la metodología establecida para el suministro de combustibles líquidos por parte de PDVSA según lo pautado en el Anexo I del referido Convenio.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tanto en su Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 183 del 14 de abril de 2004, como en la Resolución MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 197 del 17 de febrero de 2005, ha dado intervención a esta SECRETARIA DE ENERGIA para que coordine y atienda la operatoria necesaria para la adquisición del combustible líquido, en los volúmenes y plazos comprometidos en los referidos Convenio y Acta, estableciendo los términos y condiciones en que se llevará a cabo, previendo la calidad y seguridad en el suministro de los volúmenes de los combustibles ya indicados y permitiendo la más eficiente utilización de estos recursos.

Que conforme las instrucciones impartidas por el mencionado Ministerio, esta SECRETARIA DE ENERGIA, a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005, reglamentó los términos y condiciones en que se deben llevar a cabo las adquisiciones de Fuel Oil destinado al abastecimiento de dicho combustible a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA, bajo el Convenio Integral aludido.

Que en este marco, se dictó también la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 669 del 10 de mayo de 2006, a través de la cual se instruyó a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, en los términos del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil, complementando el adquirido a través del Convenio antes citado.

Que la asignación a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de la gestión de abastecimiento de Fuel Oil de última instancia a los generadores térmicos, ha permitido asegurar las condiciones habituales de seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica, puesto en riesgo por la falta de gas para generación eléctrica, al actuar dicha Compañía como un vínculo eficiente entre las necesidades de combustible líquido originadas por el despacho eléctrico y la falta de disponibilidad del mismo para las unidades generadoras a ser despachadas.

Que, a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 146 del 23 de octubre de 2002, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 105 del 27 de enero de 2004, se estableció un programa de asistencia financiera para la ejecución de mantenimientos extraordinarios y/o de gran envergadura en el

parque generador, dando sustentabilidad a la actividad de generación de energía eléctrica hasta la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), dando cumplimiento de los preceptuado en la Ley Nº 24.065.

Que la experiencia recogida en la implementación del citado programa, ha demostrado que resulta una herramienta idónea para la concreción de los objetivos propuestos, resultando conveniente extender el alcance de la operatoria implementada a través de la mencionada normativa, procurando la concreción de obras que permitan aumentar la disponibilidad de combustibles para generación de energía eléctrica, principalmente de aquellos sustitutivos del Gas Natural.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a suscribir, en los términos del Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, los documentos contractuales necesarios con la Empresa Estatal PETROLEOS DE VENEZUELA SOCIEDAD ANONIMA (PDVSA) para el suministro de Fuel Oíl destinado a la generación de energía eléctrica en centrales térmicas de la REPUBLICA ARGENTINA, bajo las condiciones definidas en el Anexo I del CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA ARGENTINA Y LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA suscrito el 6 abril de 2004, y su ADDENDUM Nº 4, ampliatoria de fecha 1º de febrero de 2005, y por hasta el volumen máximo contratable establecido en el referido Anexo I.

A estos efectos esa Compañía deberá tener en cuenta las especificaciones (características técnicas, volúmenes y destinos) utilizadas para la contratación realizada para el año 2006 y enviar previamente a esta SECRETARIA DE ENERGIA el contenido propuesto de dichos documentos para su aprobación.

ARTICULO 2º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, bajo los términos dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 669 del 10 de mayo de 2006, el llamado a licitación para las adquisiciones de Fuel Oil y Gas Oil que sean consignadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA, destinadas al abastecimiento de esos combustibles a centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de la REPUBLICA ARGENTINA.

En lo que respecta a la ejecución de los respectivos concursos, el plazo establecido Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 669 del 10 de mayo de 2006 deberá contarse a partir de la notificación a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de los volúmenes a licitar conforme lo establecido en el Artículo 3º de la presente norma.

ARTICULO 3º — Esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre la oportunidad, volúmenes y destinos de la licitación de Fuel Oil a realizar en los términos del artículo precedente, debiendo introducir al Pliego de Bases y Condiciones anexo a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 669 del 10 de mayo de 2006, las modificaciones que sea menester con el objeto de adecuarlo a estas condiciones, y a la necesidad del efectivo abastecimiento en tiempo de las diferentes centrales.

Asimismo, esta SECRETARIA DE ENERGIA remitirá oportunamente el Pliego de Bases y Condiciones para la contratación de la provisión de Gas Oil, como así también los volúmenes y destinos de tal adquisición, valiendo a esos efectos todo lo estipulado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 669 del 10 de mayo de 2006 en tanto no se contraponga, o haya sido modificado por, lo dispuesto en la presente norma.

ARTICULO 4º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar, bajo los términos dispuesto en el Artículo 4º y concordantes de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005, el llamado a presentación de ofertas para la locación de capacidad de almacenamiento de Fuel Oíl que le sea consignada por esta SECRETARIA DE ENERGIA. A tales efectos se instruye a esa Compañía a introducir al Pliego de Bases y Condiciones, obrante como Anexo II de la referida norma, las modificaciones que sea

menester con el objeto de adecuarlo a las condiciones que le sean instruidas por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a aplicar en cuanto corresponda, los mecanismos establecidos en los Artículos 7º, 8º, 9º y 10 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005 para la administración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de los volúmenes de combustibles adquiridos a través de la presente resolución.

ARTICULO 6º — Habilítase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a la contratación de transporte fluvial y terrestre para el transporte de Fuel Oil y Gas Oil, desde los depósitos contratados en los términos la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005 y las centrales de generación de destino. A tal efecto deberá realizar un concurso de precios y remitir los resultados a esta SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación.

ARTICULO 7º — La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre el origen de los fondos y las sumas adicionales que fuere necesario asignar a la Cuenta Especial “COMBUSTIBLE DE ULTIMA INSTANCIA” creada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 181 de fecha 23 de febrero de 2005, con el objeto de honrar los compromisos asumidos en el marco de los documentos suscriptos conforme lo establecido en la presente resolución, y en función de los requerimientos de ese Organismo de los montos involucrados y su devengamiento en el tiempo.

ARTICULO 8º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, en un plazo máximo de TREINTA (30) días corridos contados a partir de la publicación de esta resolución en el Boletín Oficial, las necesidades previstas de Fuel Oil y Gas Oil para todo el año 2007 en cada una de las centrales generadoras del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 9º — Extiéndese el alcance de la operatoria implementada a través de la resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 146 del 23 de octubre de 2002, modificada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 105 del 27 de enero de 2004, a la concreción de obras que permitan aumentar la disponibilidad de combustibles alternativos al Gas Natural para generación de energía eléctrica, entre las que se cuentan, sin limitarse a ello: la construcción, ampliación, reparación, remodelación y/o rehabilitación de depósitos, instalaciones de descarga de combustible, muelles y vías de acceso a las centrales, ductos de transporte de combustible, etc.

A estos efectos, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá aplicar la metodología definida para la FINANCIACION ANTICIPADA DE MANTENIMIENTOS MAYORES O EXTRAORDINARIOS con las siguientes modificaciones:

- Porcentaje del costo de las obras que se solicita financiar. Los Agentes Generadores podrán requerir la financiación de hasta la totalidad de los costos que demande este tipo de obras.
- Período de gracia: Para iniciar el reintegro de los fondos adelantados, los Agentes podrán solicitar hasta un máximo de VEINTICUATRO (24) meses contados desde la fecha de entrega de los montos solicitados en préstamo.
- Período para el reintegro de los recursos solicitados: Los Agentes Generadores podrán solicitar hasta un máximo de TREINTA Y SEIS (36) meses. Excepcionalmente, en función de la magnitud de las obras y las sumas involucradas, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá otorgar una prolongación del mismo hasta totalizar un plazo de CUARENTA Y OCHO (48) meses para la devolución del financiamiento otorgado.
- Información a presentar por el Agente: Consistirá de un estudio que acredite el incremento obtenido en la capacidad de gestión de los combustibles alternativos al Gas Natural y su impacto sobre la disponibilidad de las unidades de la central, derivado de las obras a ser financiadas a través de este mecanismo.
- Condiciones particulares de financiación requeridas: En el caso que el Agente solicitante entienda que las características del proyecto sean tales que no permitan el repago de la financiación requerida con los ingresos por venta de energía en los plazos establecidos en el presente artículo, sin poner en riesgo su estabilidad económica y/o financiera; éste deberá incluir en su solicitud un informe detallado en el que se justifiquen las condiciones particulares y la financiación solicitadas, indicando los plazos de gracia y de pago y la tasa que harían rentable al proyecto, así como una evaluación de costo/beneficios del mismo.

ARTICULO 10. — Establécese que el origen de los recursos a ser utilizados para el prefinanciamiento dispuesto en el artículo precedente será determinado por esta SECRETARIA DE ENERGIA, teniendo en consideración los montos requeridos y su recuperación en el tiempo.

ARTICULO 11. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester con el objeto de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 12. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1434/06

Publicación Boletín Oficial N° 31015, del 20/10/06

Citas Legales: Res. SE 950/04; Dec. 1142/03; Ley 15.336; Ley 24.065;

Modificación de la Resolución Nº 950/2004, en relación con la constitución de un Fondo para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural Destinado a la Generación de Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 18 DE OCTUBRE DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0348200/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la situación en el abastecimiento de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica detectada a principios del año 2003, agravó la desadaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y de los precios que del mismo resultan.

Que dado que compete a esta SECRETARIA DE ENERGIA el desarrollar y poner en práctica una Política Energética armónica, que compatibilice la operatoria de los sectores de Energía Eléctrica con los de Gas Natural, en particular, e Hidrocarburos en general, razonable en el actual contexto económico-financiero, se consideró oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige tanto en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como para la provisión de Gas Natural para Generación de Energía Eléctrica, estimulando la disponibilidad del producto y la posibilidad de su contratación por parte de los Generadores, y creando instrumentos regulatorios que viabilicen la participación del sector generación en los Concursos Abiertos para Ampliaciones de la Capacidad de Transporte Firme de Gas Natural.

Que en tal entendimiento la SECRETARIA DE ENERGIA constituyó, a través de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004, un fondo para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural Destinados a la Generación de Energía Eléctrica, cuyo objeto exclusivo es la contratación de transporte firme de gas natural y la adquisición de gas natural, ambas, con destino a la generación de energía eléctrica y con el propósito final de estabilizar el precio de la energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que por no tratarse de un fondo independiente y distinto al FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sino de una subcuenta de éste, coadyuvante a su finalidad, corresponde aclarar mediante la terminología precisa y adecuada la calificación del fondo y el cargo creado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004, de modo acorde a su efectiva naturaleza manteniendo expresamente establecido que los recursos que lo integran son, el cargo que de modo transitorio se aplique sobre compras que realicen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los Agentes demandantes y las Demandas de Exportación, los que pueda proveer la capacidad de transporte firme de gas natural que se venda y la venta de gas natural que se lleve a cabo, y los recursos que se obtengan en el marco de programas de crédito.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 2º, inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese, con carácter aclaratorio, el texto del Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004, por el siguiente:

"ARTICULO 1º — Constitúyese el Fondo para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural Destinado a la Generación de Energía Eléctrica, cuyo objeto exclusivo es la contratación de transporte firme de gas natural y la adquisición de gas natural, ambas con destino a la generación de energía eléctrica en orden a la estabilización de precios y readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

El Fondo operará como una subcuenta del FONDO DE ESTABILIZACION, bajo la administración del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), y podrá integrarse adicionalmente por los siguientes recursos, entre otros:

a) un cargo transitorio a aplicar sobre compras que realicen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los Agentes Demandantes y las demandas de Exportación, con independencia de los contratos en el Mercado a Término suscriptos para su abastecimiento;

b) los pagos que realicen los Agentes Generadores por uso de la capacidad de transporte y/o compras de gas natural objeto de esta operatoria;

c) los recursos que se obtengan por reventa de la capacidad de transporte y/o de gas natural objeto de esta operatoria;

d) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales."

Art. 2º — Sustitúyense, con carácter aclaratorio, en el texto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004, las expresiones "Fondo Fiduciario" y "cargo tarifario" por las de "Fondo" y "cargo transitorio", respectivamente, conforme al nuevo texto del Artículo 1º dispuesto en el artículo precedente.

En virtud del carácter aclaratorio de la presente, las sustituciones dispuestas en los Artículos 1º y 2º de la presente medida deben entenderse vigentes desde la entrada en vigencia de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 950 de fecha 17 de septiembre de 2004, y abarcan la totalidad de los actos llevados a cabo sobre la base de su dictado.

Art. 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1577/06

Publicación Boletín Oficial N° 31033, del 15/11/06

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 93/04; Res. SE 1434/04; Res. SE 1676/04; Res. SE 276/06; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03; Ley 15.336

Apruébase Reprogramación Trimestral Definitiva agosto – octubre 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

BUENOS AIRES, 9 DE NOVIEMBRE DE 2006.

VISTO el Expediente N° S01:0279501/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA la Reprogramación Trimestral Definitiva para agosto – octubre 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que, como esta SECRETARIA DE ENERGIA ha señalado previamente, si bien resulta necesario conciliar los Precios Estacionales a sancionar con los reales Precios “Spot” Horarios existentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), es también indispensable que dichos Precios Estacionales, a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sean compatibles con la capacidad de pago con que, se entiende, cuentan los distintos estratos sociales y económicos de la demanda.

Que, consecuentemente, esta SECRETARIA DE ENERGIA juzga necesario mantener el nivel de precios existente a la fecha, a excepción los que deben abonar las demandas de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) comprendidas en la categoría c) del Artículo 19 de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 93 de fecha 26 de enero de 2004, postergando a un futuro el ajuste de los correspondientes al resto de la demanda.

Que con tal objeto y en vistas del estado de situación de las cuentas del FONDO DE ESTABILIZACION, resulta conveniente adecuar el valor de los cargos asociados a los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) a aplicar a las referidas demandas para que las mismas abonen, al menos, los costos incurridos anualmente para abastecerlas.

Que deberá también compatibilizarse los costos que pagará dicha demanda con los que abonan los Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM); los que a futuro se estacionalizarán mientras dure la desadaptación del Mercado.

Que, por otro lado, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 276 de fecha 1° de marzo de 2006, definió como fecha de vinculación de la REGION ELECTRICA PATAGONICA SUR con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), la correspondiente a habilitación comercial de la Línea de Alta Tensión en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (LAT 500 kV) entre las Estaciones Transformadoras de Choele Choel y de Puerto Madryn, hecho que en la práctica se produjo el pasado 1° de marzo de 2006.

Que conforme la resolución citada en el considerando precedente, esta SECRETARIA DE ENERGIA debe instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a la metodología a emplear para la integración de los saldos existentes en los fondos y cuentas del Mercado que desaparece, a los del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la situación relativa de aportes del fondo unificado al fondo de estabilización para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) ha sido muy superior a la del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), que a su vez los precios estacionales de energía en este último han sido superiores a los del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en este sentido, se ha observado una marcada dispersión de costos entre los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) que se registraran, hasta su vinculación, en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que dichos sobrecostos implican un cambio brusco en las condiciones en las que operaba el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

Que, por lo tanto, se visualiza conveniente gradualizar la incorporación de dichos cargos, tanto en los precios estacionales, como en los precios mensuales a aplicar a las demandas al “Spot”.

Que resulta conveniente continuar con el seguimiento mensual del estado del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral Definitiva agosto – octubre 2006 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2006, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 2º.- Dispónese la aplicación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como así también los factores, precios y cargos adicionales a los mismos para el período comprendido entre el 1º de agosto y el 31 de octubre de 2006, los establecidos por las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1.434 de fecha 7 de diciembre de 2004 y Nº 1.676 de fecha 23 de diciembre de 2004, con excepción de aquellos que se definen en los artículos siguientes de la presente resolución.

ARTICULO 3°.- Establécese que a partir de la Reprogramación Trimestral de Invierno 2006, las demandas ubicadas en la REGION ELECTRICA PATAGONIA SUR del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), correspondientes a Grandes Usuarios y Autogeneradores abonarán el cargo mensual por Sobrecosto Transitorio de Despacho calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) afectado por los siguientes coeficientes:

Período	Agosto ‘06-Julio ‘07	Agosto ‘07-Julio ‘08	Agosto ‘08-Julio ‘09	Agosto ‘09-Julio ‘10
Coeficiente	0,125	0,250	0,500	0,750

ARTICULO 4º.- Para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, tienen validez y aplicación lo establecido en el Artículo 11 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1676 de fecha 23 de diciembre de 2004.

ARTICULO 5º.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que mensualmente remita un Informe detallando el Estado y Evolución prevista del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), considerando los Precios Estacionales vigentes.

ARTICULO 6º.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 7º.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

ARTICULO 8°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel CAMERON.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1624/06

No publicada en Boletín Oficial

Establécese que, a los efectos de la determinación de las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, deberá considerarse a la demanda de energía y potencia efectivamente abastecida a la Planta Industrial de Agua Pesada del Gran Usuario Mayor Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería Sociedad del Estado, destinada al proceso de fabricación de Agua Pesada para la Central Nuclear Atucha II, como un consumo interno de las centrales de Embalse y Atucha I.

BUENOS AIRES, 16 DE NOVIEMBRE DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0396338/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 14 del Decreto Nº 1.085 de fecha 23 de agosto de 2006 dispuso, con carácter de excepción, que la energía eléctrica requerida para el proceso de fabricación del agua pesada para la CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II a realizarse en la PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA ubicada en la Localidad de ARROYITO, Provincia del NEUQUÉN, se considera parte de un proceso de autoproducción, generada en las centrales de NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA para ser utilizada en la PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA y sin su ingreso en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA con excepción del proceso de transporte.

Que en el citado artículo se instruye a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS dictar las normas que sean necesarias para implementar lo allí dispuesto.

Que por Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 127 de fecha 10 de febrero de 2004, se autorizó el reingreso como agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, de la EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA SOCIEDAD DEL ESTADO, en la condición de GRAN USUARIO MAYOR, para su PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA ubicada en la Localidad de ARROYITO, Provincia del NEUQUÉN, a partir de la fecha de dictado de dicha resolución, ajustándose al cumplimiento de la normativa vigente.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y del Artículo 14 del Decreto Nº 1.085 de fecha 23 de agosto de 2006.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Establécese que, a los efectos de la determinación de las transacciones económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, deberá considerarse a la demanda de energía y potencia efectivamente abastecida a la PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA del GRAN USUARIO MAYOR EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA SOCIEDAD DEL ESTADO, destinada al proceso de fabricación del agua pesada para la CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II, como un consumo interno de las centrales de EMBALSE y ATUCHA I, ambas pertenecientes a NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, valorizado a los precios que correspondan a la localización real de la PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA.

En relación a los cargos por conexión, complementarios y por ampliaciones del sistema de transporte que correspondan abonar al GRAN USUARIO MAYOR EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA SOCIEDAD DEL ESTADO, los mismos se determinarán con prescindencia de lo establecido en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 2º.- Instrúyese a EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA SOCIEDAD DEL ESTADO a informar, junto con los datos requeridos para cada Programación Estacional, Reprogramación Trimestral y, de resultar necesario, en cada Programación Semanal y/o Diaria, los consumos de energía y

potencia que LA PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA destinará exclusivamente al proceso de fabricación del agua pesada para la CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II, en cada período a programar.

ARTÍCULO 3º.- Lo dispuesto en la presente resolución será de aplicación a partir del día 1º de noviembre de 2006 y hasta tanto la EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA SOCIEDAD DEL ESTADO comunique fehacientemente a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA la finalización del proceso de fabricación del agua pesada para la CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II, realizada en la PLANTA INDUSTRIAL DE AGUA PESADA.

ARTÍCULO 4°.- Facúltase al señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester con el objeto de interactuar con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA y a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 5°.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA a NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA y a la EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA SOCIEDAD DEL ESTADO.

ARTÍCULO 6°.- Regístrese, comuníquese y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1780/06

Publicación Boletín Oficial N° 31.053, del 14/12/06

Citas Legales: Res. SE 948/05, Decreto 634/03, Decreto 1142/03.

> *Establécese un régimen de excepción de la operatoria contemplada por la Resolución Nº 406/2003, para la obtención del reconocimiento de los mayores costos de parte de aquellos generadores que pudiesen demostrar que la metodología implementada no les permite cubrir sus costos de operación y mantenimientos mínimos.*

BUENOS AIRES, 13 DE DICIEMBRE DE 2006.

VISTO el Expediente S01:0143056/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que en las actuaciones mencionadas en el Visto fue dictada la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, sancionada en virtud de las facultades conferidas por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Que a través de la misma se buscó minimizar los riesgos de desabastecimiento, así como favorecer que las empresas comprometidas con el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cubrieran mínimamente los costos requeridos para la operación y el mantenimiento, ajustando transitoriamente el mecanismo de pago, no desconociendo la acreencia de quienes proveyeron el producto, pero sí buscando evitar, ante la realidad de que los recursos recaudados pudieran resultar insuficientes para afrontar la totalidad de las acreencias, que algunos productores debieran parar sus plantas por no poder cubrir sus costos de operación, si se aplicara el criterio de proporcionalidad que existiera previo al dictado de dicha Resolución.

Que por su parte, la Resolución de mención contempló, para aquellas centrales de generación eléctrica que no pudieran cubrir sus costos mínimos de operación y mantenimiento mediante el mecanismo allí implementado, la posibilidad de solicitar el saldo necesario para el cubrimiento de los mismos.

Que en ese sentido, el Artículo 5º, Segundo Párrafo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, establece: “Aquellas empresas que no cubran sus costos mínimos de operación y mantenimiento, deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un informe fundando sus reales costos, los cuales podrán ser auditados por dicho Organismo en caso de existir dudas o discrepancias. Una vez aceptados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los mismos deberán ser elevados a la SECRETARIA DE ENERGIA para su eventual aprobación”.

Que a fojas 250/1 de las actuaciones de mención, se encuentra agregada una Nota de la empresa HIDROELECTRICA RIO HONDO S.A. en la cual indica, entre otras consideraciones, que a partir de la implementación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, este Organismo le ha venido reconociendo los costos reales presentados y auditados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Asimismo, expresa que la operatoria de tener que presentar mensualmente la declaración de costos, el posterior informe del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y su aprobación por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA, importa un dispendio de actividad administrativa que podría ser asignada a otros propósitos.

Que las notas particulares que presenta el grupo de generadores cuya potencia instalada resulta ser igual o menor a CIEN MEGAVATIOS (100 MW), además de las razones expresadas por la empresa generadora en la nota premencionada, han dejado demostrada la necesidad y conveniencia de contar con un régimen de excepción de la operatoria contemplada para la obtención del reconocimiento de los mayores costos de parte de aquellos generadores que pudiesen demostrar que la metodología implementada no les permite cubrir sus costos de operación y mantenimiento mínimos, siempre y cuando hayan cumplido al menos en DOS (2) oportunidades con dicha operatoria.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º — Exceptúase del régimen establecido por el Artículo 5º, Segundo Párrafo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 para la obtención del reconocimiento de los mayores costos de parte de aquellos generadores que pudiesen demostrar que la metodología implementada no les permite cubrir sus costos mínimos de operación y mantenimiento, a los generadores cuya potencia instalada resulte ser igual o menor a CIEN MEGAVATIOS (100 MW), y que hayan cumplido al menos en DOS (2) oportunidades con dicho procedimiento.

Art. 2º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 3º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1782/06

Publicación Boletín Oficial N° 31.055, del 18/12/2006. ESTA NORMA SALIO PUBLICADA NUEVAMENTE EN EL BOLETIN OFICIAL DE FECHA 19/12/2006

Citas Legales: Dec. 1142/03; Ley 15.336; Dec. 432/82; Res. SE 126/03

Habilítase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía de jurisdicción provincial o municipal a ofrecer al OED la operación de unidades de generación que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en "Los Procedimientos".

BUENOS AIRES, 15 DE DICIEMBRE DE 2006

VISTO el Expediente Nº S01:0454012/2006 MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, el crecimiento sostenido de la demanda de energía resultante de la recuperación de la economía en los últimos años, hacen imprescindible adoptar ciertas medidas tendientes a incrementar la oferta eléctrica en el corto plazo y a acotar el costo que para la comunidad representa el COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA (CENS).

Que en el ámbito de algunos Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal existen unidades de generación que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”.

Que las características técnicas de las citadas unidades de generación hacen que su despacho se requiera exclusivamente ante situaciones excepcionales, no afectando por ello la operación ni remuneración del resto de las unidades generadoras del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

Que por ello se considera conveniente habilitar transitoriamente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a requerir la operación de las citadas unidades de generación.

Que, asimismo, corresponde establecer las condiciones técnicas y económicas bajo las cuales operarán estas unidades, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Habilítase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la operación de unidades de generación que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”. El citado ofrecimiento debe llevar consigo el compromiso de los correspondientes Prestadores de mantener disponibles dichas unidades hasta el 31 de diciembre de 2008. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) evaluará la conveniencia de incorporar esas máquinas al despacho e informará a la SECRETARIA DE ENERGIA qué maquinas se incluyen en esta operatoria, las que se considerarán habilitadas precariamente para su operación comercial en el marco de esta resolución.

Artículo 2º- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) requerirá la operación de las unidades incluidas en la operatoria dispuesta por la presente resolución ante situaciones que considere excepcionales. Siendo de aplicación para este caso lo normado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 126 del 31 de julio de 2003.

Artículo 3º- Establécese que las máquinas involucradas, cuando sean convocadas, recibirán una remuneración igual a la de otras máquinas similares que operan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). A estos efectos sus propietarios deberán declarar los Costos Variables de Producción (CVP) de dichas unidades conforme la normativa vigente.

Artículo 4º- Establécese que, a todos los efectos de la aplicación de la presente resolución, no se modifican los puntos de vinculación de los Prestadores involucrados con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Con relación a las transacciones económicas de los Prestadores involucrados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá descontar de la demanda registrada en sus puntos de vinculación, la generación producida que haya sido requerida en los términos de la presente resolución.

Asimismo, el control del factor de potencia de los Prestadores involucrados en sus puntos de vinculación con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA se realizará con prescindencia de lo establecido en la presente resolución.

Artículo 5º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a acordar con los Prestadores involucrados los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas. Ineludiblemente se deberán auditar los consumos específicos de las centrales involucradas.

Artículo 6º- Establécese que en casos excepcionales la Secretaria de Energía podrá autorizar una operatoria especial, en base a información preliminar del parque generador, en la medida que esté debidamente fundamentada la situación, y sin modificar las responsabilidades que cada área de distribución tiene respecto de su abastecimiento.

Artículo 7º- Habilítase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar todas las inspecciones y auditorías necesarias a los efectos de controlar la correcta aplicación de la presente resolución.

Artículo 8º- La presente resolución tendrá vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2008.

Artículo 9º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 11. Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

NOTA SEE Nº 334/16

Archivo PDF

NO-2018-01828525-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2018-05813418-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2019-38575668-APN-SSME-MHA

Archivo.pdf

NO-2019-05155673-APN-SRRYME-MHA

Archivo.pdf

NO-2020-03330485-APN-SE-MDP

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN MPFIPyS 1784/2006

Publicación Boletín Oficial N° 31032, del 14/11/2006,

Citas Legales: Res. SE 1281/06; Res.- MPFIPyS 2000/05; Dec. 601/02; Dec. 1142/03; Dec. 1283/03

Ratifica Resolución S.E. Nº 1281 de fecha 04 de septiembre de 2006 por la que se establece el Servicio de Energía Plus.

BUENOS AIRES, 7 DE NOVIEMBRE DE 2006.

VISTO el Expediente S01:0325179/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que resulta responsabilidad del ESTADO NACIONAL en los términos del Artículo 2º y concordantes de la Ley Nº 24.065, velar adecuadamente por los derechos de los usuarios y promover la competitividad del mercado de producción y demanda eléctrica, garantizándose el suministro de la energía a los usuarios en las actuales condiciones de crecimiento de la demanda, dado el crecimiento económico y productivo del país.

Que conforme a lo establecido en el Artículo 10 de la Resolución Nº 1281 de fecha 04 de septiembre de 2006 de SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se han impartido directivas a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELETRICO S.A. (CAMMESA) a través de las Notas S.E. Nº 1374 de fecha 27 de octubre de 2006, Nº 1375 de fecha 31 de octubre de 2006, y Nº 1408 de fecha 06 de noviembre de 2006, a fin de establecer la adecuada implementación del Servicio de Energía Plus.

Que en tal sentido, a través de la primera de las notas mencionadas se establecieron los “Criterios para la Implementación de la Resolución S.E. Nº 1281/2006”, por los cuales se establecen los procedimientos de aplicación del Servicio de Energía Plus.

Que asimismo, por la Nota S.E. Nº 1375 de fecha 31 de octubre de 2006, se dispuso que en el mismo plazo previsto por la Nota S.E. Nº 1374 de fecha 27 de octubre de 2006, se informen las características técnicas que deberán cumplir los Sistemas de Medición.

Que finalmente, por la Nota S.E. Nº 1408 de fecha 06 de noviembre de 2006, se dispuso redefinir los plazos en los que CAMMESA debe informar las características técnicas que deberán cumplir los Sistemas de Medición, dar inicio a la implementación de los “Criterios para la Implementación de la Resolución S.E. Nº 1281 /2006” a partir del 08 de noviembre de 2006, dejar sin efecto el inciso i) del Apartado 6) del Anexo V - Servicio Energía Plus, y las distintas aclaraciones reglamentarias de los “Criterios para la Implementación de la Resolución S.E. Nº 1281 /2006”.

Que, atento a compartir el SEÑOR MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS los criterios aplicados por la SECRETARIA DE ENERGIA, organismo actuante en el ámbito de su competencia, corresponde ratificar en función de los establecido por el Artículo 10 de la Resolución S.E. Nº 1281 de fecha 04 de septiembre de 2006, lo actuado por el Señor Secretario de Energía a través de las Notas S.E. Nº 1374 de fecha 27 de octubre de 2006, Nº 1375 de fecha 31 de octubre de 2006, y Nº 1408 de fecha 06 de noviembre de 2006; como así también la fecha de inicio de la aplicación de los “Criterios para la Implementación de la Resolución S.E. Nº 1281/2006” a partir del día 08 de noviembre de 2006.

Que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención correspondiente en virtud de lo establecido por la Resolución M.P.F.I.P. y S. Nº 2000 de fecha 19 de diciembre de 2005, no teniendo objeciones que formular al respecto.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención de su competencia en virtud de lo dispuesto por el artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto Nº 1283 de fecha 24 de mayo de 2003, el Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003 y el Artículo 2º del Decreto Nº 601 de fecha 11 de abril de 2002.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Ratifíquese la Resolución S.E. Nº 1281 de fecha 04 de septiembre de 2006 por la que se establece el Servicio de Energía Plus.

ARTICULO 2°.- Ratifíquense las instrucciones impartidas por la Secretaría de Energía a través de las Notas S.E. Nº 1374 de de fecha 27 de octubre de 2006, Nº 1375 de fecha 31 de octubre de 2006, y Nº 1408 de fecha 06 de noviembre de 2006 por las que se implementan los “Criterios para la Implementación de la Resolución S.E. Nº 1281/2006”, y la fecha de inicio de la aplicación de los mismos.

ARTICULO 3°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

ARTICULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Arq. Julio M. DE VIDO.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 1886/06

Publicación Boletín Oficial N° 31.066, del 04/01/07

Citas Legales: Res. MPFIPyS 208/2004; Res. SE 265/04; Res. SE 659/2004; Res. SE 712/04; Res. SE 1427/04; Res. SE 3/05; Res. SE 622/05; Res. SE 663/05; Res. SE 751/05; Res. SE 752/05; Res. SE 1193/05; Res. SE 1866/05; 1868/05; Res. SE 2019/05; Res. SE 171/06; Dec. 1738/92; Dec. 2255/92; Dec. 951/95; Dec. 180/2004; Dec. 181/2004; Dec. 1142/2003; Ley 17.319; Ley 24.076

Gas Natural. Prorrógase el régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas previsto en la Res.SE 752/05.

BUENOS AIRES, 28 DE DICIEMBRE DE 2006.

VISTO el Expediente Nº S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076, el Decreto Nº 1738 del 18 de septiembre de 1992, el Decreto Nº 951 del 6 de julio de 1995, el Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004, y las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 265 del 24 de marzo de 2004, Nº 659 del 17 de junio de 2004 y Nº 752 del 12 de mayo de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que resulta de interés general y constituye una necesidad fundamental asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6º de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076.

Que por el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, se facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA, previo asesoramiento del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, ambos dependientes del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para disponer las medidas que considere necesarias para evitar que el sistema de gas natural alcance una situación de crisis de abastecimiento o genere este tipo de situaciones sobre otro servicio público.

Que en base a lo indicado precedentemente, entre otras medidas adoptadas por la SECRETARIA DE ENERGIA, se han dictado las Resoluciones Nº 265 del 24 de marzo de 2004, Nº 659 del 17 de junio de 2004 y Nº 752 del 12 de mayo de 2005, mediante las cuales se pusieron en vigencia distintos instrumentos, a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento del mismo y de garantizar la prioridad del mercado interno, consagrada en el marco legal antes citado.

Que el Artículo 5º del Decreto Nº 181 de fecha 13 de febrero de 2004, facultó a la SECRETARIA DE ENERGIA, a suscribir el ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (en adelante, el ACUERDO), cuya firma se concretó el 2 de abril de 2004; y que fue luego homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208 de fecha 21 de abril de 2004.

Que en el ACUERDO antes señalado, las empresas productoras de hidrocarburos firmantes del mismo (en adelante los PRODUCTORES), comprometieron determinados volúmenes de gas para abastecer los consumos no interrumpibles de las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes y los consumos de centrales de generación de electricidad abastecidos mediante el transporte de las mencionadas prestatarias, cuando el destino de la generación es el servicio público de provisión de energía eléctrica.

Que de la lectura del Punto 4. B) del ACUERDO suscripto entre la SECRETARIA DE ENERGIA y los PRODUCTORES, surge que el denominado MECANISMO DE PROTECCION PARA LOS NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL consiste en la aplicación de precios de venta de gas natural a esos consumidores, y en los Puntos de Ingreso del Sistema de Transporte, que no superarán los que surgen de aplicar, a los precios vigentes en mayo de 2001, los procedimientos de ajuste expuestos en el Anexo I-a de ese mismo ACUERDO.

Que a fin de preservar la utilidad de los objetivos perseguidos en ese ACUERDO, la SECRETARIA DE ENERGIA, con el dictado de la Resolución Nº 752 del 12 de mayo de 2005, estableció mecanismos adicionales de protección en beneficio de distintos grupos de consumidores y, en general, de todos aquellos que vayan a adquirir gas natural sin la intervención de las prestatarias de los servicios de distribución de gas por redes, que aseguren que esos consumidores del mercado interno puedan tener acceso a disponer de gas natural mediante adquisiciones a precios que, en condiciones de contratación similares en lo referente a plazos y estacionalidad, sean comparables, en el punto de ingreso a los sistemas de transporte, a los

pagados por los que adquieran gas natural argentino desde otros países, netos de la incidencia de impuestos a la exportación o importación del fluido.

Que en este sentido, y con el objeto de incrementar las herramientas al alcance de los usuarios para asegurarse el abastecimiento de gas natural, se diseñó e implementó, a través de los Artículos 18, 19, 20, 21, 22 y subsiguientes y concordantes de la Resolución Nº 752 del 12 de mayo de 2005, de la SECRETARIA DE ENERGIA, un régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas para permitir a los usuarios realizar ofertas de compras de gas natural, aplicable tanto a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS que necesiten cantidades adicionales a las recibidas mediante los mecanismos previstos en el ACUERDO, como para todos aquellos Usuarios Directos (definición de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992), que requieran gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte y estén dispuestos a contratar ese suministro en condiciones asimilables a las que caracterizan al Mercado a Término de Largo Plazo de gas natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, y a pagar por el gas así contratado precios no menores a los recién mencionados.

Que mediante dicho régimen, se ha podido identificar fehacientemente la demanda de gas natural no cubierta por contratos a término que desea abastecerse del fluido en esas condiciones; y el mismo se ha mostrado idóneo y eficaz para asegurar la provisión de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte a los usuarios que, habiendo realizado ofertas irrevocables de compra de gas natural en las mencionadas condiciones no obtuvieron respuesta de ningún PRODUCTOR a las mismas, y que tal objetivo se logró a través de la asignación de volúmenes de gas requeridos a los productores exportadores como Inyección Adicional Permanente, siguiendo los principios de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 659 del 17 de junio de 2004.

Que la vigencia del ACUERDO y del ESQUEMA DE NORMALIZACION contenido en el mismo, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2006, mientras que el MECANISMO DE PROTECCION dispuesto en el Artículo 5º y en el Anexo I-a integrante del ACUERDO, aplicable a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS, a los CONSUMIDORES INDUSTRIALES y a los GENERADORES expiró el 31 de julio de 2005.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ha propulsado la construcción de dos Centrales de Generación de Energía Eléctrica, Ciclo Combinado, con más las obras conexas necesarias para el abastecimiento de la demanda de ese fluido, a través del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (en adelante FONINVEMEM).

Que en tal sentido y, entre otras medidas, se han dictado las Resoluciones Nº 712 del 12 de julio de 2004, Nº 1427 del 6 de diciembre de 2004, Nº 3 del 5 de enero de 2005, Nº 622 del 6 de abril de 2005, Nº 663 del 19 de abril de 2005, Nº 751 del 12 de mayo de 2005, Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005, Nº 1868 del 1º de diciembre de 2005, Nº 2019 del 21 de diciembre de 2005, todas ellas de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que mediante la Resolución Nº 171 del 16 de febrero de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se consideró adecuado a la normativa aplicable al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) incluido el Acuerdo aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 del 7 de octubre de 2005, el texto de los Estatutos Sociales de TERMOELECTRICA GENERAL BELGRANO SOCIEDAD ANONIMA y TERMOELECTRICA GENERAL SAN MARTIN SOCIEDAD ANONIMA.

Que asimismo se ha completado el proceso por el cual se ha dado inicio a la ejecución de las obras para la construcción de las Centrales TERMOELECTRICA GENERAL BELGRANO SOCIEDAD ANONIMA y TERMOELECTRICA GENERAL SAN MARTIN SOCIEDAD ANONIMA, emprendimientos cuya finalización y puesta en marcha resultan necesarios para asegurar la prestación del servicio público de electricidad, y que se ubicarán en cercanías de Campana Provincia de BUENOS AIRES, y Timbúes Provincia de SANTA FE, respectivamente.

Que se han tomado los recaudos de modo tal que las mencionadas Centrales de Generación de Energía Eléctrica cuenten, a su debido momento, con la capacidad de transporte necesaria para asegurar la provisión del suministro de gas natural, imprescindible para su funcionamiento, en los lugares de sus respectivas localizaciones.

Que por la falta de un acompañamiento adecuado de la oferta de gas natural con los requerimientos de la demanda interna, se ha debido apelar en forma continua y creciente a la utilización de mecanismos institucionales para garantizar la prioridad del abastecimiento del mercado interno, conforme a lo establecido en el marco legal vigente.

Que prorrogar la vigencia del régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas no implica, necesariamente, la utilización de dicho instrumento sino contar con la disponibilidad inmediata del mismo en caso de ser requerido.

Que por lo tanto y frente a la existencia de volúmenes de Inyección Adicional Permanente, que resultan de la falta de respuesta completa a la demanda del mercado interno de gas natural, corresponde prorrogar la vigencia del régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas que finaliza el próximo 31 de diciembre de 2006, conforme al Artículo 29 de la Resolución Nº 752 del 12 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, por un plazo de DIEZ (10) años.

Que asimismo corresponde dejar habilitada la instancia, a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, de suspender la continuidad del mencionado régimen con anterioridad al vencimiento del plazo indicado en el considerando precedente, si se verificaran condiciones de abastecimiento del mercado interno que permitan garantizar la satisfacción de los requerimientos de la demanda interna de gas natural.

Que por lo expuesto, atento a la mayor eficiencia en la utilización de un recurso no renovable, y en la eventualidad de tener que efectuar asignaciones de volúmenes de gas natural mediante el mecanismo de Inyección Adicional Permanente, se deberá dar prioridad a los requerimientos de las centrales indicadas, para el momento en que las mismas se encuentran en operación y funcionamiento, por encima de cualquier otro requerimiento.

Que el Artículo 6º de la Ley Nº 17.319 estableció que el PODER EJECUTIVO NACIONAL permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades del internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.

Que el Artículo 97 de la Ley Nº 17.319 estableció que la aplicación de la mencionada ley es competencia de la SECRETARIA DE ENERGIA, con las excepciones que se especifican en el Artículo 98 de la misma, donde se detallan las materias que competen, en forma privativa, al PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que entre las excepciones que determina el Artículo 98 de la Ley Nº 17.319, no se encuentran, en ningún caso, las cuestiones vinculadas a asegurar la prioridad del abastecimiento del mercado interno.

Que el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076, fijó que las exportaciones de gas natural deberán ser autorizadas, en cada caso, por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que el Decreto Nº 951 del 6 de julio de 1995, delegó en la SECRETARIA DE ENERGIA la facultad de aprobar o rechazar solicitudes de exportación de gas natural y de dictar normas complementarias, en su carácter de organismo técnico por antonomasia y por Autoridad de Aplicación de la Ley Nº 17.319.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6º de la Ley Nº 17.319, el Artículo 3º de la Ley Nº 24.076, y su reglamentación, el Artículo 3º del Anexo I del Decreto Nº 1738 del 18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto Nº 951 del 6 de julio de 1995, y el Artículo 31 del Decreto Nº 180 del 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Prorrógase el régimen de Ofertas Irrevocables estandarizadas previsto en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 752 del 12 de mayo de 2005, hasta el 31 de diciembre de 2016.

ARTICULO 2°.- Facúltase a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a suspender la continuidad del régimen Ofertas Irrevocables estandarizadas señalado, con anterioridad a la fecha indicada en el Artículo precedente, en el caso en que se verifiquen condiciones de abastecimiento del mercado interno, ya sea por el diseño y puesta en vigencia de nuevos instrumentos normativos y/o por la celebración y aplicación de acuerdos y/o por el descubrimiento y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos, que permitan garantizar la satisfacción de los requerimientos de la demanda interna de gas natural.

ARTICULO 3°.- Instrúyese a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ante la eventualidad de tener que efectuar asignaciones de volúmenes de gas natural mediante el mecanismo de Inyección Adicional Permanente, a dar prioridad a los requerimientos de las Centrales TERMOELECTRICA GENERAL BELGRANO SOCIEDAD ANONIMA y TERMOELECTRICA GENERAL SAN MARTIN SOCIEDAD ANONIMA, para el momento en que las mismas se encuentran en operación y funcionamiento, por encima de cualquier otro requerimiento de Inyección Adicional Permanente.

ARTICULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

Normativa del Año 2007

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 76/07

Sustitúyase el texto del numeral 5.4 del Anexo 13 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS).

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 220/07

Habilítase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que hasta la fecha no sean agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 223/07

Sustituyese en el texto de la resolución secretaria de energía nº 1875/2005, la expresión “fondo fiduciario obras resolución secretaria de energía nº 1/2003”, por “fondo obras resolución secretaria de energía nº 1/2003”. Alcances.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 564/07

Instruye al OED a convocar a los agentes privados acreedores del MEM, a manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica del MEM (FONINVEMEM), mediante el aporte del 50% del total de las liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir durante el periodo enero a diciembre de 2007 inclusive.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 599/07

Gas Natural. Homológase la propuesta para el acuerdo con productores de Gas Natural 2007-2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 824/07

Documentos Licitatorios a elaborar por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) para el concurso de la Ampliación Interconexión NOA –NEA. Definiciones.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 832/07

Modificación de la Resolución N° 1341/2006, en relación con la Ampliación denominada Interconexión Eléctrica en Extra Alta Tensión en Quinientos Kilovoltios (500 Kv) Comahue - Cuyo.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1037/07

Programa de uso racional de la Energía Eléctrica. Determina que los fondos a los que alude el Art.12 del anexo i de la res. Se 745/05 (ver nota b-29344), serán destinados por Edenor al fondo de estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1836/07

MEM. Resuélvese instruir a CAMMESA, a suscribir con ENARSA los contratos de Abastecimiento MEM correspondientes a los emplazamientos que la S.E comunicará específicamente.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1838/07

Cobro de cargos adicionales y pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del citado Programa. Determínase que dichos recursos, a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745/2005, serán destinados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 409/07

Establece una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la RES ENARGAS 3689/07, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo hasta el 31/12/07. Instruye al ENARGAS. La presente resolución entra en vigencia a partir de su publicación en el boletín oficial.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 459/07

Crease el programa de energía total en el ámbito del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, el cual tendrá como objetivo incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica, el que tendrá una duración de 90 días.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 76/07

Publicación Boletín Oficial N° 31069, del 09/01/2007

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/03

Sustitúyase el texto del numeral 5.4 del Anexo 13 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS).

BUENOS AIRES, 8 DE ENERO DE 2007.

VISTO el Expediente Nº S01:0437013/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica como consecuencia de la recuperación de la economía a nivel nacional ha generado la necesidad de una mayor y continúa disponibilidad y utilización de la infraestructura eléctrica del país.

Que por ello, resulta necesario acompañar el crecimiento de la economía y, consecuentemente, del consumo eléctrico por medio de incentivos adecuados a la actividad de generación eléctrica a fin de contar con la mayor cantidad de unidades disponibles.

Que, asimismo, resulta conveniente que la disponibilidad de unidades de generación de energía eléctrica de respaldo de la creciente demanda incluya aquellas que tengan la posibilidad de utilizar combustibles alternativos al gas natural y a los combustibles líquidos.

Que el Anexo 13 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho

de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) define el Precio de Referencia del carbón en relación con el precio del combustible sustituto a igualdad calórica, de tal forma, considera como combustible sustituto el Fuel Oil para los meses comprendidos en el Período Estacional de Invierno y el gas natural para el Período Estacional de Verano.

Que a los efectos de establecer un Precio de Referencia de carbón a consumir en una central de generación que permita una utilización más eficiente de los combustibles afectados a la producción de energía eléctrica, resulta conveniente establecer un valor de referencia, consistente con los precios del combustible que sustituye durante todo el año.

Que tal como surge de estas actuaciones y de la experiencia recogida en estos últimos años, el valor del carbón mineral está fuertemente influenciado por el precio internacional del petróleo crudo y por la alta volatilizad del precio del flete, motivado por la expansión de los mercados de Asia del Este. Por otra parte, también se corrobora la circunstancia que el precio de carbón acomoda su valor levemente por debajo de combustibles alternativos, principalmente el Fuel Oil en el orden del NOVENTA POR CIENTO (90%) de éste en el Período Estacional de invierno y en un OCHENTA y SIETE POR CIENTO (87%) en el Período Estacional de Verano.

Que a dichos fines resulta conducente establecer un Precio de Referencia de carbón que resulte de adoptar el NOVENTA POR CIENTO (90%) y el OCHENTA Y SIETE POR CIENTO (87%), durante el Período Estacional de Invierno y el Período Estacional de Verano respectivamente, del precio de Fuel Oil fijado por el Anexo 13 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS).

Que la Dirección Nacional de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención a los efectos de su competencia según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE

Artículo 1º — Sustitúyase el texto del numeral 5.4 del Anexo 13 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 con sus modificatorias y complementarias, por el siguiente:

"5.4. PRECIOS DE REFERENCIA DEL CARBON.

Se define el Precio de Referencia del carbón como un porcentaje del Precio de Referencia del combustible considerado que sustituye a igualdad calórica, estableciéndose como combustible sustituto el Fuel Oil, siendo el porcentaje referido del NOVENTA POR CIENTO (90%) entre mayo y octubre y del OCHENTA Y SIETE POR CIENTO (87%) entre noviembre y abril."

Artículo 2º — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 3º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 220/07

Publicación Boletín Oficial N° 31078, del 22/01/2007

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 406/03; Res. SE 2022/05; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/2003; Ley 15.336; Ley 25.561; Ley 26.077

> Habilítase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que hasta la fecha no sean agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

BUENOS AIRES, 18 DE ENERO DE 2007.

VISTO el Expediente Nº S01:0010312/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 24.065, 25.561 y 26.077, y

CONSIDERANDO:

Que como se explicitara en la Ley Nº 24.065, dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, se incluye, además de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, el de alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que en las actuales circunstancias, para dar un nuevo impulso al ingreso de nueva oferta energética, resulta conveniente aprestar las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o los que pretendan serlo, para la instalación de nueva oferta de generación.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995 y de lo dispuesto por el Artículo 1º Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Habilítase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, no sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante “CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM”.

ARTICULO 2°.- Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, todos aquellos proyectos de instalación de generación adicional en los que participe el Estado Nacional, ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determine, cuya habilitación comercial se produzca con posterioridad a la fecha de publicación de la presente resolución conforme los términos dispuestos en el artículo anterior, con excepción de la potencia que esté comprometida como respaldo de Contratos de Abastecimiento, de Exportación, de Disponibilidad de Potencia o de cualquier otro tipo o servicio, en donde se haya comprometido la disponibilidad de potencia al cubrimiento de dichos Contratos.

ARTICULO 3°.- Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM tendrán las siguientes características:

a) Vigencia: DIEZ (10) años o un plazo inferior que establezca excepcionalmente esta SECRETARIA DE ENERGIA.

b) Parte Vendedora: el Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta haya sido aprobada por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

c) Parte Compradora: El MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto, representado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado “Spot” de dicho Mercado a Precio Estacional. En ese sentido, dicha Compañía actuará en los

términos establecidos en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005.

d) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

e) El punto de entrega de la energía y potencia contratada será el Centro de Cargas del Sistema (CCS).

f) Incluirán un régimen de sanciones por incumplimiento, función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

g) Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM generarán en la medida que resulten despachadas por COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4°.- Todas aquellas ofertas de disponibilidad de generación adicional que pretendan la celebración de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM en el marco de esta norma, deberán presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA los proyectos de inversión respectivos, adjuntando la siguiente información:

a) La/s unidad/es a ser habilitada/s y que asumirá/ n el compromiso.

b) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/ es habilitada/s que asumirá/n el compromiso.

c) Duración ofertada del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM.

d) Período de vigencia de la oferta.

e) La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado en MEGAVATIOS (MW) (disponibilidad). Esta SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer valores límites a la potencia comprometida.

f) La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables y, en particular, los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.

g) La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

En base a la información remitida, esta SECRETARIA DE ENERGIA evaluará las ofertas presentadas e instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre aquellas que resulten aceptadas para su contratación, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables aceptados a ser reconocidos en el contrato de abastecimiento a suscribir por la operación del equipamiento comprometido. Junto con dicha instrucción, esta SECRETARIA DE ENERGIA remitirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) el texto del contrato a suscribir, como así también la metodología a implementar para su inclusión en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Asimismo, a los fines de la evaluación de las ofertas, esta SECRETARIA DE ENERGIA, podrá solicitar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la realización de todos los estudios técnicos necesarios para verificar que el aporte de energía proveniente de la nueva capacidad sea conveniente para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad del sistema en su conjunto.

ARTICULO 5°.- Establécese que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología que se defina en el respectivo contrato.

Los referidos costos podrán ser revisados por esta SECRETARIA DE ENERGIA cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM.

Los agentes Distribuidores y/o Prestadores de dicha función del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que abonen sus compras en el Mercado “Spot” a Precio Estacional, abonarán el precio ofertado en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM a través de dichos precios estacionales.

La potencia y energía entregadas horariamente en el Mercado “Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), por sobre las comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM y no estén afectados a respaldar otros contratos del Mercado a Término, serán remuneradas según lo establecido en el apartado 3.5 “Remuneración a Generadores” del Capítulo 3 de “Los Procedimientos” y demás normativa concordante.

ARTICULO 6°.- Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) deberá emitir la documentación comercial que resulte necesaria para la realización de la facturación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM, así como realizar las adecuaciones que resulten pertinentes sobre todas aquellas cuestiones transaccionales u operativas que fueren menester.

ARTICULO 7°.- Establécese que los Agentes Generadores que hayan suscripto CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM deberán cumplir, en función de sus características técnicas, con todos los requisitos establecidos en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá adecuar dichos requerimientos en caso de ser necesario.

En este contexto, estos Agentes Generadores deberán declarar los Costos Variables de Producción (CVP) y Valores del Agua (VA) de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM de acuerdo a la metodología vigente y a los máximos costos que fueren reconocidos en los términos de la presente norma.

ARTICULO 8°.- Establécese que, en tanto sea de aplicación la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, las obligaciones de pago derivadas del presente CONTRATO, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del artículo 4º de esta resolución.

En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

ARTICULO 9°.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 223/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.085, del 31/01/2007

Citas Legales: Res. SE 1875/05; Res. SE 1/03; Res. SE 821/06; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 86/03; Dec. 1142/03; Ley 15.336; Dec. 186/95

> Sustituyese en el texto de la Res. S.E Nº 1875/2005, la expresión “fondo fiduciario obras resolución secretaria de energía nº 1/2003”, por “fondo obras resolución secretaria de energía nº 1/2003”. Alcances.

Bs. As., 26/1/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0195160/2005 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 extendió el carácter de "Obras para Satisfacer Requerimientos Mínimos de Seguridad de Abastecimiento", establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 de fecha 2 de enero de 2003, a la ampliación de redes de subtransmisión identificada como "INTERCONEXION EN DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 Kv) ENTRE LA ESTACION TRANSFORMADORA COSTANERA Y LA ESTACION TRANSFORMADORA PUERTO NUEVO CON LA ESTACION TRANSFORMADORA MALAVER", a desarrollarse en el ámbito de concesión de distribución de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.).

Que debido a la perentoria necesidad de contar con la obra a los fines de atender el verificado y persistente aumento de la demanda de energía eléctrica, urge instrumentar las acciones pertinentes para alcanzar la máxima utilización de la generación existente y garantizar el abastecimiento presente y futuro.

Que un análisis de !os requerimientos de fondos en función del plazo de ejecución de la obra para cubrir las necesidades de financiamiento dentro de un normal desenvolvimiento de la ampliación en cuestión, permite considerar pertinente el inicio de los trabajos mediante la utilización del SETENTA POR CIENTO (70%) del costo total de las obras a ser financiado desde la Cuenta o Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, denominadas Cuentas SALEX, del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que no estén actualmente asignadas a otros destinos.

Que teniendo en cuenta que las erogaciones requeridas se relacionan en parte con insumos de origen externo sujetos al riesgo de volatilidad de precios y tasas de cambio, se considera necesario para garantizar una adecuada evolución de los trabajos que los eventuales desfasajes en el flujo de caja de la obra tengan asegurada una adecuada cobertura.

Que el estado de desadaptación del sistema eléctrico aún vigente ha determinado la decisión del ESTADO NACIONAL de ejecutar la obra objeto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005.

Que el ESTADO NACIONAL, al poner en vigencia operatorias como las establecidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 de fecha 2 de enero de 2003 y sus modificatorias, y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 821 de fecha 13 de junio de 2006, reconoce la necesidad de asumir la responsabilidad, subsidiaria pero indelegable, de ser el garante de última instancia en la realización de las inversiones imprescindibles para atender la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, dónde y cuándo no son promovidas por el sector privado, sin implicar por ello la liberación ni traslación de las obligaciones de las transportistas y los distribuidores.

Que coherentemente con el trámite previsto en oportunidad con los emprendimientos llevados a cabo por las operatorias definidas por las resoluciones arriba señaladas, la presencia del ESTADO NACIONAL, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, teniendo en cuenta su papel fundamental e intransferible de representar el interés general de la Nación y el de sus habitantes, hace innecesario un acto suplementario, especial y explícito que otorgue a las ampliaciones de las redes eléctricas definidas y aprobadas por la SECRETARIA DE ENERGIA mediante actos como los derivados de la aplicación específica de las resoluciones citadas en el considerando precedente, la Certificación de Conveniencia y Necesidad Pública que prevé el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica ANEXO 16 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992, modificada por Resolución

SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 y sus demás modificatorias y ampliatorias.

Que no obstante, en aquellas ampliaciones donde la naturaleza y extensión de las mismas, al implicar afectación ambiental de espacios públicos, como la obra autorizada mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 afecta los de la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES y de los municipios de VICENTE LOPEZ y SAN MARTIN de la Provincia de BUENOS AIRES, se hace meritoria la celebración de una Audiencia Pública, con alcance sobre los aspectos ambientales y de seguridad pública, a los fines de dar la debida transparencia y difusión de su Impacto Ambiental, recabando las observaciones y aportes superadores que en este sentido puedan presentarse a través de tal acto público.

Que en consecuencia, y a los fines de preservar los debidos principios de economía administrativa, especialización y eficiencia, la SECRETARIA DE ENERGIA entiende que la celebración de las audiencias públicas para recoger las opiniones de las partes interesadas en los aspectos ambientales de las obras habilitadas por las operatorias referidas, encuentra su ámbito más apropiado en el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que en tal sentido, y con relación a la obra de marras, el Departamento Ambiental del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) evaluó, en base al proyecto básico de la Ampliación controlado por la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", creada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 de fecha 30 de enero de 2003, en adelante la "COMISION", el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental (EIA) elaborado por la Distribuidora EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) de acuerdo a los lineamientos establecidos por la reglamentación vigente, dictaminando dicho Departamento que no presenta objeciones al mismo, sin perjuicio de instruir una serie de verificaciones adicionales sobre las trazas propuestas.

Que en iguales términos, y en los temas de su competencia, se expidió el Departamento de Seguridad Pública del mismo organismo.

Que por consiguiente los Departamentos citados no presentan óbice alguno para la convocatoria a la Audiencia Pública que evalúe los aspectos ambientales y de seguridad pública de la ampliación de redes de subtransmisión identificada como "INTERCONEXION EN DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 KV) ENTRE LA ESTACION TRANSFORMADORA COSTANERA Y LA ESTACION TRANSFORMADORA PUERTO NUEVO CON LA ESTACION TRANSFORMADORA MALAVER".

Que asimismo, ante el escenario de ampliaciones previstas en los sistemas de transmisión y subtransmisión de las regiones del NEA, LITORAL y GBA que en conjunto redundan en mayores aportes de potencia de cortocircuito sobre las barras de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 KV) de las estaciones transformadoras en el ámbito de concesión de distribución de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), se hace necesario hacer las verificaciones que correspondan a los fines de confirmar que la incorporación de la ampliación señalada en el considerando precedente no resulta en una situación de superación de la capacidad de los niveles admitidos por los equipamientos, que no pueda ser subsanada mediante la adopción de esquemas operativos factibles y no degradantes de la confiabilidad de suministro, hasta tanto puedan ser completadas las renovaciones y/o reemplazos de los equipamientos correspondientes.

Que en virtud de la efectiva naturaleza del fondo mencionado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005, y a efectos de aclarar mediante la terminología precisa y adecuada la calificación del mismo, esta Secretaría considera oportuno y conveniente cambiar la expresión "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", por "FONDO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003".

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEL MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 36 y 37 de la Ley Nº 15.336, por los Artículos 35 y 85 de la Ley Nº 24.065 y por los Artículos 6º y 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese en el texto de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005, la expresión "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", por "FONDO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003".

La citada sustitución será extensiva a todos los actos ejecutados o que se lleven a cabo en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005.

Art. 2º — Establécese que en caso que se verifiquen desfasajes financieros en el flujo de caja entre débitos y créditos en el "FONDO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003" correspondiente a la obra habilitada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 1º, producto del diferimiento de las transferencias previstas en el Artículo 9º inciso b) de la misma norma y que pudieran afectar el normal desarrollo de su avance, la SECRETARIA DE ENERGIA adoptará las acciones pertinentes que tengan por objeto viabilizar el financiamiento remanente. Los aportes que pudieran resultar de dichas acciones deberán ser restituidos en su totalidad a través de ajustes sobre los cargos establecidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 9º, dentro en un plazo de amortización de OCHO (8) períodos trimestrales estacionales contados a partir de la entrada en vigencia de la fuente de financiamiento señalada en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 9º inciso b), con más la tasa promedio mensual de las colocaciones de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a tasa nominal anual, equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por las operaciones financieras del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Art. 3º — Establécese que los créditos que le correspondan a los Agentes Distribuidores "Contratistas" EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) por los servicios a ser prestados en la obra habilitada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 1º, a establecerse y formalizarse en el contrato a ser suscrito por éstos con la SECRETARIA DE ENERGIA, de acuerdo a los términos establecidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 4º, serán computados dentro de los créditos referidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 12.

Art. 4º — Derógase el Artículo 18 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005.

Art. 5º — Requiérese del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la convocatoria a la mayor brevedad a una Audiencia Pública a los efectos de tratar, con alcance exclusivo, los aspectos ambientales y de seguridad pública de la obra objeto del presente acto, y que informe sus resultados a esta SECRETARIA DE ENERGIA para su posterior tratamiento.

Art. 6º — Instrúyase a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003", creada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 86 de fecha 30 de enero de 2003, que como extensión de las asignaciones e instrucciones impartidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 3º, y en virtud de las previsiones establecidas por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 972 de fecha 28 de julio de 2006 en su Artículo 15, lleve a cabo las acciones pertinentes a los efectos de confirmar que la ampliación habilitada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1875 de fecha 5 de diciembre de 2005 en su Artículo 1º no resulta en una situación de superación de la capacidad de los niveles admitidos de potencia de cortocircuito por los equipamientos de las barras de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTS (220 KV) correspondientes a las Estaciones Transformadoras presentes en el ámbito de concesión de distribución de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), que no pueda ser subsanada mediante la adopción de esquemas operativos factibles y no degradantes de la confiabilidad de suministro. En caso de verificase tal situación, la "COMISION DE OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1/2003" deberá identificar las obras necesarias para su resolución, e informar a esta SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) al respecto.

Art. 7º — Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), a la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, y a los MUNICIPIOS de VICENTE LOPEZ y SAN MARTIN de la PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

Art. 8º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 564/07

Publicación Boletín Oficial N° 31167, del 01/06/2007

Citas Legales: Res. SE 406/03; Res. SE 1427/04; Res. SE 3/05; Res. SE 771/05; Res. SE 1193/05; Res. SE 1371/05; Res. SE 1866/05; Ley 15.336; Dec. 432/82; Dec. 1142/03

> Instruyese al OED a convocar a los agentes privados acreedores del MEM, a manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica del MEM (FONINVEMEM), mediante el aporte del 50% del total de las liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir durante el periodo enero a diciembre de 2007 inclusive.

BUENOS AIRES, 31 DE MAYO DE 2007.

VISTO el Expediente Nº S01:0176178/2004 y su agregado sin acumular Nº S01:0015258/2006 ambos del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, la SECRETARIA DE ENERGIA convocó, mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 de fecha 6 de diciembre de 2004, a los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, a participar de la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que, como resultado de la misma, se obtuvo un alto grado de adhesión, llevando esto al dictado de las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 y Nº 771 de fecha 27 de mayo de 2005, a través de las cuales se aceptaron las presentaciones realizadas en tiempo y forma por los Agentes, estableciendo los lineamientos de participación de los mismos.

Que conforme los informes presentados por los Agentes Generadores y mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 de fecha 7 de octubre de 2005 se instruyó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a convocar a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 3 de fecha 5 de enero de 2005 y los Artículos 1º y 2º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 771 de fecha 27 de mayo de 2005, a manifestar formalmente su decisión de gestionar la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica, conforme lo establecido en el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004” que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, que establece los lineamientos del Acuerdo Definitivo, mencionado en el 2º párrafo del Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 de fecha 6 de diciembre de 2004.

Que en función del alto nivel de adhesión al compromiso de suscribir el “Acuerdo Definitivo”, se emitió la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1371 de fecha 27 de octubre de 2005; aceptando la decisión de los Agentes que así lo manifestaron, de participar en la construcción, la operación y el mantenimiento de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica definidas en el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004” que constituye el Anexo de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 de fecha 7 de octubre de 2005.

Que en el llamado aludido en último término, se puso de relieve la falta de propuestas propias para suministrar el financiamiento necesario para llevar a cabo los proyectos de generación destinados a readaptar el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en base a los compromisos asumidos por los Agentes Acreedores al suscribir el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” según el apartado (iii) del punto 4.2 de dicho documento.

Que ello, ocasionó que esta SECRETARIA DE ENERGIA señalara en dicha norma la necesidad de contar con el concurso de otras fuentes de financiamiento con el objeto de complementar los recursos aportados por los Agentes Privados, en ese momento insuficientes para lograr la construcción de las centrales involucradas.

Que a los efectos antes indicados, por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1866 de fecha 9 de diciembre de 2005, se estableció un cargo tarifario transitorio identificado como “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM”, con el objeto de complementar los aportes de capital que realicen los agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/u otros inversores privados.

Que como resultado de la Licitación Pública Internacional llevada a cabo por las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.", constituídas por los Agentes Privados para la Contratación de la Provisión de las dos Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado y su Mantenimiento, y producto de los requerimientos técnicos de detalle, las ubicaciones definitivas de las respectivas Centrales, y las condiciones del mercado nacional e internacional a la fecha de apertura de las ofertas resultó un costo final mayor al inicialmente estimado.

Que, en consecuencia, el volumen de fondos para la construcción de las Centrales de Generación Eléctrica es insuficiente para soportar el incremento de las erogaciones a realizar, siendo necesario obtener financiamiento adicional para alcanzar el objetivo planteado.

Que a partir del mes de octubre de 2006 se iniciaron conversaciones formales entre esta SECRETARIA DE ENERGIA y los Generadores accionistas de las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A." con el objeto de que éstas asumieran el financiamiento adicional, a cambio de quedarse con el control accionario de ambas Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado.

Que éstas implicaron diversas consultas de las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A." a instituciones bancarias de primer nivel, con el objeto de estructurar una colocación de títulos en el Mercado de Capitales.

Que asimismo esto implicó negociaciones entre las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A." y la SECRETARIA DE ENERGIA con el objeto de acordar puntos específicos que debía contener el Contrato de Mercado a Término para que, las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A." asumieran el financiamiento adicional, habiéndose arribado a acuerdos.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA manifestó que el compromiso de asumir el financiamiento adicional por parte de las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.", o de las empresas que componen las mismas, debía ser tal que aportaran los recursos necesarios para la apertura de la Carta de Crédito del mes de mayo de 2007 y el saldo de capital necesario para financiar la obra en caso de que se postergara la colocación, de títulos en el Mercado de Capitales prevista para la segunda mitad del año 2007.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, con el objeto de asegurar el flujo de fondos necesario para el pago de las provisiones locales durante el año 2007, instruyó al Comité de Ejecución de los Fideicomisos Financieros para que requiriera al BANCO DE INVERSION Y COMERCIO EXTERIOR (BICE) en su carácter de Fiduciario, adelantar la obtención de los recursos financieros necesarios para la construcción de ambas Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado, descontando el Cargo Transitorio a la Demanda, evitando endeudar a ambos Fideicomisos, y preservando la participación accionaria que corresponderá a dichos Cargos en las Sociedades Generadoras acorde a lo estipulado en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 de fecha 7 de octubre de 2005.

Que transcurridos siete meses de negociaciones entre esta SECRETARIA DE ENERGIA y los Generadores involucrados en las Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado que se construyen en el marco del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), no se ha arribado a un acuerdo ya que las distintas alternativas planteadas por los Generadores implican rentabilidades superiores a las previstas por el propio Proyecto, siendo necesario en consecuencia definir finalmente quién se hará responsable de aportar el financiamiento adicional necesario para alcanzar el objetivo de construcción de ambas Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado.

Que en atención a ello, y que el Gerenciamiento de la Construcción de las dos Centrales de Generación Eléctrica está a cargo de las Sociedades Generadoras "Termoeléctrica José de San Martín S.A." y "Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.", dos empresas constituidas por los Agentes Privados, generadores de energía eléctrica, que aportaron recursos al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), se entiende procedente convocar a los todos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con Liquidaciones de Venta correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, con el objeto de manifestar su decisión de ofrecer nuevos recursos con destino al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM).

Que atento a que la obtención del financiamiento restante para finalizar ambas Centrales de Generación Eléctrica se torna un elemento crítico para el éxito de ambos Proyectos, se considera conveniente incentivar a aquellos que se comprometan a aportar al mismo, al menos los recursos necesarios correspondientes al

valor porcentual sobre el total del saldo restante a financiar, que le correspondería inyectar según su actual participación en el total de los recursos recaudados durante el período 2004- 2006.

Que en virtud de todo lo descrito previamente, resulta procedente instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para ejecutar una nueva convocatoria a todos aquellos Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a manifestar su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), mediante el aporte del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de sus LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) correspondientes al inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, y emitidas a su favor por las Transacciones Económicas del 1 de enero al 31 de diciembre de 2007.

Que asimismo, en la respuesta a la convocatoria los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán manifestar su decisión de asumir el compromiso de participar en el financiamiento aportando al menos los recursos necesarios correspondientes al valor porcentual sobre el total del saldo restante financiar, que le correspondería inyectar según su actual participación en el total de los recursos recaudados durante el período 2004-2006.

Que, como fuera planteado oportunamente, el compromiso a asumir por los referidos Agentes, debe tener carácter de irrevocable, tal como se dispone en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1427 de fecha 6 de diciembre de 2004.

Que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que respondan a la convocatoria manifestando expresamente su decisión de efectuar el aporte de el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) emitidas a su favor por las Transacciones Económicas del año 2007, y además asuman el compromiso de participar en el financiamiento aportando al menos los recursos necesarios correspondiente al valor porcentual sobre el total del saldo restante financiar, que le correspondería inyectar según su actual participación en el total de los recursos recaudados durante el período 2004- 2006, podrán aplicar dichos aportes para incrementar su participación accionaria en las Sociedades Generadoras, recibiendo adicionalmente la devolución del dinero aportado, convertido a Dólares Estadounidenses, en CIENTO VEINTE (120) cuotas iguales y consecutivas con una tasa de LIBOR MAS UNO POR CIENTO (Libor + 1%).

Que los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que respondan a la convocatoria manifestando expresamente su decisión de efectuar el aporte del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) emitidas a su favor por las Transacciones Económicas del año 2007, no asumiendo el compromiso de participar en el financiamiento aportando al menos los recursos necesarios correspondientes al valor porcentual sobre el total del saldo restante a financiar, que le correspondería inyectar según su actual participación en el total de los recursos recaudados durante el período 2004- 2006, recibirán la devolución del dinero aportado, convertido a Dólares Estadounidenses, en CIENTO VEINTE (120) cuotas iguales y consecutivas con una tasa de: (a) LIBOR MAS DOS POR CIENTO (Libor + 2%), si adhieren el total de los Generadores que adhirieron y aportaron sus LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (VFVD) al FONINVEMEM durante el período 2004-2006, (b) LIBOR MAS UNO COMA CINCO POR CIENTO (Libor + 1, 5%), si NO adhieren el total de los Generadores que adhirieron y aportaron sus LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) al FONINVEMEM durante el período 2004-2006, NO recibiendo en ninguno de estos casos, participación accionaria por su aporte correspondiente al año 2007.

Que la participación correspondiente a los aportes de financiamiento adicional necesario para alcanzar el objetivo de construcción de ambas Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado, incluyendo los que deban ser asumidos por la Demanda como Títulos de Deuda emitidos por el Fideicomiso, tendrá representación en los Directorios de “Termoeléctrica José de San Martín S.A.” y “Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.” a efectos de resguardar sus intereses en la administración de las mismas.

Que en atención a la experiencia recogida hasta el presente, se considera conveniente incluir en esta convocatoria una opción alternativa de inversión en nueva generación por la que podrían optar los Agentes convocados para lo cual tendrán que presentar los Proyectos alternativos, los cuales serán estudiados por esta SECRETARIA DE ENERGIA que, en función de las presentaciones recibidas resolverá, fundadamente, si aprueba o no los mismos. Para aquellos proyectos que, hipotéticamente, fueran denegados se entiende que aportan la resultante de sus LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) 2007 a ambos Fideicomisos por partes iguales.

Que con tal objeto se deben determinar a título indicativo, las condiciones mínimas y básicas a satisfacer para que esta SECRETARIA DE ENERGIA considere viable analizar, y conveniente la inversión en nueva

generación que propongan los Agentes que así lo ofrezcan, como así también en qué plazos se deben formalizar tales propuestas y dar inicio a la construcción de las respectivas obras.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA emitirá una nueva resolución definiendo los proyectos alternativos presentados que han sido aprobados, indicando el monto de las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) 2007 que podrán destinar a dicho proyecto (de quedar un saldo no asignable al mismo, dicho saldo será imputado a los Fideicomisos de las Centrales Termoeléctricas “Manuel Belgrano” y “Timbúes” (por partes iguales), y las condiciones en que se efectuarían los desembolsos.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE

Artículo 1º- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a convocar a todos los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a manifestar formalmente, a través del SISTEMA DE OFERTAS Y ADJUDICACIONES (SLOYA) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) utiliza para las declaraciones y licitaciones del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), antes de las DOCE HORAS (12:00 hs.) del décimo día hábil posterior a la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial, su decisión de participar en la conformación del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), mediante el aporte del CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total de las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) representativas de los saldos del inciso c) del Artículo 4º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, durante el período comprendido entre enero y diciembre de 2007 inclusive (en adelante “LVFVD 2007”), considerando al efecto del cálculo del aporte que hará cada Agente acreedor durante este lapso que no se incrementa la potencia que cada Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) tiene contratada en el Mercado a Término para el Trimestre mayo - julio 2004.

Artículo 2º- En el mismo Acto indicado en el Artículo 1º de la presente Resolución, deberán manifestar formalmente su decisión de asumir o no asumir el compromiso de incrementar su participación en el financiamiento, aportando los recursos necesarios correspondientes al valor porcentual sobre el total del saldo restante a financiar, que le correspondería inyectar según su actual participación en el total de los recursos recaudados durante el período 2004- 2006.

Artículo 3º- Las manifestaciones realizadas bajo los términos de los Artículos 1º y 2º de la presente Resolución tendrán carácter de compromiso irrevocable.

Se interpretará que aquellos Agentes Privados Acreedores que no efectúen la declaración correspondiente rechazan la invitación efectuada para participar de la conformación del citado FONDO.

Artículo 4º- Los Agentes Acreedores Privados con LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) que opten por adherir solamente con el aporte referenciado en el Artículo 1º de la presente Resolución recibirán, por el aporte destinado al financiamiento de las Centrales en curso de ejecución a cargo de los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes (en adelante las Centrales), a partir de la habilitación comercial de las Centrales, en CIENTO VEINTE (120) cuotas mensuales iguales y consecutivas, la devolución de sus acreencias representadas por las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) del correspondiente período, una vez adicionado lo estipulado en el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y convertida a la moneda Dólar Estadounidense (U$S) en los términos del ACTA ACUERDO suscripta el 13 de octubre de 2006, entre esta SECRETARIA DE ENERGIA y las empresas identificadas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1371 de fecha 27 de octubre de 2005. Este capital tendrá un rendimiento anual equivalente al obtenido de aplicar una tasa anual de:

(a) LIBOR MÁS DOS POR CIENTO (Libor + 2%), si adhieren el total de los Generadores que adhirieron y aportaron sus LVFVD al FONINVEMEM durante el período 2004-2006,

(b) LIBOR MAS UNO COMA CINCO POR CIENTO (Libor + 1,5%), si NO adhieren el total de los Generadores que adhirieron y aportaron sus LVFVD al FONINVEMEM durante el período 2004-2006,

NO recibiendo en ninguno de estos casos, participación accionaria por su aporte correspondiente al año 2007

Artículo 5º- Los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1371 de fecha 27 de octubre de 2005 que de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 2º de la presente Resolución:

(i) gestionen y obtengan los recursos necesarios correspondientes al valor porcentual sobre el total del saldo restante financiar, que le correspondería inyectar según su actual participación en el total de los recursos recaudados durante el período 2004- 2006, de modo de aportar su alícuota parte del monto total integrado para la apertura de la Carta de Crédito que por cada Fideicomiso (“Central Termoeléctrica Manuel Belgrano” y “Central Termoeléctrica Timbúes”) se abrirán el 21 de mayo de 2007, aportando dinero y/o garantías propias a los mismos y que,

(ii) asuman y absorban sin transferencia al contrato de abastecimiento el pago de las diferencias por sobre la tasa anual de LIBOR MAS UNO POR CIENTO (Libor + 1%) para obtención de financiamiento faltante necesario para completar los recursos para pagar cada Central, según el mismo porcentual de participación del inciso i) del presente Artículo, o aporten en efectivo el 1 de diciembre de 2007, en caso de postergarse la colocación en el Mercado de Capitales, obtendrán derecho a incrementar su participación accionaria en las Sociedades Generadoras en la proporción correspondiente.

Artículo 6º- Los Agentes Privados Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que acepten participar en la invitación mencionada en el Artículo 1º de la presente norma, podrán proponer alternativamente, en el mismo acto, realizar inversiones en equipamiento de nueva generación. En estos casos, del monto total de la inversión a efectuar sólo una cuarta parte podrá ser afrontado mediante el aporte de, como mínimo, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total de las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) 2007 que les corresponden.

Las premisas para la aceptación o rechazo de las propuestas de inversión a realizar por los Agentes Privados Acreedores serán las siguientes:

a) Los Proyectos de Inversión Alternativos, para ser considerados inversiones en nueva generación deben ser:

i) Instalación de una nueva Central, o nuevas unidades de generación dentro de una Central ya existente.

ii) Obras que permitan aumentar cota que impliquen aumentos de generación en Centrales Hidroeléctricas existentes.

b) El monto de la inversión debe, como mínimo, cuadruplicar el valor correspondiente al CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total de las LVFVD 2007 que aportará el Generador, de modo tal que por cada UN PESO ($ 1) correspondiente al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las LVFVD 2007 aportará como mínimo otros TRES PESOS ($ 3) adicionales para el Proyecto de Inversión Alternativa.

c) La Potencia y Energía producida por estas nuevas inversiones en generación, una vez habilitadas comercialmente, podrán ser comprometidas en cualquiera de los tipos de contratos establecidos para el Mercado a Término para atender el abastecimiento de demandas del Mercado Local (por ejemplo vendiendo Energía Plus), sin estar habilitadas para compromisos de exportación durante un período de DIEZ (10) años contados a partir de la referida habilitación comercial.

d) Los Agentes que hayan optado por proponer un Proyecto de Inversión Alternativa, deberán presentar el mismo ante la SECRETARIA DE ENERGIA antes del CUADRAGESIMO QUINTO (45) día corrido posterior a la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial.

El Proyecto presentado será evaluado por esta SECRETARIA DE ENERGIA, la cual notificará al respectivo Agente su decisión dentro de los TREINTA (30) días corridos posteriores a la fecha de vencimiento de las presentaciones de los Proyectos de Inversión Alternativa, pudiendo rechazar el mismo en caso de considerar que la inversión no encuadra dentro de las alternativas enumeradas en el inciso a) del presente Artículo, cuyo objetivo es aportar disponibilidad de nueva generación en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

La falta de respuesta por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA dentro del plazo estipulado, no podrá considerarse consentimiento alguno respecto a las propuestas que se hayan presentado, ni obligará a la misma de ninguna manera, siendo de aplicación lo señalado en el inciso g) siguiente.

e) Los Agentes que opten por esta alternativa, en caso de que aprueben las propuestas que presenten, se comprometen a rubricar los correspondientes Contratos de Suministro y Construcción de las nuevas instalaciones de Generación, o inicio de actividades inherentes a dicha obra, antes de marzo 2008.

f) Las sumas correspondientes al aporte comprometido conforme el Artículo 1º de esta norma, se desembolsará contra Certificados de Obra en concordancia con el cronograma de pagos que se comprometa en los contratos referidos en el inciso anterior y en la proporción que corresponda en relación al aporte propio que efectúen los Agentes así comprometidos, a partir del 1 de abril de 2008, según la metodología que oportunamente se regulará.

Sobre las sumas comprometidas conforme el Artículo 1º de la presente norma y asignadas a nuevas inversiones según lo establecido en el presente Artículo, se deberá adicionar lo estipulado en el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003.

g) En el caso que no se cumpliera con cualquiera de los hitos señalados en los incisos d) y e) precedentes y/o la SECRETARIA DE ENERGIA entendiera que no se satisfacen los requisitos exigidos para ser considerada la obra propuesta como una nueva generación, las sumas comprometidas conforme el Artículo 1º de la presente resolución serán consideradas como aportes al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) bajo los términos de la presente norma, en las condiciones estipuladas en el Artículo 1º de la presente Resolución.

h) En el caso que el volumen de fondos aprobados para aplicar al Proyecto de Inversión Alternativo presentado por un Generador sea inferior a sus LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) correspondientes al año 2007, el saldo no aplicable al Proyecto Alternativo, será considerado como aportes al FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM) bajo los términos de la presente norma, en las condiciones estipuladas en el Artículo 1º de la presente Resolución.

La propuesta que se realice bajo los términos del presente artículo tendrá carácter de compromiso irrevocable.

Artículo 7º- La participación correspondiente a los aportes de financiamiento adicional necesario para alcanzar el objetivo de construcción de ambas Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado, que deban ser asumidos por la demanda, a través del Contrato de Mercado a Término, a la Tasa Resultante de la colocación de Títulos de Deuda que se realice en el Mercado de Capitales, en tanto caben ser considerados como “aporte de otros inversores” en los términos previstos en el Artículo 3º del “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. Nº 1427/2004”, tendrán representación en los Directorios de las Sociedades Generadoras “Termoeléctrica José de San Martín S.A.” y “Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.”, en la proporción correspondiente a sus aportes en igualdad de condiciones que, el resto de los accionistas de las citadas sociedades, a efectos de resguardar sus intereses en la administración de las mismas. La representación de esta participación resultará del Procedimiento que se regulará con anterioridad a la Habilitación Comercial de los respectivos Ciclos Combinados.

Artículo 8º- Para el caso de los Agentes Privados Acreedores que decidan no adherir al aporte referenciado en los Artículos 1º y 3º de la presente Resolución, se mantendrán vigentes e inalterables, según corresponda, el resto de las obligaciones asumidas al haber suscripto oportunamente el “ACTA DE ADHESION PARA LA READAPTACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA”, y/o el “ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/2004”. Respecto del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD) 2007 tendrán derecho a recibir en CIENTO VEINTE (120) cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir de la fecha de habilitación comercial de las Centrales, el monto total representado por dichas LVFVD 2007 aplicándose, en cada fecha de pago, lo estipulado en el Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003.

Artículo 9º- En caso de ser insuficiente el volumen de recursos monetarios aportado por los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que manifiesten formal y voluntariamente su decisión de participar en la presente convocatoria, para completar el financiamiento necesario para que los Fideicomisos “Central Termoeléctrica Manuel Belgrano” y “Central Termoeléctrica Timbres” puedan pagar la construcción de las correspondientes Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado, esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al Grupo Asesor, creado por Artículo 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1193 de fecha 27 de octubre de 2005, a explorar las alternativas de financiamiento que resulten más convenientes y oportunas para obtener los recursos faltantes.

Artículo 10.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 11.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 599/07

Publicación Boletín Oficial N° 31176, del 14/06/2007

Citas Legales: Res. MPFIPyS 208/04; Res. SE 659/04; Res. SE 752/05; Res. SE 882/05; Res. SE 939/05; Res. SE 2020/05; Res. SE 275/06; Res. SE 1329/06; Res. SE 1886/06; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Dec. 181/04; Ley 17.319; Ley 24.076.

> Gas Natural. Homológase la propuesta para el acuerdo con productores de Gas Natural 2007-2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.

BUENOS AIRES, 13 DE JUNIO DE 2007.

VISTO el Expediente N° S01:0119818/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y la Ley N° 17.319, la Ley N° 24.076, su reglamentación, y los Decretos N° 180 y N° 181 ambos del 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004 se instruyó a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los fines de que elabore un esquema de normalización del precio del gas natural en PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), con destino a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, y a los usuarios de dichas prestadoras que comiencen a adquirir el gas natural directamente de productores, con arreglo a las pautas básicas que estableció la referida norma.

Que conforme lo expuesto en el Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004, la producción y comercialización de gas natural en el mercado interno debía ser reencauzada a partir del establecimiento de un esquema de normalización, contemplando las limitaciones regulatorias que afectan a los servicios públicos objeto de renegociación.

Que cumpliendo las directivas citadas, la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, arribó a un acuerdo con los productores de gas natural, que fuera nominado como: “ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004”, que fuera homologado por la Resolución N° 208 del 21 de abril de 2004 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivaron de la emergencia económica y social que fue heredada por la actual Administración, el PODER EJECUTIVO NACIONAL adoptó medidas conducentes para reencauzar la industria del gas y de la electricidad, con el objeto de normalizar el suministro, y las condiciones de sustentabilidad del sector en particular.

Que resulta de interés general asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6° de la Ley N° 17.319 y en el Artículo 3° de la Ley N° 24.076.

Que la producción, y abastecimiento de gas natural constituyen objetivos esenciales de las Leyes N° 17.319 y N° 24.076.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA tiene a su cargo adoptar medidas conducentes para asegurar el abastecimiento de gas natural para el mediano y largo plazo, definiendo políticas y acciones de gobierno tanto en materia de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

Que teniendo en cuenta el vencimiento del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004, homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS N° 208 del 21 de abril de 2004, y la necesidad de resolver las necesidades de abastecimiento que registra el mercado interno, la SECRETARIA DE ENERGIA ha mantenido reuniones con los productores con el objetivo de celebrar un nuevo acuerdo de abastecimiento de gas natural para el período 2007-2011 (ACUERDO 2007-2011), cuyos términos y condiciones son homologados por la presente resolución.

Que teniendo en cuenta que la satisfacción del mercado interno constituye un objetivo prioritario de la normativa de fondo del sector, y un postulado fundamental de la política energética del gobierno, se considera conveniente y necesario fijar los términos y condiciones del abastecimiento para el período 2007-2011, con el objeto de definir la política de abastecimiento de gas para los próximos años, a fin de que todos los operadores involucrados, productores y consumidores (internos y externos) puedan adoptar definiciones

concretas respecto de sus necesidades de inversiones y previsiones de gastos de explotación y necesidades de abastecimiento en el referido período.

Que desde el dictado de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS N° 208 del 21 de abril de 2004, se han dictado diversas normas de regulación del mercado interno, entre otras, las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 659 del 17 de junio de 2004, N° 752 del 12 de mayo de 2005, N° 882 del 15 de julio de 2005, N° 939 del 3 de agosto de 2005, N° 2020 del 22 de diciembre de 2005 y N° 275 del 28 de febrero de 2006, N° 1329 del 19 de septiembre de 2006, y N° 1886 del 28 de diciembre de 2006; todas ellas tendientes a propender al normal abastecimiento de la demanda doméstica de gas natural, y a reencauzar las condiciones económicas de suministro, tanto para la demanda como para la oferta de gas natural para el mercado interno.

Que teniendo en cuenta la necesidad de otorgar previsibilidad a los consumidores de la demanda doméstica, se considera oportuno y necesario definir los lineamientos fundamentales de las herramientas que utilizará la SECRETARIA DE ENERGIA para promover el normal abastecimiento de la demanda de gas natural, privilegiando la situación de aquellos productores que se hayan comprometido con los consumidores de gas del país para satisfacer sus necesidades de abastecimiento, por sobre aquellos productores que no han optado por semejantes compromisos.

Que previéndose la estructuración del mercado interno de gas natural a partir de la distribución de los volúmenes establecida en el ANEXO I del ACUERDO 2007-2011, que como ANEXO I forma parte integrante de la presente resolución, corresponde efectuar las adecuaciones del caso al procedimiento contemplado en el Punto 5.1) del ANEXO I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 659 del 17 de junio de 2004.

Que esas herramientas servirán para implementar la intervención de esta Autoridad de política energética, la cual resulta necesaria a los fines de privilegiar la administración equitativa de los compromisos de los Productores para el abastecimiento del aquí denominado Mercado Interno de gas natural; sobre todo aquellos relacionados con el abastecimiento de la aquí denominada Demanda Prioritaria de gas natural.

Que, asimismo, el mencionado acuerdo no obsta la revisión y eventual suspensión o caducidad de aquellos permisos de exportación de gas natural cuyos parámetros legales de adjudicación se hayan desvirtuado al día de la fecha.

Que atento a las condiciones de abastecimiento por la que atraviesa el Mercado Interno de gas natural, debe darse un plazo perentorio para determinar la concurrencia suficiente que permita tornar sustentables los términos y condiciones del ACUERDO 2007-2011 y los términos y condiciones de esta misma resolución.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9° del Decreto N° 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Artículo 6° de la Ley N° 17.319, el Artículo 3° de la Ley N° 24.076, y su reglamentación, y asimismo en función de lo dispuesto en el Decreto N° 180 y el Decreto N° 181, ambos del 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

CAPITULO I

HOMOLOGACION, DEFINICIONES, NORMATIVA VIGENTE

Artículo 1º- Homologar la propuesta para el ACUERDO CON PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007-2011, que como ANEXO I forma parte de la presente resolución; en adelante y a todos los efectos de la presente, “ACUERDO 2007-2011”.

Artículo 2°- A los fines de identificar las acciones necesarias para la satisfacción de la demanda doméstica de gas natural, en el marco de la normativa en vigencia, dispónese la adopción de las definiciones contenidas en el Título III, “Definiciones”, del ACUERDO 2007-2011.

Artículo 3°- Los volúmenes que la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 1329 del 19 de septiembre de 2006 indica como asimilables a los contenidos en la Columna “A” del ANEXO II del Acuerdo alcanzado entre la SECRETARIA DE ENERGIA y productores de gas natural, y homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS N° 208

del 21 de abril de 2004, se consideran incluidos dentro del concepto definido en el ACUERDO 2007-2011 como Volúmenes del Acuerdo.

Artículo 4°- La provisión de los "Volúmenes del Acuerdo" será garantizada a través de los procedimientos de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 1329 del 19 de septiembre de 2006 y los de la Resolución de esta misma Secretaría N° 882 del 15 de julio de 2005, siendo alcanzados dichos volúmenes por las demás previsiones de esas resoluciones que les sean aplicables.

Artículo 5°- Los volúmenes totales de gas destinados a Inyección Adicional Permanente, en los términos de los Artículos 18 y subsiguientes de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005, asignados hasta el 31 de diciembre de 2006 y que afecten a los Productores Firmantes del ACUERDO 2007-2011, se consideran incluidos en los aquí denominados Volúmenes del Acuerdo, excepto: i) los volúmenes de Inyección Adicional Permanente (IAP) asignados a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA); ii) los volúmenes de Inyección Adicional Permanente (IAP) asignados a CAMMESA que haya solicitado por cuenta y orden de generadores de electricidad y iii) los volúmenes de Requerimientos de Inyección Adicional (RIA) solicitados por CAMMESA en el marco de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 659 del 17 de junio de 2004.

Artículo 6°- Los volúmenes que se requieran, a partir de la vigencia de la presente resolución, como inyección adicional para el Mercado Interno (RIA) a Productores Firmantes del ACUERDO 2007-2011, en los términos descriptos en el texto del ANEXO I de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 659 del 17 de junio de 2004, "PROGRAMA COMPLEMENTARIO DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL", en adelante el "PROGRAMA", lo serán sólo para garantizar el abastecimiento del Mercado Interno, cuando esos volúmenes requeridos no integren aquellos explícitamente comprometidos en el ACUERDO 2007-2011 (Volúmenes del Acuerdo).

A esos efectos, todos los conceptos comprendidos en el PROGRAMA correspondientes a usuarios y clientes de servicios de provisión de gas natural destinatarios de los volúmenes de gas de inyección adicional obtenidos por aplicación de ese procedimiento, quedan reemplazados por aquellos usuarios y aquellos volúmenes comprendidos dentro del concepto de Mercado Interno, pero que no están incluidos entre aquellos alcanzados respectivamente por las definiciones de Demanda del Acuerdo y Volúmenes del Acuerdo, tal las definiciones contenidas en el ACUERDO 2007-2011.

Los generadores de electricidad para el mercado interno de ese fluido, alcanzados por las disposiciones de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005, y por las de la Resolución de la misma Secretaría N° 1886 del 28 de diciembre de 2006, deberán agotar los requisitos allí exigidos para recibir volúmenes de inyección adicional, a fin de calificar como receptores de volúmenes requeridos mediante los mecanismos de ese PROGRAMA.

En la aplicación del PROGRAMA a Productores Firmantes del ACUERDO 2007-2011, se reemplazará el procedimiento de cálculo de las participaciones, contemplado en el Punto 5.1), por las participaciones de esos productores que surjan de sus exportaciones efectivas por cuenca. Agotado el gas de exportación efectiva de un Productor Firmante se procederá a recalcular las participaciones de cada uno los Productores Firmantes restantes a partir de una nueva base CIEN (100), estimada sólo con los datos de esos Productores Firmantes, y así sucesivamente hasta agotar el gas de exportación efectiva del último Productor Firmante o haber satisfecho el requerimiento, lo que suceda antes.

Artículo 7°- Los volúmenes que, a partir de la vigencia de la presente resolución, vayan a requerirse a los Productores Firmantes del ACUERDO 2007-2011 como Inyección Adicional Permanente para el Mercado Interno, en los términos descriptos en el texto de los Artículos 18 y subsiguientes de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005, (IAP), mediante la aplicación del PROGRAMA indicado en el artículo precedente, y acorde a disposiciones de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 1886 del 28 de diciembre de 2006, lo serán sólo para garantizar el abastecimiento del Mercado Interno, cuando esos volúmenes requeridos no integren aquellos explícitamente comprometidos por esos Productores en el ACUERDO 2007-2011 (Volúmenes del Acuerdo).

CAPITULO II

REMUNERACION DE REQUERIMIENTOS DE INYECCION ADICIONAL Y DE INYECCION ADICIONAL PERMANENTE

Artículo 8°- Los volúmenes de Requerimientos de Inyección Adicional (RIA) o de Requerimientos de Inyección Adicional Permanente (IAP) establecidos con posterioridad al 31 de diciembre de 2006, serán remunerados acorde a las pautas de precios incluidas en el ACUERDO 2007-2011, cuando fueren solicitados a Productores Firmantes del mismo, siempre que esos requerimientos no respondan a

incumplimientos del referido acuerdo por parte de esos productores firmantes. Si esos volúmenes fueren requeridos a Productores No Firmantes del ACUERDO 2007-2011, serán remunerados con los precios que percibieron los Productores requeridos con Inyección Adicional Permanente durante el año 2006, a resultas de las disposiciones del Artículo 22 de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005, cuyos efectos resultaron prorrogados por las disposiciones del Artículo 1° de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 1886 del 28 de diciembre de 2006.

CAPITULO III

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL ACUERDO:

PROCEDIMIENTOS Y PRINCIPIOS APLICABLES

Artículo 9°- Los siguientes principios serán de aplicación en la operación diaria de la inyección a sistemas de transporte y distribución de gas natural, a efectos del cumplimiento del ACUERDO 2007- 2011 y para garantizar el uso prioritario de los volúmenes de gas disponibles, para el abastecimiento del Mercado Interno, en sus distintos segmentos:

a) Una vez completada la inyección de los Volúmenes del Acuerdo en un Día Operativo (acorde a la definición de Día Operativo obrante en el reglamento interno de los centros de despacho aprobado por la Resolución del ENARGAS N° 716 del 10 de septiembre de 1998), por efecto de la aplicación de los procedimientos dispuestos en este instrumento y en los demás mencionados en la presente resolución; y si esos volúmenes no resultaran suficientes para completar los que correspondan a la satisfacción de la Demanda del Acuerdo, y a efectos de satisfacer esos requerimientos; el faltante identificado para cada cuenca de origen del gas natural, será redireccionado desde las inyecciones diarias en la cabecera de los sistemas de transporte (ya sean los afectados al abastecimiento del mercado interno o a exportaciones de gas natural) o de distribución conectados directamente a yacimientos, o de distribución conectados a otros sistemas de provisión de gas natural.

b) Tales redireccionamientos serán ordenados en los términos del Artículo 4° de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 882 del 15 de julio de 2005, y se realizarán para atender en primer lugar a los consumos que forman parte de la Demanda Prioritaria, y luego al resto de los consumos de la Demanda del Acuerdo.

c) Tales redireccionamientos afectarán al gas inyectado a esos sistemas por Productores No Firmantes del ACUERDO 2007-2011, comenzando por los volúmenes de esos productores destinados a la exportación y de ser necesario, una vez agotadas sus exportaciones efectivas, continuando con los volúmenes de esos productores destinados al abastecimiento del Mercado Interno, cuando los consumos de los clientes que vayan a resultar afectados no correspondan a los que integran la Demanda del Acuerdo. En última instancia se afectarán los consumos de clientes de Productores No Firmantes del ACUERDO 2007-2011, que forman parte de la Demanda del Acuerdo (aunque esos consumos no están incluidos, por definición, en los Volúmenes del Acuerdo).

d) Todos esos clientes del Mercado Interno que resulten afectados por estos redireccionamientos, podrán hacer uso de los instrumentos mencionados en los artículos 6° y 7° del presente instrumento, en forma sucesiva para evitar situaciones que impliquen el desabastecimiento transitorio del Mercado Interno.

e) Para cada cuenca productiva de gas natural, las proporciones en que estos redireccionamientos afecten a cada Productor No Firmante del ACUERDO 2007-2011, serán las que surjan de considerar, por cuenca, los ponderadores originales del ANEXO II del ACUERDO 2007-2011. Los ponderadores específicos a construir, y en proporción a esos originales, deberán cumplir con la condición de que la sumatoria de esos ponderadores de los Productores No Firmantes totalice una nueva base CIEN (100). Agotado el gas disponible para redireccionamiento de un Productor No Firmante, se procederá a recalcular las participaciones de cada uno de los Productores No Firmantes restantes, a partir de una nueva base CIEN (100) calculada sólo con los datos de esos Productores No Firmantes; y así sucesivamente hasta agotar el gas disponible para redireccionamiento del último Productor No Firmante, o hasta haber satisfecho la Demanda del Acuerdo, lo que suceda antes.

CAPITULO IV

ABASTECIMIENTO DEL MERCADO INTERNO Y CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DEL ACUERDO 2007-2011

Artículo 10.- En la aplicación de los procedimientos dispuestos por las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 659 del 17 de junio de 2004, N° 752 del 12 de mayo de 2005, N° 882 del 15 de julio de 2005, N° 1886 del 28 de diciembre de 2006 y N° 1329 del 19 de septiembre de 2006, y en la aplicación de los

dispuestos en la presente resolución, deberán observarse las siguientes reglas cuando, en uso de esa normativa, vaya a afectarse el gas natural producido por los Productores Firmantes del ACUERDO 2007-2011:

a) La falta de gas para el abastecimiento con gas proveniente de determinadas cuencas productivas de los consumos del Mercado Interno, no incluidos entre los Volúmenes del Acuerdo, provocará Requerimientos de Inyección Adicional de Productores Firmantes del Acuerdo acorde al PROGRAMA indicado en el artículo 6° precedente, sólo luego de afectar a ese destino todo el gas exportado por los Productores No Firmantes del Acuerdo, útil para completar el faltante mencionado. Esos Productores No Firmantes serán requeridos por esos volúmenes faltantes aplicando el mencionado PROGRAMA siguiendo el procedimiento descripto en el inciso e) del artículo 9° precedente.

b) La falta de aporte del gas natural comprometido por un Productor Firmante del ACUERDO 2007-2011 a sus compromisos adquiridos en el marco del mismo desde una determinada cuenca productiva, y en tanto ese Productor siga abasteciendo, al menos, a los consumos de la Demanda Prioritaria, que por efectos del referido Acuerdo deba suministrar desde esa cuenca, provocará Requerimientos de Inyección Adicional a ese Productor hasta agotar el volumen correspondiente a sus exportaciones efectivas; y luego el comprometido por ese Productor con otros consumidores del Mercado Interno, pero cuyos consumos no están incluidos en los Volúmenes del Acuerdo y cuyos volúmenes resulten útiles para completar el faltante mencionado. Posteriormente, y de resultar necesario, provocará Requerimientos de Inyección Adicional a los demás Productores Firmantes del ACUERDO 2007-2011, acorde al PROGRAMA indicado en el artículo 6° precedente; pero luego de haber afectado todo el gas exportado por los Productores No Firmantes del Acuerdo, útil para completar el faltante mencionado. Esos Productores No Firmantes serán requeridos por esos volúmenes faltantes aplicando el mencionado PROGRAMA siguiendo el procedimiento descripto en el inciso e) del artículo 9° precedente.

c) La falta de aporte del gas natural de una determinada cuenca productiva, comprometido por un Productor Firmante del ACUERDO 2007-2011, a sus compromisos con la Demanda Prioritaria, provocará Requerimientos de Inyección Adicional a ese Productor hasta agotar el volumen correspondiente a sus exportaciones; y luego el comprometido por ese Productor con otros consumidores del Mercado Interno, pero cuyos consumos no están incluidos en los Volúmenes del Acuerdo y cuyos volúmenes resulten útiles para completar el faltante mencionado. Posteriormente, y de resultar necesario, provocará Requerimientos de Inyección Adicional a los demás Productores Firmantes del ACUERDO 2007- 2011, acorde al PROGRAMA indicado en el Artículo 6° precedente, pero luego de haber afectado todo el gas exportado por los Productores No Firmantes del ACUERDO 2007-2011 útil para completar el faltante mencionado. Esos Productores No Firmantes serán requeridos por esos volúmenes faltantes, aplicando el mencionado PROGRAMA, y siguiendo el procedimiento descripto en el inciso e) del artículo 9° precedente. También, antes de afectar a Productores Firmantes y agotado el requerimiento inmediato anterior, a los fines de completar la Demanda Prioritaria será redireccionado hasta todo el gas comprometido por los Productores No Firmantes con consumidores del Mercado Interno, cuyos consumos no correspondan a la Demanda del Acuerdo y cuyos volúmenes resulten útiles para completar el faltante mencionado, quienes siempre podrán utilizar las alternativas de abastecimiento mencionadas en el artículo 9° inciso d) del presente instrumento.

CAPITULO V

DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 11.- Facúltase a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA a emitir disposiciones complementarias e interpretativas de las medidas adoptadas por la presente resolución.

Artículo 12.- Otórgase a los productores de gas natural un plazo de CINCO (5) días hábiles, a partir de la publicación de la presente en el Boletín Oficial o de su notificación, lo que sea anterior, para suscribir la propuesta de acuerdo homologada por el artículo 1° de la presente resolución.

La suscripción del mencionado acuerdo podrá ser realizada en las oficinas de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, sita en la Avenida Paseo Colón 171, piso 6°, de la Ciudad Autónoma de BUENOS AIRES. El acuerdo sólo podrá ser suscripto por apoderados con facultades suficientes, todo lo cual deberá quedar acreditado en la presente actuación.

Artículo 13.- En el caso que transcurrido el plazo establecido en el artículo anterior, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA no obtenga un nivel de suscripción suficiente que permita tornar sustentable los términos y condiciones establecidos en el referido acuerdo, y los términos y condiciones establecidos en los artículos 2° a 10 de la presente resolución, la SECRETARIA DE ENERGIA procederá a aprobar los PROCEDIMIENTOS DE ABASTECIMIENTO COMPLEMENTARIO AL MERCADO INTERNO 2007-2011.

Artículo 14.- Notifíquese a los concesionarios de explotación de hidrocarburos, productores de gas natural, y demás titulares de derechos de explotación de hidrocarburos.

Artículo 15.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Ing. Daniel Cameron.

ANEXO I

ACUERDO CON PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007-2011

I. Objeto.

1. El presente Acuerdo tiene por objeto contribuir al normal abastecimiento del Mercado Interno de gas natural, dando prioridad a aquella demanda que es todavía provista con ese fluido por las Distribuidoras; y proveer incentivos suficientes para permitir la adecuada conformación del mercado de gas natural, así como proporcionar previsibilidad a los consumidores domésticos. Ello, reconociendo que la producción de gas natural se trata de una actividad que en el mediano y largo plazo deberá volver a operar en el marco de lo establecido en el Decreto 2731 de fecha 29 de diciembre de 1993.

II. Antecedentes.

2. El presente Acuerdo tiene por antecedentes al acuerdo suscripto entre productores de gas natural del país y la SECRETARIA DE ENERGIA, el 2 de abril de 2004, homologado por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS (MPF, IPyS), mediante Resolución N° 208 del 21 de abril de 2004.

3. Los Productores Firmantes, suscriben el presente Acuerdo, teniendo en cuenta sus reservas, concesiones vigentes y los contratos vigentes que les dan derecho a la explotación de hidrocarburos.

III. Definiciones.

4. Las siguientes Definiciones deben aplicarse a los fines interpretativos del Acuerdo y sus Anexos, los cuales forman parte integrante del mismo.

Acuerdo: Es el presente Acuerdo, denominado también ACUERDO CON PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007-2011, o ACUERDO 2007-2011.

Nuevos Consumidores Directos: Son clientes que debieron pasar a adquirir gas natural a proveedores distintos de las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes, por efectos de las disposiciones de la Resolución SE N° 752 del 12 de mayo de 2005.

Demanda del Acuerdo: Es la parte de la demanda de los consumidores del Mercado Interno, abastecida con los Volúmenes del Acuerdo, según lo establecido en el Punto 7 del presente Acuerdo y en el Anexo I del mismo.

Demanda Prioritaria: Es la demanda de gas natural de las Distribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del presente deben ser abastecidos de ese fluido por dichas prestatarias. Estos clientes son: (i) los usuarios Residenciales, (ii) los usuarios categorizados por el Artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004, como correspondientes a los segmentos denominados P1 y P2, ambos integrados por usuarios de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General “P”, acorde al Reglamento de Servicio de Distribución de gas por redes, y (iii) los usuarios definidos en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 2020 del 22 de diciembre de 2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios que por su nivel de consumo se ubican en el segmento P3 de la Categoría Tarifaria Servicio General “P”, según las mismas disposiciones del Artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004.

Distribuidoras: Son las empresas prestatarias de servicios de distribución de gas natural por redes de la República Argentina que operen con licencias otorgadas conforme a la Ley N° 24.076 y las subdistribuidoras habilitadas, conforme a la Ley N° 24.076, que reciben gas en forma directa de los Productores.

Mercado Interno: Es la demanda representada por todos los consumidores de gas natural cuyos consumos tienen lugar en la República Argentina, salvo cuando esos consumos tienen por objeto la generación de electricidad con destino a su exportación.

MEG: Mercado Electrónico del Gas S.A.

Productores o Productores de Gas Natural: Son las empresas productoras de gas natural titulares de concesiones de explotación otorgadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL o por los gobiernos de las respectivas provincias, en uso de sus respectivas facultades legales, o de contratos en virtud de los cuales realizan actividades de explotación de hidrocarburos.

Productor Firmante: Es el Productor de Gas Natural que hubiese suscripto el presente Acuerdo o se hubiese adherido al Acuerdo con posterioridad a su firma.

Productor No Firmante: Es el Productor de Gas Natural que no hubiese suscripto el presente Acuerdo y no se hubiese adherido al Acuerdo con posterioridad a su firma, o el Productor Firmante que hubiese notificado su desvinculación del Acuerdo conforme al punto 5 del presente.

Secretaría de Energía: Es la Secretaría de Energía, organismo dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la República Argentina.

Vigencia del Acuerdo: Es el plazo comprendido entre el día posterior al de suscripción del presente Acuerdo o al de su adhesión al mismo conforme el punto 5 del presente, según corresponda y el 31 de diciembre de 2011, ambos inclusive.

Volúmenes del Acuerdo: Son aquellos volúmenes de gas natural establecidos en el Anexo I del presente ACUERDO 2007-2011, que cada Productor Firmante compromete en el presente ACUERDO 2007-2011, desde cada cuenca productiva, conforme las proporciones y plazos por segmento de demanda indicados en los Anexos I y II del Acuerdo, para ser puestos a disposición de las diferentes categorías de consumidores de gas, cuyos consumos integran la Demanda del Acuerdo, en cada mes de Vigencia del Acuerdo.

IV. Salida/Adhesión al ACUERDO 2007-2011

5. Cualquier Productor Firmante puede dar por concluida su participación en este ACUERDO 2007-2011, debiendo notificar fehacientemente tal decisión a la Secretaría de Energía con una antelación de CIENTO VEINTE (120) días corridos. Asimismo, cualquier Productor No Firmante podrá, en cualquier momento durante la Vigencia del Acuerdo, adherirse al mismo. A partir de la fecha efectiva en que el/los Productor/es modifique/n su condición, serán considerados como Productores Firmantes o No Firmantes, según corresponda.

6. En ningún caso los volúmenes caídos de los Volúmenes del Acuerdo como consecuencia de la decisión de un Productor Firmante de dar por terminada su participación en el Acuerdo, afectarán a los Productores Firmantes.

V. Volúmenes

Volúmenes del Acuerdo

7. Cada uno de los Productores Firmantes se compromete a poner a disposición de los consumidores de gas, cuyos consumos integran la Demanda del Acuerdo, en cada mes de Vigencia del Acuerdo, los volúmenes diarios que para dicho Productor Firmante (con su debido plazo de contractualización) se establecen en el Anexo I del presente Acuerdo (los cuales han sido calculados acorde a las proporciones expuestas en el Anexo II del presente Acuerdo). No se configurará incumplimiento de lo establecido en el presente Acuerdo, si la no puesta a disposición de los volúmenes de gas natural se debe a caso fortuito y/o fuerza mayor.

8. Lo dispuesto en el punto anterior no obsta para que, existan acuerdos entre Productores Firmantes y sus respectivos clientes que eximan de la entrega de Volúmenes del Acuerdo por parte del Productor Firmante, tales como, arreglos de sustitución de energía, re-compra de volúmenes de gas u otras cláusulas indemnizatorias contractuales a favor del cliente.

9. El cálculo del volumen total para cada mes de demanda a abastecer mediante el ACUERDO 2007-2011, por cuenca de origen del gas y por Productor, responde a los criterios enunciados en los Anexos I y II del presente Acuerdo.

10. Los compromisos asumidos por las partes del Acuerdo, podrán ser revisados en caso de cambios sustanciales en la realidad subyacente y/o las premisas fundamentales con que cada una de las partes concurrió a la celebración del presente Acuerdo.

11. En caso de no cumplir con las obligaciones asumidas en el presente Acuerdo, el Productor Firmante incumplidor deberá afectar a los segmentos de mayor precio su falta de disponibilidad con lo cual recibirá un menor precio promedio (en proporción con la magnitud del incumplimiento) por el gas puesto a disposición conforme el Acuerdo.

Participación de cada Productor Firmante en los Volúmenes del Acuerdo

12. El cálculo de la participación comprometida de manera simplemente mancomunada por cada Productor Firmante en los Volúmenes del Acuerdo correspondiente a cada cuenca, se detalla en los Anexos I y II de este Acuerdo. La responsabilidad de cada Productor Firmante por el compromiso asumido en el presente Acuerdo es simplemente mancomunada, limitándose cada Productor Firmante a suministrar los Volúmenes del Acuerdo comprometidos por el mismo, que han sido calculados según las proporciones indicadas en el Anexo II. Las proporciones indicadas en el Anexo II, tienen el solo objetivo de asignar, a la fecha de suscripción del Acuerdo, los Volúmenes del Acuerdo (conforme los períodos de contractualización indicados en las notas del Anexo I) entre los Productores.
13. Las participaciones, se han definido en el Anexo II, el cual también registra la metodología utilizada para su cálculo y para el cálculo de los Volúmenes del Acuerdo del Anexo I. Las importaciones netas de gas natural de Cuenca Noroeste no se incluyen en el cálculo de estas participaciones, pero forman parte de los volúmenes de gas natural que integran los Volúmenes del Acuerdo.

Criterios para calcular la Demanda del Acuerdo

14. La Demanda del Acuerdo se ha determinado en base al consumo de gas del Mercado Interno de gas natural de Argentina durante el año 2006 y a los criterios que se especifican a continuación:

14.1. No incluye el gas consumido en yacimiento, utilizado en actividades propias a la explotación del yacimiento u otras de consumo propio que la SECRETARIA DE ENERGIA autorice a solicitud del Productor Firmante.

Quienes produzcan y utilicen los mismos volúmenes producidos de gas natural, no podrán adquirir volúmenes adicionales, incluidos en Volúmenes del Acuerdo, si destinasen a la venta a terceros todo o parte del volumen de gas natural que producen, salvo autorización expresa de la SECRETARIA DE ENERGIA. Cuando esa misma SECRETARIA considere autorizar para una cuenca Productiva el consumo de gas propio a un Productor Firmante, y ello imponga a algún otro Productor Firmante aumentos en los volúmenes que entrega a la Demanda Prioritaria, o a generadores de electricidad para el mercado interno o el que deba ofrecer en eventos de aplicación del “Mecanismo de Asignación de Gas Natural para GNC” mencionado en el Punto 17. de este Acuerdo, en cualquiera de esos casos, en más de un DIEZ POR CIENTO (10%) del volumen que en cualquier mes de vigencia de este Acuerdo le hubiese correspondido poner a disposición de esos consumidores, y en esa misma cuenca, la SECRETARIA deberá solicitar la conformidad previa de ese productor para, y de ser conferida la misma, proceder a eventualmente autorizar el consumo propio.

Se encuentran incluidos en la Demanda del Acuerdo los consumos propios de los Productores Firmantes que no hayan solicitado su exclusión a la SECRETARIA DE ENERGIA.

14.2. No incluye los arreglos de Inyección Adicional Permanente (IAP), asignados a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), ni a otros que CAMMESA haya solicitado por cuenta y orden de generadores de electricidad, ni tampoco los volúmenes requeridos por CAMMESA en el marco de la Resolución SE N° 659 del 17 de junio de 2004.

14.3. Incluye los consumos de la planta de extracción de líquidos de gas natural de General Cerri, aunque incorporados a la porción de los Volúmenes del Acuerdo correspondiente a cada Productor, según lo por él declarado que equivale, en volumen reducido, a la Reducción Térmica en Planta (RTP) realizada en esa planta de General Cerri, con gas inyectado por cada uno de esos Productores al sistema de transporte de gas natural operado por Transportadora de Gas del Sur. Por lo tanto, esos volúmenes no están afectados por la participación correspondiente a cada Productor, acorde lo determinado en este Acuerdo.

14.4. Incluye los volúmenes equivalentes a la extracción de líquidos del gas natural (en volumen reducido) de todas las plantas de obtención de esos líquidos ubicadas en la cabecera de los sistemas de transporte y de distribución que se alimentan directamente de yacimientos que producen gas natural, aunque incorporados a la porción de los Volúmenes del Acuerdo correspondiente a cada Productor, según lo por él declarado que equivale, en volumen reducido, a la Reducción Térmica en Planta (RTP) realizada en esas plantas con gas inyectado por cada uno de esos Productores a los sistemas de transporte o de distribución, o a sistemas de alimentación directa desde yacimientos a consumidores. Por lo tanto, esos volúmenes no están afectados por la participación correspondiente a cada Productor, acorde lo determinado en este Acuerdo.

14.5. Incluye el consumo de combustible (gas natural), necesario para el transporte de los volúmenes de gas natural correspondientes a los consumos que integran la Demanda del Acuerdo.

14.6. No incluye las exportaciones de gas natural ni el consumo de gas utilizado para exportar electricidad, ni el consumo de gas natural utilizado como combustible para el transporte de ambos volúmenes. Incluye,

para cada año y mes de vigencia del Acuerdo, los volúmenes resultantes del crecimiento de la Demanda Prioritaria que fuere a ocurrir hasta el año 2011, inclusive.

Condiciones de Contratación de los Volúmenes del Acuerdo

15. Demanda Prioritaria: Antes del 19 de junio del corriente año, o en fecha posterior a definir por la Secretaría de Energía, los Productores Firmantes ofrecerán a las Distribuidoras celebrar contratos de compraventa de gas natural, cuyo plazo y volumen agregado, reflejarán las participaciones de los Productores Firmantes en los Volúmenes del Acuerdo, asignados a cada Distribuidora, según se detalla en el Anexo I del presente Acuerdo (conforme los plazos de contractualización establecidos en el mismo), y que seguirán las pautas de precio establecidas en el Anexo III-A del presente Acuerdo. La Secretaría de Energía y el ENARGAS prestarán toda la colaboración necesaria para la reestructuración y registro de los contratos en los términos mencionados.

16. En caso que al 27 de junio de 2007 no se alcance un acuerdo entre los Productores Firmantes y las Distribuidoras para la reestructuración de los contratos, tomarán vigencia, en calidad de arreglos de suministro, los compromisos incluidos en los Anexos I y II para el abastecimiento de gas a dichas prestatarias. Los volúmenes comprometidos por los Productores Firmantes con Distribuidoras, en arreglos cuya vigencia original trascienda al 30 de abril de 2007, podrán ser intercambiados con otros Productores Firmantes, a fines de que los mismos sean útiles para cumplir con los compromisos de aporte de gas natural adquiridos por efectos de este Acuerdo, y en tanto correspondan a volúmenes a aportar a las mencionadas prestatarias desde la misma cuenca productiva. Los Intercambios que involucren otras cuencas productivas serán admitidos sólo cuando la Distribuidora afectada disponga del transporte firme necesario para utilizar todos los volúmenes de gas natural que le corresponda recibir desde cada cuenca productiva.

17. Los Productores Firmantes ofrecerán volúmenes en los correspondientes eventos de aplicación del “Mecanismo de Asignación de Gas Natural para GNC” instaurado por efectos de las Resoluciones SE N° 752/2005, N° 2020/2005 y N° 275/2006 los cuales reflejarán las participaciones de los Productores Firmantes en los Volúmenes del Acuerdo, asignados al consumo de estaciones de GNC detallados en el Anexo I del presente Acuerdo (conforme los plazos de contractualización establecidos en el mismo) e incluidos en el Volumen del Acuerdo, y que seguirán las pautas de precio establecidas en el Anexo III-B del presente Acuerdo.

18. Volúmenes del Acuerdo que no integran la Demanda Prioritaria y/o la demanda GNC: Los arreglos de suministro contratados voluntariamente por los productores firmantes y actualmente vigentes no serán afectados por efectos de este Acuerdo y hasta su vencimiento, sin perjuicio de la reestructuración que, de común acuerdo, las partes efectúen sobre los mismos siguiendo las pautas de este Acuerdo.

19. Los Productores Firmantes podrán acordar con consumidores de este grupo las condiciones de contratación de los Volúmenes del Acuerdo, considerando lo establecido en este Acuerdo. Los precios de esta parte del Volumen del Acuerdo se establecerán conforme a las pautas inscriptas en el Anexo III-C del presente Acuerdo (salvo acuerdo de partes que refleje un precio distinto conforme a lo dispuesto en este Acuerdo), y el compromiso de suministro de volúmenes establecido en el Anexo I del Acuerdo (conforme a los plazos de contractualización establecidos en las notas del mismo). Consecuentemente, los Productores Firmantes, en un plazo no mayor al 20 de junio de 2007 (el que podrá ser prorrogado por la Secretaría de Energía por razones operativas), efectuarán ofertas de compraventa de gas natural (por hasta su proporción de Volumen del Acuerdo para este segmento conforme el Anexo I) a: (i) los Nuevos Consumidores Directos, (ii) generadoras de electricidad, cuando los consumos de las mismas se destinen a generar electricidad destinada a abastecer el mercado interno; y (iii) clientes que adquirían gas natural a proveedores distintos de las Distribuidoras, aún antes de la vigencia de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 752 del 12 de mayo de 2005.

20. A efectos de atender la Demanda Prioritaria, y realizar una contratación útil y eficiente de la parte correspondiente de los Volúmenes del Acuerdo, los Productores Firmantes deberán satisfacer al menos el perfil de consumo verificado en cada uno de los arreglos de suministro a renovar y correspondiente al consumo de cada mes del año 2006. Si circunstancias particulares hubieren reducido el suministro de algún mes de ese año por debajo de los volúmenes previstos, la oferta de los Productores Firmantes a ese consumidor deberá considerar el consumo previsto para ese mes, en el arreglo original que vinculó a las partes.

VI. Pautas, Procedimientos y Aplicación de Precios.

21. Los precios del gas natural adquirido a los Productores Firmantes por las Distribuidoras para el suministro de los consumos de la Demanda Prioritaria con más el gas natural combustible necesario para su

transporte, serán los que resulten por aplicación de las pautas y procedimientos contenidos en el Anexo III-A del presente Acuerdo, que forma parte integrante del mismo.

22. Los precios del gas natural adquirido a los Productores Firmantes por usuarios GNC, serán los que resulten por aplicación de las pautas y procedimientos contenidos en el Anexo III-B del presente Acuerdo, que forma parte integrante del mismo.

23. A los fines de proceder a la renovación de los contratos o a la suscripción de nuevos instrumentos de compra-venta de gas natural con (i) clientes que debieron pasar a adquirir gas natural a proveedores distintos de las prestatarias de servicios de distribución de gas por redes por efectos de las disposiciones de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005, (los "Nuevos Consumidores Directos"), o (ii) con generadoras de electricidad, cuando los consumos de las mismas se destinen a generar electricidad destinada a abastecer el mercado interno; involucrando en todos estos casos exclusivamente a los volúmenes para todos esos clientes incluidos en los Volúmenes del Acuerdo; o (iii) con clientes que adquirían gas natural a proveedores distintos de las prestatarias de servicios de distribución, aún antes de la vigencia de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 752 del 12 de mayo de 2005; los Productores Firmantes tomarán como base, salvo acuerdo en contrario, los precios incluidos en los contratos de cada cliente cuya renovación o reemplazo se procura, sobre los que aplicarán la pauta de evolución de dichos precios que, para estos casos particulares, elabore y haga publicar la SECRETARIA DE ENERGIA. Estas disposiciones alcanzan únicamente a los volúmenes incluidos dentro de los Volúmenes del Acuerdo. La observancia de ese criterio de evolución de precios, no impondrá la exclusión de precio y/o fórmula de ajuste alguna alcanzado por acuerdo de partes, en tanto el instrumento pertinente esté debidamente registrado en el MEG y sin perjuicio de las acciones y remedios que pudieran ser de aplicación a dicho acuerdo de partes conforme las normas de aplicación general a las relaciones contractuales.

24. Esa pauta de evolución de precios a elaborar por la SECRETARIA DE ENERGIA determinará un umbral de variación máxima, salvo acuerdo de las partes contratantes, y para efectos de lo indicado en el punto anterior, no deberá superar a la que surge de las fórmulas para determinación de precios incluidas en los contratos de exportación suscriptos hasta abril de 2004 y que por disposiciones vigentes, son utilizados por la SECRETARIA DE ENERGIA para calcular precios de referencia por cuenca. La pauta de evolución acá mencionada deberá elaborarse en base a los movimientos observados en un precio promedio ponderado por el volumen de cada contrato vigente durante el período informado aplicando, de corresponder, lo establecido en los artículos 5° al 7° del Decreto N° 689 del 26 de abril de 2002.

25. Las pautas de evolución de precios y los procedimientos para la determinación de ellas o de precios efectivos que surgen de lo establecido en los Anexos III-B y III-C del presente Acuerdo, serán objeto de negociación entre las partes firmantes del presente Acuerdo, a partir del 1° de julio de 2009 y hasta el 31 de diciembre de ese año. Durante ese período de negociación, será de aplicación la Pauta de Evolución establecida en los mencionados Anexos III-B y III-C del presente Acuerdo y en los puntos anteriores. La Pauta de Evolución de Precios que vaya a surgir de esa negociación, será de aplicación desde el 1° de enero de 2010 hasta el 31 diciembre de 2011, ambos inclusive. La ausencia de un nuevo acuerdo entre las partes firmantes del presente ACUERDO 2007-2011, redundará en la continuidad de la aplicación de lo establecido en los Anexos III-B y III-C del presente Acuerdo y en los puntos anteriores, hasta la finalización de la vigencia del presente Acuerdo, sin perjuicio del derecho de los Productores Firmantes de dar por concluida su participación, conforme al punto IV del presente Acuerdo. La Secretaría de Energía o quien la reemplace en sus actuales funciones, se obliga por el presente Acuerdo a concurrir a las negociaciones mencionadas en este punto, y a observar un criterio por el cual la incorporación de reservas netas ocurrida hasta el 31 de diciembre de 2008, resulte en un elemento primordial a ser incentivado a los fines de atender a eventuales propuestas presentadas por los Productores Firmantes en la negociación, que resultaren en un nivel de precios efectivos superior al que surja de la mera aplicación de la normativa mencionada en este punto y dispuesta a efectos del presente Acuerdo. Si los productores pudieren demostrar que existe un nivel positivo de incorporación de reservas netas antes de esa fecha, y relevable al 30 de junio de 2008, y un volumen de producción superior al existente a la firma del presente Acuerdo, el período de renegociación se iniciará antes del 31 de julio de 2008, con el objetivo de alcanzar un nuevo acuerdo referido a los precios aquí tratados, con aplicación desde el 1° de enero de 2009.

VII. Cumplimiento del Compromiso.

26. Los Productores Firmantes, a efectos de cumplir sus compromisos emergentes del mismo, podrán realizar adquisiciones y/o intercambios de volúmenes de gas natural con otros Productores, aún de cuencas productivas distintas, sujeto ello a la disponibilidad de capacidad de transporte de gas útil, para llevar adelante tales adquisiciones y/o intercambios. Los costos emergentes de la realización de esas adquisiciones y/o intercambios, estarán a cargo de los Productores Firmantes que los realizaren y su

eventual imposibilidad de concreción, total o parcial, no exime a los Productores Firmantes involucrados de las obligaciones que hubiesen contraído por efectos de este Acuerdo.

27. Los Productores Firmantes del presente Acuerdo que no exporten gas natural, y que por efectos del mismo requieran volúmenes adicionales para completar sus compromisos con la demanda del Mercado Interno distinta de la Demanda Prioritaria (cuyo abastecimiento está garantizado por el presente Acuerdo), podrán adquirir a otros Productores Firmantes del presente Acuerdo esos volúmenes, con los mismos derechos y alcance que otros demandantes de gas natural del Mercado Interno cuyos consumos no estén incluidos en los Volúmenes del Acuerdo.

28. Los Productores Firmantes exportadores de gas natural que, por efectos de los compromisos de abastecimiento asumidos bajo el Acuerdo, requieran volúmenes adicionales de gas natural para completar sus compromisos de exportación podrán —en tanto hayan cumplido con todos sus compromisos bajo el Acuerdo—:

a.- adquirir gas a otros Productores Firmantes para cumplir sus compromisos de exportación; y/o

b.- ceder sus contratos de exportación a otros Productores Firmantes con volúmenes ya autorizados a exportar desde la misma cuenca productiva de origen del gas de los contratos que vayan a ser cedidos, en tanto esos volúmenes autorizados no hayan sido hasta ese momento efectivamente exportados, y esa autorización corresponda a un área o áreas con volúmenes de reservas comprobadas y producción remanentes, suficientes para adquirir esos nuevos compromisos, o; y si un productor exportador tiene más de una autorización para exportar desde una misma cuenca productiva de gas natural; y/o

c.- transferir sus contratos de exportación a otras autorizaciones para exportar desde la misma cuenca productiva de origen del gas de los contratos que vayan a ser transferidos, que corresponda a un área o áreas con volúmenes de reservas comprobadas y producción remantes, suficientes para adquirir esos nuevos compromisos. En este caso, podrán solicitar la reducción de los volúmenes a exportar desde un contrato de una autorización que califique para recibir nuevas obligaciones acorde lo aquí establecido, en tanto presenten la necesaria addenda al contrato original de la autorización que reciba la nueva obligación, debidamente conformada por las partes contratantes, y también la addenda o nuevo contrato correspondiente al destino que se agrega para el gas exportado mediante esa autorización, y se haya procedido a la registración de ambos instrumentos, acorde a la normativa vigente.

29. En los dos últimos casos la SECRETARIA DE ENERGIA se compromete a incorporar los nuevos compromisos a los permisos de exportación de los productores exportadores receptores de los contratos cedidos; aunque sin afectar el volumen total máximo autorizado a exportar, en cualquiera de sus modalidades de expresión utilizadas en los instrumentos normativos de aprobación de tales permisos (total del volumen autorizado, volumen máximo diario autorizado u otras modalidades de expresión), y ello así en tanto el exportador autorizado acepte que una vez agotado el volumen total autorizado a exportar o el plazo de la autorización a utilizar para el compromiso cedido, lo que ocurra primero, la autorización pertinente caduca de pleno derecho y todas las exportaciones vinculadas a ella deberán cesar. A esos efectos, la SECRETARIA DE ENERGIA habrá de expedirse aprobando o denegando aprobación al requerimiento de los interesados, en un plazo de VEINTE (20) días hábiles administrativos. Transcurrido el mismo, quedan habilitados a los requirentes los recursos administrativos y jurisdiccionales que la Ley establece.

30. Lo establecido en este punto no obsta los procesos de auditoría y las disposiciones que de ellos resultaren, que pudieren merecer las autorizaciones de exportación, por aplicación de la normativa vigente en la materia.

VIII. Misceláneas

31. La Secretaría de Energía reconoce expresamente que la suscripción, y posterior aplicación y cumplimiento por parte de los Productores Firmantes, del presente Acuerdo, contribuye positivamente al beneficio del interés económico general.

32. Los precios del gas natural que resultaren de las ventas realizadas por los Productores Firmantes, como consecuencia del presente Acuerdo, serán los que los Productores Firmantes deberán informar como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías, previstas en el Artículo 62 de la Ley N° 17.319, y/o cualquier gravamen impositivo y/o aduanero aplicable, correspondientes a los volúmenes de gas vendidos por los Productores Firmantes. Si una o más provincias productoras de hidrocarburos iniciaren reclamos o acciones legales vinculadas con el pago de las regalías de gas natural devengadas a partir de la vigencia de la Ley N° 25.561 y sus modificatorias tales que pudieran derivar, para Productores Firmantes, en mayores costos por la liquidación de las regalías de gas devengadas durante el período indicado con relación a aquellos costos que hubieran derivado de la aplicación del Acuerdo homologado por la Resolución MPFIPyS N° 208/04 y el presente Acuerdo, los Productores Firmantes afectados podrán requerir la citación

de la Secretaría de Energía, como tercero en los expedientes correspondientes, quien dispondrá las acciones pertinentes con el objetivo de evitar o compensar esos mayores costos.

33. Si alguna provincia productora de hidrocarburos requiriese la percepción en especie de regalías de gas natural en volúmenes adicionales a los que hubiese ya notificado, de manera fehaciente, que requerirá o ya hubiese retenido o requerido con anterioridad a la suscripción del presente Acuerdo, la Secretaría de Energía, en uso de sus facultades, llevará adelante las acciones necesarias para minimizar el impacto negativo sobre las condiciones de abastecimiento interno de gas natural que esa decisión de la/s provincia/s pudiere provocar. Asimismo, en la medida que se le requiera el pago de las regalías en especie, cada Productor Firmante podrá reducir los volúmenes comprometidos en el Anexo I de este Acuerdo, en un volumen proporcional al pagado en especie. Dicha reducción se aplicará: (i) en primer lugar al gas natural destinado a abastecer a usuarios de la Provincia que requiriese el pago de las regalías en especie, distintos de las Distribuidoras y (ii) en segundo término, a la Distribuidora que opera en la Zona de Distribución a la que pertenece dicha Provincia.

34. En el caso que durante la Vigencia del Acuerdo un Productor Firmante transfiriese, por cualquier título la titularidad de todo o parte de sus derechos de explotación respecto de una determinada área, la participación de ese Productor Firmante en los Volúmenes del Acuerdo se reducirá proporcionalmente en el porcentaje que la producción neta de gas natural proveniente de dicha área represente en la producción neta total de gas natural de ese Productor Firmante, conforme se detalle en el Anexo II de este Acuerdo (el "Porcentaje de Participación Transferido"). El Productor Firmante involucrado se compromete a que el nuevo titular de tales derechos asumirá, desde el momento mismo de la fecha que establezca el convenio respectivo en virtud del cual se acuerda la transferencia de los respectivos derechos de explotación, o, desde la fecha del acto administrativo que apruebe o disponga la transferencia, lo que primero, el compromiso de suministrar en los Volúmenes del Acuerdo un volumen de gas equivalente al Porcentaje de Participación Transferido.

35. Ninguna de las disposiciones contenidas en el presente Acuerdo, podrán interpretarse como una renuncia a los derechos invocados por los Productores Firmantes en cualquier fuero o jurisdicción tanto judicial como arbitral, ni a los recursos y/o reclamos administrativos que éstos pudieran haber iniciado contra acto administrativo alguno, sin que ello pueda tampoco interpretarse como consentimiento o aceptación por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA o el Gobierno Argentino respecto de esos eventuales reclamos.

IX. Anexos.

36. Todos los Anexos del presente Acuerdo forman parte integrante del mismo.

Fe de errata 1: en las notas de los cuadros de los Anexos I y II donde dice: "Punto 13.1"; debe decir: "Punto 14.1".

Fe de errata 2: en el Punto 19. donde dice: "20 de junio"; debe decir: "27 de junio".

Aclaración: Los Volúmenes indicados en los cuadros del Anexo I están expresados en miles de metros cúbicos día de 9.300 kcal.

Anexo I

Archivo en xls - Anexo I

Anexo II

Archivo en pdf – Anexo II

Anexo III

Archivo en pdf – Anexo III

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 824/07

Publicación Boletín Oficial N° 31223, del 23/08/2007

Citas Legales: Decreto 00027/2003 - artículo 06; Decreto 01576/2006; Ley 11.672 (t.o. 1999); Ley 15.336; Ley 24.065; Ley 25.401 - artículo 074; Ley 25.401 - artículo 116; Resolución SE 0179/2000; Resolución SE 0179/2000; Resolución SE 0182/2000; Resolución SE 1068/2005; Resolución SE 1341/2006 - anexo I; Resolución SEE 0061/1992.

Documentos Licitatorios a elaborar por el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) para el concurso de la Ampliación Interconexión NOA –NEA. Definiciones.

BUENOS AIRES, 18 DE AGOSTO DE 2007.

VISTO el Expediente Nº S01:0223700/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) ha otorgado a la REPUBLICA ARGENTINA un préstamo destinado a financiar el PROGRAMA DE TRANSMISION ELECTRICA DEL NORTE GRANDE, cuyo componente principal es el vínculo eléctrico en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) entre las regiones NOROESTE ARGENTINO (NOA) y NORESTE ARGENTINO (NEA), Ampliación denominada Interconexión NOROESTE NORESTE o Interconexión NOA NEA.

Que mediante el Artículo 4º del Decreto Nº 1576 del 6 de noviembre de 2006 se designó a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS como Organismo Ejecutor de dicho Programa, el que actuará a través del Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF).

Que oportunamente dicha Ampliación fue tipificada como financiable desde el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) por esta Secretaría, en el marco del PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 182 del 7 de julio de 2000 y sus modificatorias y complementarias.

Que en oportunidad de efectuar la Convocatoria Abierta prevista en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 179 del 8 de noviembre de 2000, en el marco de dicho PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), se previó gestionar la Interconexión NOA NEA como una Ampliación por Concurso Público con Aportes del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF), en los términos previstos en el Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que a posteriori se efectuaron adecuaciones regulatorias para llevar a término las Ampliaciones previstas en dicho Plan, resultando de aplicación a las mismas el PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), cuya última revisión obra como Anexo I a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1341 del 5 de octubre de 2006.

Que el financiamiento obtenido y las adecuaciones referidas en el considerando precedente hacen aconsejable modificar el tratamiento previsto mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 179 del 8 de noviembre de 2000 y gestionar la Interconexión NOA NEA como una Ampliación por Asignación de Derechos Financieros, en los términos previstos en el Anexo I del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que por otra parte, a efectos de incrementar el nivel de competencia mediante la adecuación del módulo de la obra a las capacidades de las empresas que pudieran interesarse en presentar ofertas, resulta conveniente segmentar la Ampliación denominada Interconexión NOA NEA en dos tramos, a concursar en forma independiente.

Que a idénticos efectos, en el marco de recuperación que muestra la economía nacional, resulta también conveniente explorar las posibilidades de profundizar la competencia, extendiéndola a las tareas de operación y mantenimiento de la Ampliación.

Que a esos efectos deberán definirse las fronteras de los Tramos Este y Oeste, respetando criterios funcionales, e incluir ajustes regulatorios específicos en los documentos licitatorios.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete en virtud de lo dispuesto por el Artículo 6º del Decreto Nº 27 del 27 de mayo de 2003.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el denominado “Marco Regulatorio Eléctrico” integrado por la Ley Nº 15.336 y la Ley Nº 24.065, el Artículo 74 de la Ley Nº 25.401, incorporado a la Ley Nº 11.672 COMPLEMENTARIA PERMANENTE DE PRESUPUESTO (t.o. 1999) por el Artículo 116 de la Ley Nº 25.401 y el Artículo 4º del Decreto Nº 1576 del 6 de noviembre de 2006.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- En relación a los documentos licitatorios a elaborar por el Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) para el concurso de la Ampliación Interconexión NOA NEA, defínese:

a) El Tramo Oeste de la Interconexión NOA NEA, como el integrado por las siguientes obras:

1) Líneas de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) entre las Estaciones Transformadoras El Bracho y Cobos, entre las Estaciones Transformadoras Cobos y San Juancito y entre las Estaciones Transformadoras Cobos y Monte Quemado.

2) Ampliación de la Estación Transformadora El Bracho, comprendiendo UN (1) campo de salida de línea, UN (1) banco de reactores monofásicos, la extensión de las barras existentes y la reubicación del actual campo de salida hacia Pluspetrol.

3) Nueva Estación Transformadora Cobos de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) con TRES (3) campos de salida de línea, CUATRO (4) bancos de reactores monofásicos, UN (1) campo de salida a transformador de CUATROCIENTOS CINCUENTA MEGAVOLTAMPERIOS (450 MVA) para vinculación con la playa existente de TRESCIENTOS CUARENTA Y CINCO KILOVOLTIOS (345 kV).

4) Nueva Estación Transformadora San Juancito con UNA (1) playa de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y UNA (1) playa de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) vinculadas mediante UN (1) transformador trifásico de TRESCIENTOS MEGAVOLTAMPERIOS (300 MVA), esta última playa vinculada a su vez con la Estación Transformadora San Juancito existente.

b) El Tramo Este de la Interconexión NOA NEA como el integrado por las siguientes obras:

1) Líneas de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) entre las Estaciones Transformadoras Monte Quemado y Roque Sáenz Peña, entre las Estaciones Transformadoras Roque Sáenz Peña y Resistencia y entre las Estaciones Transformadoras Resistencia y Formosa Oeste.

2) Nueva Estación Transformadora Monte Quemado con UNA (1) playa de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) de CUATRO (4) campos y UNA (1) playa de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) con TRES (3) campos, vinculadas ambas mediante UN (1) transformador trifásico de CIENTO CINCUENTA MEGAVOLTAMPERIOS (150 MVA).

3) Nueva Estación Transformadora Roque Sáenz Peña con UNA (1) playa de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) de CUATRO (4) campos y UNA (1) playa de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) con TRES (3) campos, vinculadas ambas mediante UN (1) transformador trifásico de TRESCIENTOS MEGAVOLTAMPERIOS (300 MVA).

4) Ampliación de la Estación Transformadora Resistencia, comprendiendo DOS (2) campos de salida de línea y la extensión de las barras existentes.

5) Nueva Estación Transformadora Formosa Oeste con UNA (1) playa de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) de DOS (2) campos y UNA (1), playa de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) con CINCO (5) campos, vinculadas ambas mediante UN (1) transformador trifásico de TRESCIENTOS MEGAVOLTAMPERIOS (300 MVA).

Los documentos licitatorios a elaborar deberán prever la obtención de ofertas separadas para cada uno de los tramos antes definidos.

ARTICULO 2°.- Instrúyese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) a gestionar la Interconexión NOA NEA como una Ampliación por Asignación de Derechos Financieros, en los términos previstos en el Anexo I del REGLAMENTO DE

ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 3°.- La elaboración de los documentos licitatorios citados en el artículo 1º de este acto deberá adecuarse a lo establecido en el PROCEDIMIENTO COMPLEMENTARIO PARA CONCRETAR LAS AMPLIACIONES DEL PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), obrante como Anexo I a la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1341 del 5 de octubre de 2006. En relación con el Tramo Este deberá adicionalmente considerarse las adecuaciones a dicho Procedimiento Complementario contenidas en los apartados a) y b) del Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1068 del 20 de septiembre de 2005.

ARTICULO 4°.- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF) y al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

ARTICULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 832/07

Publicación Boletín Oficial N° 31228, del 30/08/2007

Citas Legales: Decreto 01142/2003 - artículo 09; Decreto 02743/1992 - artículo 12; Ley 15.336; Ley 24.065; Resolución SE 1341/2006 - artículo 2; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 18 - punto 7.2.

Modificación de la Resolución N° 1341/2006, en relación con la Ampliación denominada Interconexión Eléctrica en Extra Alta Tensión en Quinientos Kilovoltios (500 Kv) Comahue - Cuyo.

BUENOS AIRES, 29 DE AGOSTO DE 2007.

VISTO el Expediente Nº EXP-S01:0324623/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ampliación denominada Interconexión Eléctrica en Extra Alta Tensión en Quinientos Kilovoltios (500 kV) COMAHUE – CUYO se halla en un proceso avanzado de gestión, encontrándose muy adelantado el trámite del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, conforme las exigencias de la Ley Nº 24.065.

Que en atención al grado de avance de la obra citada en el considerando anterior, y a efectos del desarrollo de la misma en tiempo y forma, se requiere incorporar otras fuentes de recursos de manera de concurrir a su concreción.

Que en este sentido resulta conveniente que los Aportes que efectúe el TESORO NACIONAL al FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) con destino al financiamiento de la mencionada obra podrán tener el carácter de Aportes Firmes comprometidos como anticipos que darán lugar a Derechos Financieros de Transporte y/o el de Aportes Financieros que se prevé recuperar por la metodología prevista en el Apartado 7.2 del Anexo 18 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, luego de la puesta en operación comercial de la Ampliación.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por las Leyes Nº 15.336 y Nº 24.065 y Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Sustitúyese el texto del Artículo 2º de la Resolución Nº 1341 de fecha 5 de octubre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por el siguiente:

“ARTICULO 2º- En relación a los aportes que efectúe el TESORO NACIONAL al FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF) con destino al financiamiento de la Ampliación denominada Interconexión Eléctrica en Extra Alta Tensión en Quinientos Kilovoltios (500kV) COMAHUE – CUYO, los mismos podrán tener el carácter de: a) Aportes Financieros a recuperar por la metodología prevista en el Apartado 7.2 del Anexo 18 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, y/o b) Aportes Firmes comprometidos como ANTICIPOS a desembolsar durante el lapso de obra que darán lugar a los DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSPORTE; todo ello tal como se prevé en el Artículo 6º, Apartado a) Inciso i), puntos I) y II), del Procedimiento Complementario referido en el artículo 1º del presente acto”.

ARTICULO 2°.- Notifíquese al Comité de Administración del FONDO FIDUCIARIO DEL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (CAF), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1037/2007

Publicación Boletín Oficial N° 31.253, del 04/10/2007, P.24.

Citas Legales: Res. SE 745/05; Res. SE 415/04; Res. SE 1063/05; Res. SE 942/06; Ley 25.957; Ley 25.561; Dec. 1957/06; Res. MPFIPyS 2000/05; Dec. 1142/03; Dec. 180/04; Ley 15.336

> Programa de uso racional de la Energía Eléctrica. Determina que los fondos a los que alude el Art.12 del anexo I de la res. Se 745/05 (ver nota b-29344), serán destinados por Edenor al fondo de estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista.

BUENOS AIRES, 29 DE SEPTIEMBRE DE 2007

VISTO el Expediente Nº S01:0041837/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, dictó la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 mediante la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), como parte del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA (PURE) instituido por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, destinado a instalar en la población el uso racional de la energía considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que conforme resulta del Artículo 12 del Anexo I de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005, corresponde a la misma determinar el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del Programa mencionado.

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1063 de fecha 9 de septiembre de 2005, se dispuso el destino de estos fondos excedentes, estableciéndose que las prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal depositen tales fondos, en plazos a determinar, en la cuenta específica perteneciente al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 942 de fecha 12 de julio de 2006, se dispuso afectar el destino de tales excedentes al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de las sumas que las Distribuidoras abonen en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) establecido por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957.

Que por Decreto Nº 1957 de fecha 28 de diciembre de 2006 y de conformidad con la Ley Nº 25.561 de emergencia y sus normas complementarias, el PODER EJECUTIVO NACIONAL procedió a ratificar el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual, suscripta el 13 de febrero de 2006 entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), instrumento por el que las partes alcanzaron un ACUERDO sobre la ADECUACION DEL CONTRATO DE CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA. Que dicha Distribuidora de jurisdicción federal ha solicitado al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, el reconocimiento de los mayores costos resultantes de la aplicación del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) establecido en la Cláusula 4 del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual conforme el procedimiento establecido en el Anexo I de la misma, para el período mayo de 2006 a abril de 2007, cuyo efectivo traslado a la tarifa final se ha visto demorado en la práctica debido a la aplicación de los procedimientos administrativos vigentes.

Que el traslado tardío a la tarifa de tal concepto ocasionaría a los usuarios finales incrementos tarifarios retroactivos y por otra parte, la demora producida afectaría también el plan de inversiones previstas en el marco del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual aprobada por el Decreto Nº 1957 de fecha 28 de diciembre de 2006.

Que por Nota SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 0836 del 10 de agosto de 2007, esa SUBSECRETARIA solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) le informase sobre el estado de dichas actuaciones a esa fecha, requerimiento que fue cumplido mediante la Nota ENRE Nº 75.735 del 17 de agosto de 2007 en la que se adjuntó la Nota ENRE Nº 75203 del 13 de julio de 2007 dirigida al SUBSECRETARIO DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en virtud de lo dispuesto en el artículo

1º de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 2000 del 19 de diciembre de 2005.

Que, según se indica en la Nota ENRE Nº 75.203 del 13 de julio de 2007, el cálculo del ajuste por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) presentado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) para el período mayo de 2006 a abril de 2007 arroja un valor del ONCE COMA TREINTA Y UNO POR CIENTO (11,31%), en tanto que la verificación efectuada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) alcanza al NUEVE COMA SESENTA Y TRES POR CIENTO (9,63%).

Que, la solicitud de la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) sólo será posible de cumplimentar si se tiene en cuenta en primer lugar, que por la índole de los recursos considerados, sólo pueden ser asignados en calidad de un auxilio de carácter financiero hasta tanto se cumplimenten los mecanismos y procedimientos previstos en el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual y, en segundo lugar, que dicho auxilio deberá reconocer como límite, el valor del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) verificado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en su nota ENRE Nº 75.203 del 13 de julio de 2007, y no el que presenta la empresa.

Que una vez producido el mencionado traslado de la metodología del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) al respectivo cuadro tarifario, la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) deberá restituir a su destino original los fondos descontados oportunamente del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), según el control de los fondos involucrados y el balance de los créditos y débitos respectivos que haga el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en los plazos y formas que éste determine y, en caso de verificarse saldo favorable al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), abonando la tasa de interés que corresponda.

Que para la implementación de lo dispuesto en el presente acto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá tomar todas las medidas que considere necesarias y conducentes para la mejor implementación del mecanismo aquí descripto.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme a lo establecido en el artículo 9º del Decreto Nº 1142 del 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005, el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Determínase que los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 serán destinados por la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de:

a) las sumas que abone en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), y

b) los montos correspondientes al concepto del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC), hasta tanto se reconozca el efectivo traslado a la tarifa de uno u otro concepto según corresponda.

Artículo 2º- Dispónese que el porcentaje a utilizar en concepto del ajuste por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) para el período mayo de 2006 a abril de 2007 para la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) alcanza al NUEVE COMA SESENTA Y TRES POR CIENTO (9,63%).

Artículo 3º- Dispónese que una vez producido el mencionado traslado de la metodología del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) al respectivo cuadro tarifario, la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) deberá restituir a su destino original los fondos descontados oportunamente del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), según el control de los fondos involucrados y el balance de los créditos y débitos

respectivos que haga el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en los plazos y formas que éste determine y, en caso de verificarse saldo favorable al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), abonando la tasa de interés de las colocaciones financieras de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para dicho Fondo de Estabilización.

Artículo 4º- Instrúyese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a que disponga todas las medidas que considere necesarias para el mejor cumplimiento de lo dispuesto en el presente acto.

Artículo 5º- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1836/07

(NO Publicada en B.O) , 27/11/2007; 3p.

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 220/07; Res. SE 2022/05; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Dec. 1142/2003; Ley 15.336

MEM. Resuélvese instruir a CAMMESA, a suscribir con ENARSA los contratos de Abastecimiento MEM correspondientes a los emplazamientos que la S.E comunicará específicamente.

BUENOS AIRES, 27 DE NOVIEMBRE DE 2007.

VISTO el Expediente N° 0445533/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes n° 24.065, N° 25.561 y N° 26.077, y

CONSIDERANDO:

Que en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, el ESTADO NACIONAL instruyó a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) a llevar a cabo una licitación para la contratación de equipos de generación a ser instalados en diversas localidades del TERRITORIO NACIONAL.

Que la citada resolución prevé que las ofertas de generación que se encuadren en la misma contarán con Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuya definición y alcance se definen en la citada norma.

Que por Nota de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 1.094 de fecha 12 de octubre de 2007, se autorizó, a partir del 1° de noviembre de 2007, el ingreso de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) como Agente Generador del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO, con carácter provisorio, como titular de las unidades o grupos de generación de energía eléctrica transportables o montadas sobre barcazas, a instalarse en distintas ubicaciones del TERRITORIO NACIONAL.

Que en particular, en los Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la parte vendedora será el Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta haya sido aprobada por esta SECRETARIA DE ENERGIA, y que la parte compradora será el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto, representado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" de dicho Mercado a Precio Estacional.

Que en ese sentido, dicha Compañía actuará en los términos establecidos en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, del Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995 y de lo dispuesto por el Artículo 1° Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a suscribir con ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), bajo los términos establecidos en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005, los Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) correspondientes a los emplazamientos que esta SECRETARIA DE ENERGIA comunicará específicamente.

A los efectos establecidos en el presente artículo, se adjunta como ANEXO de la presente, el modelo de contrato a suscribir, cuyas condiciones particulares y adicionales de aplicación, serán determinadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA en ocasión de informar los emplazamientos a los que les serán asignables.

En vista de las condiciones particulares de las demandas a ser abastecidas por la generación contratada a través de la presente resolución, esta SECRETARIA DE ENERGIA instruirá oportunamente a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre

los procedimientos a desarrollar para el control del cumplimiento de los objetivos definidos para estos equipos y sobre la metodología a implementar para la inclusión de los costos que demande esta operatoria en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 2°.- Instrúyese al Agente Generador ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) a dar cumplimiento a lo establecido en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" para la habilitación comercial y demás requisitos que demande la operatoria de las unidades referidas en el artículo 1° de la presente resolución.

ARTICULO 3°.- Instrúyese al Agente Generador ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) a presentar a esta SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación, toda la información que sea requerida para el reconocimiento de los costos involucrados, conforme lo establecido en el Artículo 3° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 y su liquidación contractual a que se hace referencia en el modelo de contrato que se adjunta como ANEXO para cada uno de los emplazamientos que se definen en el artículo 1° del presente acto.

ARTICULO 4°.- Será de aplicación en todo lo que no se contraponga con lo definido en la presente norma lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 220 de fecha 18 de enero de 2007.

ARTICULO 5°.- Facúltese al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6°.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA).

ARTICULO 7°.- Regístrese, comuníquese y archívese.

RESOLUCION SE N° 1836

Anexo 1

NO-2018-36248971-APN-SSEE-MEN

Archivo.pdf

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1838/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.297, del 06/12/2007

Citas Legales: Res. SE 745/05; Res. SE 415/04; Res. SE 745/05; Res. SE 1063/05; Res. SE 942/06; Dec. 1959/06; Dec. 1959/06; Dec. 180/04; Ley 15336; Ley 24.065; Ley 25.561; Ley 25.957

> Cobro de cargos adicionales y pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del citado Programa. Determínase que dichos recursos, a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745/2005, serán destinados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista.

Bs. As., 27/11/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0041856/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, dictó la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 mediante la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), como parte del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA (PURE) instituido por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, destinado a instalar en la población el uso racional de la energía considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que conforme resulta del Artículo 12 del Anexo I de la citada Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005, corresponde a la misma determinar el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales y del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del Programa mencionado.

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1063 de fecha 9 de septiembre de 2005, se dispuso el destino de estos fondos excedentes, estableciéndose que las prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal depositen tales fondos, en plazos a determinar, en la cuenta específica perteneciente al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 942 de fecha 12 de julio de 2006, se dispuso afectar el destino de tales excedentes al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de las sumas que las Distribuidoras abonen en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) establecido por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957.

Que por Decreto Nº 1959 de fecha 28 de diciembre de 2006 y de conformidad con la Ley Nº 25.561 de emergencia económica y sus normas complementarias, el PODER EJECUTIVO NACIONAL procedió a ratificar el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual, suscripta el 15 de febrero de 2006 entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), instrumento por el que las partes alcanzaron un ACUERDO sobre la ADECUACION DEL CONTRATO DE CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dicha Distribuidora de jurisdicción federal ha solicitado al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, el reconocimiento de los mayores costos resultantes de la aplicación del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) establecido en la Cláusula 4 del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual conforme el procedimiento establecido en el Anexo I de la misma, para el período mayo de 2006 a abril de 2007, cuyo efectivo traslado a la tarifa final se ha visto demorado en la práctica debido a la aplicación de los procedimientos administrativos vigentes.

Que el traslado tardío a la tarifa de tal concepto ocasionaría a los usuarios finales incrementos tarifarios retroactivos y por otra parte, la demora producida afectaría también el plan de inversiones previstas en el marco del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual aprobada por el Decreto Nº 1959 de fecha 28 de diciembre de 2006.

Que por Nota de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 0836 del 10 de agosto de 2007, dicha Subsecretaría solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) le informase sobre el estado de dichas actuaciones a esa fecha, requerimiento que fue cumplido mediante la Nota ENRE Nº 75735 del 17 de agosto de 2007 en la que se adjuntó la Nota ENRE Nº 75203 del 13 de julio de 2007

dirigida al SUBSECRETARIO DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 1º de la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 2000 del 19 de diciembre de 2005.

Que, según se indica en la Nota ENRE Nº 75203 del 13 de julio de 2007, el cálculo del ajuste por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) presentado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) para el período mayo de 2006 a abril de 2007 arroja un valor del DIEZ COMA DIECIOCHO POR CIENTO (10,18%), en tanto que la verificación efectuada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) alcanza al NUEVE COMA SETENTA Y CINCO POR CIENTO (9,75%).

La solicitud de EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) sólo será posible de cumplimentar si se tiene en cuenta en primer lugar, que por la índole de los recursos considerados, sólo pueden ser asignados en calidad de un auxilio de carácter financiero hasta tanto se cumplimenten los mecanismos y procedimientos previstos en el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual y, en segundo lugar, que dicho auxilio deberá reconocer como límite, el valor del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) verificado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en su nota ENRE Nº 75203 del 13 de julio de 2007, y no el que presenta la empresa.

Que una vez producido el mencionado traslado de la metodología del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) al respectivo cuadro tarifario, la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) deberá restituir a su destino original los fondos descontados oportunamente del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), según el control de los fondos involucrados y el balance de los créditos y débitos respectivos que haga el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en los plazos y formas que éste determine y, en caso de verificarse saldo favorable al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA MEM), abonando la tasa de interés que corresponda.

Que para la implementación de lo dispuesto en el presente acto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá tomar todas las medidas que considere necesarias y conducentes para la mejor implementación del mecanismo aquí descripto.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme a lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005, el Artículo 31 del Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 2º, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Determínase que los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 serán destinados por la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de:

a) las sumas que abone en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), y

b) los montos correspondientes al concepto del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC).

Todo ello hasta tanto se reconozca el efectivo traslado a la tarifa de uno u otro concepto según corresponda.

Art. 2º — Dispónese que el porcentaje a utilizar en concepto del ajuste por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) para el período mayo de 2006 a abril de 2007 para la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) alcanza al NUEVE COMA SETENTA Y CINCO POR CIENTO (9,75%).

Art. 3º — Dispónese que una vez producido el mencionado traslado de la metodología del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) al respectivo cuadro tarifario, la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) deberá restituir a su destino original los fondos descontados

oportunamente del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), según el control de los fondos involucrados y el balance de los créditos y débitos respectivos que haga el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en los plazos y formas que éste determine y, en caso de verificarse saldo favorable al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), abonando la tasa de interés de las colocaciones financieras de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para dicho Fondo de Estabilización.

Art. 4º — Instrúyese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a que disponga todas las medidas que considere necesarias para el mejor cumplimiento de lo dispuesto en el presente acto.

Art. 5º — Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

Art. 6º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

Art. 7º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 8º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCION MPFIPyS 409/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.185, del 28/06/2007, Pág. 10

Citas Legales: Ley N° 24.076, Ley 26.095, Decreto N° 1216/06, Decreto 465/05, RES MPFIPyS 608/05.

> Establece una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la RES ENARGAS 3689/07, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo hasta el 31/12/07. Instruye al ENARGAS. La presente resolución entra en vigencia a partir de su publicación en el boletín oficial.

Bs. As., 26/06/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0137364/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, aprobada por el Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y sus modificatorios, han consagrado el marco legal destinado a regular la prestación del servicio público nacional de Transporte y Distribución de Gas Natural.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha impulsado, a través del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la adopción de un número de medidas de política energética tendientes a satisfacer las necesidades de suministro de gas natural al mercado local.

Que el Decreto Nº 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006 reglamentó los preceptos contenidos en la Ley Nº 26.095, delegando en el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS las atribuciones conferidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que, en este sentido, el Decreto Nº 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006 fijó el procedimiento para la constitución y aplicación de los cargos específicos, estableciendo que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS definirá los términos y condiciones bajo los cuales calificarán las obras que se ejecuten al amparo de los Fideicomisos; que con la asistencia técnica de la SECRETARIA DE ENERGIA y de los respectivos entes reguladores fijará el valor de los cargos específicos; que determinará a qué Fondo Fiduciario se destinará el monto recaudado por los mismos.

Que por Resolución Nº 2008 de fecha 28 de diciembre de 2006 este Ministerio aprobó lo actuado por la SECRETARIA DE ENERGIA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA, ambos de este Ministerio, en relación a los cargos específicos establecidos en la Ley Nº 26.095, para las obras de ampliación de la capacidad de transporte de gas natural 2006-2008 sobre los sistemas de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE SOCIEDAD ANONIMA (TGN S.A.) y de TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA (TGS S.A.), definidas en el marco del Decreto Nº 465 de fecha 6 de mayo de 2005 y la Resolución Nº 608 de fecha 17 de junio de 2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, se excluyeron de su cálculo los segmentos correspondientes a consumos Residenciales, Usuarios GNC y Categoría General P subcategorías SGP1 y SGP2.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), a través de la Resolución Nº 3689 de fecha 9 de enero de 2007 estableció los cargos específicos con vigencia a partir del 1º de enero de 2007, de conformidad con la Resolución Nº 2008 de fecha 28 de diciembre 2006 de este Ministerio.

Que en virtud del crédito adicional acordado entre NACION FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANONIMA, en su carácter de fiduciario financiero, y el BANCO NACIONAL DE DESARROLLO ECONOMICO Y SOCIAL (BNDES) se encuentran dadas las condiciones para otorgar una bonificación del VEINTE POR CIENTO (20%) de los Cargos Específicos oportunamente establecidos hasta el 31 de diciembre de 2007, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo, sin que se afecte el desarrollo de la obra a ejecutar.

Que tanto el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) como la SECRETARIA DE ENERGIA, ambos dependientes de este Ministerio, han concluido que mediante el financiamiento utilizado por NACION FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANONIMA resulta factible proceder a realizar una bonificación del VEINTE POR CIENTO (20%) de los Cargos Específicos establecidos en la Resolución Nº 3689 de fecha 9 de enero de 2007 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) hasta el 31 de diciembre de 2007.

Que asimismo, resulta conveniente instruir al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a que efectúe un análisis bimestral sobre la posibilidad, conveniencia y mantenimiento de la bonificación que por el presente se propicia.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades emanadas de la Ley 26.095 y del Decreto Nº 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Establécese una bonificación transitoria del VEINTE POR CIENTO (20%) del cargo específico establecido en la Resolución Nº 3689 de fecha 9 de enero de 2007 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA de este MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo hasta el 31 de diciembre de 2007.

*(**Nota Infoleg**: por art. 1° de la Resolución Nº 267/2009 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios B.O. 23/3/2009 se prorroga la bonificación establecida por el presente artículo, hasta el 31 de diciembre de 2009. Vigencia: desde el momento de su publicación en el Boletín Oficial. **Prórroga anterior**: Resolución N° 161/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios B.O. 13/3/2007).*

Art. 2º — Instrúyase al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a efectuar las comunicaciones necesarias para llevar adelante las medidas establecidas en la presente resolución, así como evaluar bimestralmente la posibilidad, conveniencia y mantenimiento en el tiempo de lo dispuesto en el Artículo 1º.

Art. 3º — La presente resolución entrará en vigencia desde el momento de su publicación en el Boletín Oficial de la Nación.

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese. — Julio M. De Vido.

RESOLUCION MPFIPyS 459/07

Publicación Boletín Oficial N° 31.195, del 13/07/2007, Pág. 9

Citas Legales: Ley 24.156, Ley 17.319, Res MPFIPyS 268/07, Decreto 1142/03.

Crease el programa de energía total en el ámbito del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, el cual tendrá como objetivo incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica, el que tendrá una duración de 90 días.

Bs. As., 12/07/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0252644/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario maximizar la utilización de los distintos componentes que conforman la matriz energética argentina, con el fin de garantizar su adecuada alternancia, contribuyendo de esta manera con la continuidad del crecimiento del País y sus industrias.

Que dentro de las funciones asignadas al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se encuentran las de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas que incrementen y tornen eficientes la asignación de los recursos.

Que a los fines indicados, se propicia la creación de un programa mediante el cual se incentiva la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica por red, por el uso de combustibles alternativos (fuel oil – gas oil - otros) para las diferentes actividades productivas, y/o para la autogeneración eléctrica en aquellas empresas que posean equipamiento disponible a los fines de dicha sustitución.

Que, a efectos de la aplicación del plan que se crea mediante la presente resolución, resulta necesaria la designación de una Unidad Ejecutora, quien tendrá a su cargo la gestión del presente Programa.

Que resulta necesario facultar a la UNIDAD EJECUTORA al dictado de un Reglamento destinado a establecer las condiciones generales, procedimientos, responsabilidades y metodologías de ejecución, liquidación, así como la rendición de cuentas vinculadas a las transferencias de fondos, afectados al Programa.

Que será de aplicación al presente la Ley 24.156 y lo dispuesto en la Resolución Nº 268 de fecha 11 de mayo de 2007 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en lo que respecta a la necesidad de diseñar una adecuada rendición de cuentas para el programa.

Que los créditos presupuestarios destinados a cubrir el cumplimiento de los objetivos de presente Programa, serán atendidos con las partidas presupuestarias correspondientes al Servicio Administrativo Financiero 354 – MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su calidad de autoridad de aplicación de la Ley Nº 17.319, y en uso de las facultades otorgadas por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, prestará a la UNIDAD EJECUTORA la asistencia y colaboración necesaria para la ejecución del programa.

Que, asimismo, corresponde hacer saber del dictado de la presente medida a la SECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION en atención a la temática involucrada.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, ha tomado la intervención que le compete, conforme lo establecido en el Artículo 9º del citado Decreto Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que las facultades para el dictado de la presente medida están conferidas por lo dispuesto en la Ley de Ministerios Nº 22.520 - (texto ordenado por Decreto Nº 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificatorios.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Créase el PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL en el ámbito del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el cual tendrá como objetivo incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica, el que tendrá una duración de noventa (90) días.

Art. 2º — Establécese que el PROGRAMA se aplicará, a todas aquellas empresas, que utilicen gas natural y/o energía eléctrica por red, como insumo necesario para la actividad que desarrollan, y se encuentren interesadas en participar del plan de sustitución implementado por la presente resolución.

Art. 3º — Desígnase como UNIDAD EJECUTORA, a los fines previstos en el Programa mencionado en el Artículo 1º, a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 4º — Facúltese a la UNIDAD EJECUTORA para dictar el Reglamento Operativo, que establecerá las condiciones generales en las que se ejecutarán las acciones tendientes al cumplimiento de los objetivos del presente Programa, así como a determinar los procedimientos, las responsabilidades y metodología de ejecución, liquidación, rendición de cuentas y auditorías, respecto de las transferencias que se aprueben y a realizar todas las acciones presupuestarias necesarias con el objeto de la implementación de la presente.

Art. 5º — Destínase al PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL en el ámbito del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, hasta la suma de PESOS NOVECIENTOS TREINTA MILLONES ($ 930.000.000.-), los que serán asignados al pago de las diferencias que surjan entre los precios de compra para la provisión habitual de cualquier fuente de energía y la adquisición de los combustibles líquidos sustitutos. Dichas diferencias serán liquidadas por la UNIDAD EJECUTORA en los plazos, modos formas que determine la reglamentación.

Art. 6º — El gasto que demande el desarrollo del presente Programa será atendido con las partidas presupuestarias correspondientes al Servicio Administrativo Financiero 354 – MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 7º — Será de aplicación al presente la Ley Nº 24.156 y lo dispuesto por la Resolución Nº 268 de fecha 11 de mayo de 2007 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 8º — Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su calidad de autoridad de aplicación de la Ley Nº 17.319, y en uso de las facultades otorgadas por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, a prestar a la UNIDAD EJECUTORA la asistencia y colaboración necesaria para la ejecución del programa.

Art. 9º — Hágase saber de la presente resolución a la SECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION.

Art. 10. — La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

ANEXO

Disposición SSCyCG 54/07

Normativa del Año 2008

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 24/08

Gas Natural. Crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". Establece las condiciones que deberá cumplir un Proyecto de Desarrollo Gasífero para ser caracterizado como Gas Plus.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 150/08

Combustibles. Modifícase la especificación del contenido máximo de azufre en el Fuel Oil establecida en el Anexo III de la Res. S.E 1283/06.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 151/08

Establécese un sistema de Asignación de Cupos de Importación, eximido del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos, Gas Natural y Gas Oil.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 161/08

Adecúanse los tramos horarios durante el periodo invernal, correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes".

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 225/08

Generación Térmica. Establécese un procedimiento excepcional y transitorio, debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa que corresponda aplicar, según la antigüedad del equipamiento involucrado dentro de las regulaciones que surgen de la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, Anexo I ítem 2.4 ítems a, b y c, de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 269/08

Establécese la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 280/08

Habilítase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al Organismo Encargado del Despacho (OED) la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a Dos Mil Kilovatios (2000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a condiciones particulares para su habilitación, programación, despacho y transacciones económica

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 420/08

Instruyen a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. a proceder a la adquisición de un mínimo de Quince Millones y un Máximo de Veinte Millones de lámparas fluorescentes compactadas de bajo consumo energético para uso residencial, mediante un llamado de licitación Pública Nacional e Internacional.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 724/08

Habilítase la realización de contratos de compromiso de abastecimiento MEM, asociados a la reparación y/o repotenciación de grupos generadores y/o equipamiento asociado, con agentes generadores del mercado eléctrico mayorista.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1004/08

Determinase que el saldo acreedor de un generador hidroeléctrico con una potencia instalada menor o igual a 150 MW deberá ser considerado dentro de los montos previstos en el Inciso e) del Art. 4° de la Res. N° 406 de fecha 08 de Septiembre de 2003 de la SE del MPFIPyS

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 1031/08

Incorpórese, como segundo párrafo del Punto 1 titulado "Condiciones personales del peticionante", correspondiente al Anexo I de la Res. de esta Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios N° 24, de fecha 6 de marzo.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1070/08

Ratifícase el Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscripto el 19 de Septiembre de 2008.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1169/08

Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 y la Programación Estacional de Verano correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2008 y el 30 de abril de 2009.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1170/08

Déjase sin efecto la aplicación del Artículo 6º del Anexo I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGIA 24/08

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 1417/08

GAS NATURAL. Fíjanse los valores de Precios de Cuenca a los consumos realizados a partir del 1° de Noviembre de 2008.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 25/08

Delegase en el subsecretario de energía eléctrica el ejercicio del cargo de director titular y presidente del directorio de la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA), hasta tanto sea designado su reemplazante.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 121/08

Prorrógase la vigencia del Programa de Energía Total. Modificación de la Resolución Nº 459/2007 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 161/08

Prorrógase la bonificación establecida por el Art. 1° de la Resolución N° 409/2007.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 1451/08

Establécese la reglamentación del Fondo Fiduciario creado por el Artículo 1° del Decreto Nº 2067 de fecha 27 de Noviembre de 2008, a través de la Constitución de un Fideicomiso, en los términos de la Ley Nº 24.441.

RESOLUCIÓN MPFIPyS 1493/08

Modifícase la Resolución N° 1451/08 relacionada a la reglamentación del fondo fiduciario creado por el Artículo 1° del Decreto N° 2067/08.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 24/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.365, del 13/03/2008

Citas Legales: Res. MPFIPyS 208/04; Res. SE 599/07; Dec. 180/04; Dec. 181/04; Ley 17.319; Ley 24.076

> Gas Natural. Crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". Establece las condiciones que deberá cumplir un Proyecto de Desarrollo Gasífero para ser caracterizado como Gas Plus.

BUENOS AIRES, 6 DE MARZO DE 2008.

VISTO, el Expediente Nº S01:0077946/2008 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICA CION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo establecido en las Leyes Nros. 17.319 y 24.076, en los Decretos Nros. 180 y 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004 y en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 599, de fecha 13 de Junio de 2007; y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3º de la Ley Nº 17.319 establece que al PODER EJECUTIVO NACIONAL le corresponde fijar la política nacional con respecto a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Que el sostenido crecimiento de la demanda de gas natural, derivado del pleno desarrollo de la economía, requiere de la toma de decisiones que permitan incentivar el aumento de la producción de gas natural, como así también los niveles de reserva, con el fin de garantizar la continuidad del crecimiento del País y sus industrias.

Que la política de precios vigentes con los productores para la comercialización del gas natural en el mercado interno se enmarca, primeramente a través del denominado ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004, homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 208, de fecha 21 de abril de 2004 y luego a través del denominado ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011, homologado a través de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del mencionado Ministerio, Nº 599, de fecha 13 de junio de 2007.

Que atento a los actuales volúmenes de gas disponible en producción y reservas, resulta menester implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos.

Que con el objeto de dar cumplimiento a lo enunciado precedentemente facilitando y viabilizando la exploración y posterior explotación y desarrollo de nuevos prospectos de gas natural, se entiende necesario, mejorar el encuadre de aquellos nuevos volúmenes que se incorporen al sistema con relación a los comprendidos en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011.

Que ello se logrará sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos.

Que en este sentido, por la presente se crea el programa denominado GAS PLUS cuyo objetivo es el incentivo a la producción de gas natural.

Que la condición distintiva que se establece por la presente norma en relación con el resto del gas libre, es la de garantizar la libre comercialización del GAS PLUS, conforme la categorización que efectuará la SECRETARIA DE ENERGIA, cuyo precio de comercialización no estará sujeto a las condiciones previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011.

Que la producción de gas natural nueva será categorizada como GAS PLUS si reúne los requisitos que se especifican en el Anexo I de la presente, lo cual será aprobado por esta Secretaría de Energía ad referéndum del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Que para que un productor pueda obtener la certificación de GAS PLUS, el mismo debe ser de aquellos que, acompañando los esfuerzos realizados por el Estado Nacional en pos de garantizar la prestación del servicio público esencial, haya firmado el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007

- 2011 o el que eventualmente lo reemplace en el futuro y esté cumpliendo con sus compromisos de entrega, allí establecidos, para todos los segmentos de consumo.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente se dicta en virtud de las facultades establecidas en los Artículos 3º y 6º de la Ley Nº 17.319.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Créase el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado “GAS PLUS”.

ARTICULO 2°.- Se entenderá como gas producido bajo el programa GAS PLUS al que sea producido en las condiciones especificadas en el Anexo I de la presente Resolución.

ARTICULO 3°.- La SECRETARIA DE ENERGIA aprobará aquellos proyectos de desarrollo de GAS PLUS haciéndolo ad referéndum del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

ARTICULO 4°.- El gas natural producido bajo el programa GAS PLUS no será considerado como parte de los Volúmenes del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011, según las definiciones adoptadas en el Artículo 2º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 599, de fecha 13 de junio de 2007, y cuyo valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011.

ARTICULO 5°.- La categorización de GAS PLUS podrá ser revertida en el caso en que el productor en cuestión no cumpla con sus compromisos de entrega de gas asumidos en el marco del Acuerdo o el que eventualmente lo reemplace en el futuro.

ARTICULO 6°.- El programa GAS PLUS mantendrá su vigencia mientras existan volúmenes de gas natural producidos en el país que cumplan con los requisitos establecidos en el Anexo de la presente Resolución.

ARTICULO 7°.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 8°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

CONDICIONES QUE DEBERÁ CUMPLIR UN PROYECTO DE DESARROLLO GASIFERO PARA SER CARACTERIZADO COMO GAS PLUS

Los Proyectos de Desarrollo Gasífero, a los efectos de su categorización como GAS PLUS, deberán ser presentados ante la SECRETARIA DE ENERGIA y cumplir con las condiciones y requisitos que se describe a continuación.

1. Condiciones personales del peticionante:

Debe tratarse de un productor firmante del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011 y mantener tal condición. Además, debe cumplir con las entregas del volumen por él comprometido a entregar a cada uno de los sectores de demanda del ACUERDO. El peticionante puede ser Concesionario o puede ser un productor asociado al Concesionario y con derecho sobre la producción de gas natural. En tal caso, el contrato de asociación que tenga suscripto con el Concesionario deberá ser acompañado junto con la solicitud ante la SECRETARIA DE ENERGIA.

2. Características que debe cumplir el gas: Debe tratarse de gas natural producido en:

a) una Concesión de Explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución; o

b) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del desarrollo de yacimientos caracterizados como de “Tight Gas”, a los cuales se los define como “Reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada”; o

c) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, que haya producido gas en el pasado y que, por agotamiento de los reservorios existentes a ese momento, no haya entregado gas natural al sistema de transporte y distribución para su comercialización, ni haya utilizado gas producido en ese yacimiento para la generación de electricidad “en

boca de pozo" con destino a su comercialización, desde el 1º de enero de 2004, a la fecha de la entrada en vigencia de la presente Resolución. Quedan excluidas, por lo tanto, de este supuesto, las concesiones que poseen reservas declaradas comercialmente explotables y que, al presente, no se encuentran aún en producción por cuestiones relativas a la inversión en el desarrollo de tales explotaciones, o

d) Una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del desarrollo de "Yacimientos Nuevos", que sean fruto de esfuerzos exploratorios que arrojen resultados positivos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, que presenten presiones estáticas de reservorio originales y que, en consecuencia, no han tenido hasta el presente producción comercial. Se considerarán a estos efectos y sin más condiciones, como "Yacimientos Nuevos" a aquellos que sean descubiertos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución y se encuentren ubicados en formaciones geológicas que no estén ni hayan estado en producción en la Concesión otorgada y que, en superficie, no se superpongan con otros yacimientos que se encuentran ya en producción.

Para el caso en que se trate de yacimientos que, en superficie, no se superpongan con otros que se encuentran ya en producción, pero que, sin embargo, se encuentran ubicados en formaciones geológicas que, dentro de la Concesión otorgada, están entregando producción de gas natural, el solicitante deberá adicionalmente acreditar con suficiencia documental, ante la SECRETARIA DE ENERGIA, que el descubrimiento corresponde a esfuerzos exploratorios que arrojaron resultados positivos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, debiendo quedar en claro y sin margen de duda, que no se trata de desarrollos de avanzada sobre reservorios ya descubiertos y en producción, sino auténticos nuevos yacimientos. Deberá acreditar, asimismo, que las reservas que se declaren a partir del descubrimiento en cuestión, no se hayan declarado en el pasado, bajo ninguna de las categorías probabilísticas indicadas en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 324/2006.

Si con los datos aportados por el solicitante, subsisten aún dudas sobre si corresponde considerar al yacimiento en cuestión como "Yacimiento Nuevo", esta Secretaría tendrá la opción de requerir nuevas aportaciones de información, tendientes a esclarecer la situación de incertidumbre, o de desestimar sin más la solicitud.

Para el caso en que se trate de yacimientos ubicados en formaciones geológicas que nunca estuvieron en producción, pero que, en superficie, se superponen con la explotación de otras que sí lo están, deberán plantearse en la solicitud los mecanismos de control que, a plena satisfacción de la SECRETARIA DE ENERGIA, permitan la permanente auditoría de la evolución de la producción de una y otra formación productiva de gas.

3. Información especial que deberá consignarse al presentar la solicitud de caracterización de un gas bajo el programa GAS PLUS:

a) Estimación de reservas de gas natural para el reservorio que se estará afectando al programa GAS PLUS.

b) Estimación de la evolución de la producción diaria, hasta el agotamiento de las reservas afectadas al programa y hasta el fin de la concesión, en caso de estimarse que ello sucederá en forma previa.

c) En caso de tratarse de gas proveniente de un reservorio caracterizado como de "Tight Gas", deberá suministrarse adicionalmente un detalle del programa de los trabajos y el proyecto de inversión previsto para el desarrollo de los reservorios y abarcando un período de tres años, a ser contados desde el momento de la aprobación de la solicitud de afectación al programa GAS PLUS, los cuales deberán ser actualizados anualmente para conservar la afectación al programa GAS PLUS.

d) Deberá suministrarse una certificación que permita acreditar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, que el volumen de reservas indicado como de "Tight Gas", se ajusta a las condiciones establecidas en la presente norma. Esa certificación deberá actualizarse anualmente y presentarse junto con la información sobre reservas que debe entregarse anualmente a esta SECRETARIA DE ENERGIA, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución Nº 324/2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

4. Condiciones de comercialización y transferencia de los derechos del GAS PLUS

El gas natural que sea comercializado bajo la modalidad GAS PLUS sólo podrá tener como destino el Mercado Interno.

El precio de su comercialización deberá contemplar la solvencia de los costos asociados y una rentabilidad razonable, y no estará sujeto a las condiciones previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011.

Las condiciones especiales de comercialización de gas natural que derivan del programa GAS PLUS sólo pueden ser trasladadas a un adquirente de la concesión en la cual se encuentre ubicado el yacimiento que

produzca ese gas, en la medida en que tal productor adquirente cumpla con las condiciones fijadas en el punto 1 precedente.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 150/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.384, del 15/04/2008 p.8

Citas Legales: Res. SE 1283/06; Ley 17.319; Ley 26.022

Combustibles. Modifícase la especificación del contenido máximo de azufre en el Fuel Oil establecida en el Anexo III de la Res. S.E 1283/06.

BUENOS AIRES, 10 DE ABRIL DE 2008.

VISTO el Expediente Nº S01:0058269/2008 del Registro del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en ejercicio de las facultades otorgadas por la Ley Nº 17.319 dictó la Resolución Nº 1283 de fecha 6 de septiembre de 2006, la cual estableció las especificaciones que deberán cumplir los combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional hasta el año 2016.

Que la citada Resolución determina que el FUEL OIL deberá tener un máximo de azufre de SIETE MIL (7.000) partes por millón en peso a partir del 1º de junio de 2008.

Que la necesidad de importar FUEL OIL para las usinas eléctricas vuelve conveniente ajustar las especificaciones del mismo a la calidad internacionalmente más comercializada, teniendo en cuenta además, que las usinas tienen controlado el máximo de emisión de dióxido de azufre en los gases emitidos por las chimeneas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que el suscripto es competente para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto por los Artículos 2º y 97 de la Ley Nº 17.319, el Artículo 5º de la Ley Nº 26.022.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Modifícase la especificación del contenido máximo de azufre en el FUEL OIL establecida en el Anexo III de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1283 de fecha 6 de septiembre de 2006 el cual, a partir del 1º de junio de 2008, continuará teniendo una especificación máxima de azufre del UNO POR CIENTO (1%) o sea DIEZ MIL (10.000) partes por millón (mg/kg) en peso.

ARTICULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 151/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.384, del 15/04/2008 p.8-9

Citas Legales: Ley 23.966 (t.o. 1998); Ley 26.022; Ley 26.028; Ley 26.337

> Combustibles. Establécese un sistema de Asignación de Cupos de Importación, eximido del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural previsto en el Título II de la Ley 23.966 (T.O 1998) y sus modificatorias, así como del Impuesto sobre el Gas Oil, establecido por la Ley 26.028.

BUENOS AIRES, 10 DE ABRIL DE 2008.

VISTO el Expediente Nº S01:0018866/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que resulta objetivo principal del PODER EJECUTIVO NACIONAL satisfacer las necesidades de combustibles del país, asegurando el abastecimiento del mercado interno.

Que por medio de la Ley Nº 26.022, se estableció el PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS OIL, por el que se eximió del pago del Impuesto sobre Combustibles Líquidos y el Gas Natural, previsto en el Título III de la Ley Nº 23.966 (T.O. 1998) y sus modificatorias y de la Tasa de Gas Oil establecida por Decreto Nº 802 de fecha 15 de junio de 2001 y sus modificatorias, así como el Decreto Nº 652 de fecha 19 de abril de 2002, o el impuesto que en el futuro la reemplace, a los sujetos pasivos del mismo y a las operaciones allí especificadas.

Que visto las necesidades de abastecimiento del mercado de combustibles, a través de la Ley Nº 26.337 se aprobó el Presupuesto de Gastos y Recursos de la Administración Nacional para el Ejercicio 2008, previéndose en el Artículo 33 de la misma, la eximición del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, del Título III de la Ley Nº 23.966 (T.O. 1998) y sus modificatorias, del impuesto sobre el Gas Oil establecido por la Ley Nº 26.028 y de todo otro tributo específico que en el futuro se imponga a dicho combustible, a las importaciones de Gas Oil y Diesel Oil y ala venta en el mercado interno de los volúmenes importados a realizarse durante el año en curso.

Que dichas importaciones deben estar destinadas a compensar los picos de demanda del producto y las necesidades del mercado de generación eléctrica.

Que razones de necesidad de suministro imponen la adopción de medidas que posibiliten la concreción de los objetivos buscados por la norma.

Que es propósito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS que los actos se realicen con transparencia y libre concurrencia, siguiendo parámetros objetivos de asignación.

Que es necesario prever la participación de todos los operadores del sector, adoptando procedimientos que con celeridad, simplicidad y transparencia, permitan reducir los costos de tramitación, tanto para los oferentes como para el ESTADO NACIONAL y hacer efectiva la prohibición de contratar con operadores suspendidos y/o inhabilitados.

Que en atención a la necesidad de continuidad en el plan de abastecimiento, corresponde merituar los replanteos de los beneficios derivados de los cupos del año 2007 al año 2008, pero bajo el amparo de la Ley Nº 26.337. En tal sentido, se debe considerar y sustraer del volumen autorizado a importar bajo el régimen de la Ley Nº 26.337, aquellos que hayan sido asignados a cuenta de la reglamentación con anterioridad a la firma de la presente resolución.

Que, asimismo, es conveniente aprovechar las oportunidades de transacciones de bienes con otros países mediante esquemas fiduciarios y de fideicomisos oportunamente firmados en acuerdos internacionales, a fin de dinamizar la economía doméstica.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que el suscripto se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 33 de la Ley Nº 26.337 y por los Artículos 1º, 3º y 4º de la Ley Nº 26.022.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese un sistema de Asignación de Cupos de Importación, eximido del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural previsto en el Título III de la Ley Nº 23.966 (T.O. 1998) y sus modificatorias, así como del Impuesto sobre el Gas Oil, establecido por la Ley Nº 26.028, hasta cubrir la cantidad de UN MILLON OCHOCIENTOS MIL METROS CUBICOS (1.800.000 m3.) de este último combustible y/o de Diesel Oil, conforme lo dispuesto por la Ley Nº 26.337.

Podrán participar de las facilidades previstas en la presente resolución los sujetos y/o actores del mercado de los hidrocarburos que estén debidamente inscriptos y habilitados para funcionar, conforme los registros de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y que se comprometan a comercializar los productos a los precios del mercado interno, o a consumir los productos objeto de exención en el mercado interno.

Bajo este sistema, el cupo será distribuido entre todos los operadores interesados en los términos del párrafo anterior, pudiendo solicitar el volumen que desean importar de acuerdo a sus necesidades de consumo y/o demanda y en las condiciones de preferencia que por la presente resolución se establecen.

Artículo 2º- La Asignación de Cupos se realizará de acuerdo al siguiente mecanismo:

a) Aquellos interesados que adhieran a los programas y/o planes que en materia energética propicie el ESTADO NACIONAL podrán solicitar el volumen a importar de acuerdo a sus necesidades.

b) Las empresas refinadoras, los operadores de una red de comercialización de combustibles que no posean facilidades de refinación y/o cualquier otro potencial interesado en los términos del artículo 1º de la presente resolución, podrán solicitar el volumen que desean importar de acuerdo a sus necesidades de consumo y/o demanda.

c) Los interesados deberán explicitar si para los efectos de tales importaciones harán uso de los esquemas de fideicomiso vigentes en el marco del CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA Y LA REPUBLICA ARGENTINA.

d) En cada caso, los interesados deberán indicar por cada METRO CUBICO (m3.) de Gas Oil o Diesel Oil que soliciten bajo este régimen, qué volumen en METROS CUBICOS (m3.) están dispuestos a importar en forma complementaria sin los beneficios de la Ley Nº 26.337.

Artículo 3º- La cantidad de Gas Oil o Diesel Oil disponible se asignará en base al siguiente orden de mérito:

a) En primer lugar se asignará el cupo a aquellos interesados que adhieran a los programas que en materia energética propicie el ESTADO NACIONAL.

b) En segundo lugar se asignará el cupo a aquellos interesados que manifiesten su voluntad de importar el producto encuadrados dentro de los esquemas de fideicomiso vigentes en el marco del CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACION ENTRE LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA Y LA REPUBLICA ARGENTINA.

c) En tercer lugar se asignará el cupo a aquellos interesados que manifiesten su voluntad en realizar importaciones adicionales de productos a los solicitados bajo el régimen de la Ley Nº 26.337, abonando los impuestos de ley.

En el caso que las ofertas resulten inferiores al cupo ofrecido por la presente resolución, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES podrá asignarlo de oficio a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA).

Artículo 4º- La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA informará a cada empresa postulante el volumen de producto que le corresponde y pondrá a disposición de las partes interesadas el criterio que sustenta las asignaciones efectuadas.

Las empresas deberán aceptar o declinar expresamente la asignación de cupos mediante nota formal suscripta por un representante legal debidamente acreditado, dentro de los CINCO (5) días hábiles de recibida la notificación respectiva.

La aceptación o declinación podrá hacerse por el total del volumen distribuido o por una fracción del mismo.

Artículo 5º- La primera presentación que efectúen los operadores solicitando asignación de cupo de los productos de que trata el Artículo 33 de la Ley Nº 26.337, implicará la aceptación del sistema de distribución y/o asignación de cupos y el pleno conocimiento y aceptación explícita de la normativa instaurada por la presente resolución.

Artículo 6º- Las empresas participantes del sistema instaurado por la presente resolución, acompañarán en todos los casos, un cronograma estimado de importación y comercialización del producto. De producirse

modificaciones o alteraciones a dicho programa, las empresas estarán obligadas a comunicarlo fehacientemente a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Si habiendo asignado un cupo de gas oil o diesel oil a algún operador interesado y conforme al cronograma presentado, el producto no hubiera sido importado en los plazos comprometidos, así como también en caso de desistimiento, la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES quedará facultada para reasignar dicho cupo a aquel operador interesado que lo solicite expresamente y conforme a las pautas previstas en el Artículo 2º de la presente resolución.

Artículo 7º- Convócase por este acto a todos los operadores y/o sujetos interesados mencionados en el Artículo 1º de la presente Resolución para la asignación de un volumen de QUINIENTOS MIL METROS CUBICOS (500.000 m3) de gas oil y/o diesel oil en el marco de la Ley Nº 26.337, a través de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 8º- Los operadores interesados deberán acercar sus propuestas mediante sobre cerrado antes de las 14:00 horas del quinto día hábil posterior a la publicación de la presente resolución, dirigidos a la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, con la referencia “ASIGNACION DE CUPOS PARA IMPORTACION DE GAS OIL, LEY Nº 26.337”, sita en la Avenida Paseo Colón Nº 171, 6º piso, oficina 603, CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, procediéndose a continuación del día y hora señalados a la apertura de los mismos, labrándose un acta que refleje dicho acto.

Artículo 9º- La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, comunicará a través de su página web: www.energia.gov.ar, cada una de las siguientes convocatorias que realice por los volúmenes restantes de gas oil y/o diesel oil, hasta liquidar la cantidad autorizada por la Ley Nº 26.337.

Artículo 10.- La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA solicitará a la DIRECCION GENERAL DE ADUANAS de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS que comunique en forma trimestral, respecto de las constancias emitidas por este organismo, los volúmenes efectivamente nacionalizados por cada empresa presentada.

Artículo 11.- La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA deberá sustraer del volumen de UN MILLON OCHOCIENTOS MIL METROS CUBICOS (1.800.000 m3.) autorizados por la Ley Nº 26.337, aquellos volúmenes replanteados de los beneficios derivados de los cupos del año 2007 al año 2008.

Artículo 12.- Todo incumplimiento en el que incurra cualquier operador que participe del presente régimen será pasible de las sanciones previstas en el Artículo 5º de la Ley Nº 26.022, en especial aquellos relativos a la nacionalización y/o comercialización de los productos fuera de los plazos legales establecidos.

Artículo 13.- La presente resolución entrará en vigencia desde la fecha de su publicación en el BOLETIN OFICIAL.

Artículo 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 161/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.387, del 18/04/2008 p.8-9

Citas Legales: Ley 24.065; Ley 26.350; Ley 15.336; Dec. 186/95; Dec. 432/82; Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92

Adecúanse los tramos horarios de los períodos tarifarios aplicados en dicho mercado.

Bs. As., 16/4/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0021804/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 24.065 y Nº 26.350, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta SECRETARIA DE ENERGIA la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la Ley Nº 26.350 establece como hora oficial en todo el Territorio Nacional, durante el período invernal, la del Huso Horario TRES (3) HORAS al Oeste del meridiano de Greenwich.

Que asimismo define como hora oficial en todo el Territorio Nacional, durante el período estival, la del Huso Horario DOS (2) HORAS al Oeste del meridiano de Greenwich.

Que el período estival correspondiente al año 2007/2008, se inicia a la CERO (0) HORA del día domingo 30 de diciembre de 2007 y se extenderá hasta la CERO (0) HORA del día domingo 16 de marzo de 2008.

Que en virtud de todo lo anterior, y a los efectos de implementar las disposiciones antes indicadas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), corresponde adecuar los tramos horarios de los períodos tarifarios aplicados en dicho Mercado, sin que por ello se vean afectadas las Transacciones Económicas ya ejecutadas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995 y de lo dispuesto por el Artículo 1º Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Establécese que los tramos horarios durante el período invernal, correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, serán los siguientes:

Pico: 18 a 23 hs.

Valle: 23 a 5 hs.

Hs. Res.: 5 a 18 hs.

Art. 2º — En coincidencia con el cambio de la hora oficial para el período estival establecido por la Ley Nº 26.350, a partir de la CERO (0) hora del 1º de enero y hasta la CERO (0) hora del 16 de marzo del 2008, los tramos horarios correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, serán los siguientes:

Pico: 19 a 24 hs.

Valle: 24 a 6 hs.

Hs. Res.: 6 a 19 hs.

Art. 3º — A los fines de la facturación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuando el cambio de horario produjese días de VEINTITRES (23) horas, se deberá considerar una hora de transacción nula, y, cuando produjese días de VEINTICINCO (25) horas se deberá considerar un día adicional con VEINTITRES (23) horas de transacción nula.

Art. 4º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 225/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.395, del 30/04/2008 p.13-14

Citas Legales: Res. SEyM 108/01; Res. SE 154/93; Res. SE 182/95; Res. ENRE 881/99; Res. ENRE 371/00; Ley 15.336; Ley 24.065; Dec. 1398/92; Dec. 831/93; Ley 24.051

> Generación Térmica. Establécese un procedimiento excepcional y transitorio, debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa que corresponda aplicar, según la antigüedad del equipamiento involucrado dentro de las regulaciones que surgen de la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, Anexo I ítem 2.4 ítems a, b y c, de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA.

BUENOS AIRES, 28 DE ABRIL DE 2008

VISTO el Expediente Nº S01:0101313/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que conforme surge del Artículo 17 de la Ley Nº 24.065, se ha facultado a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para establecer los estándares de emisión de contaminantes en el orden nacional para los diferentes equipamientos generadores de energía eléctrica de origen térmico, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional.

Que en el Anexo I de la Resolución Nº 154 de fecha 27 de mayo de 1993 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se especificaron las condiciones y requerimientos para las emisiones provenientes de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica.

Que mediante la Resolución Nº 182 de fecha 25 de abril de 1995 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se fijaron nuevos parámetros de emisiones de plantas térmicas de generación de energía eléctrica, así como la frecuencia y registros de las mediciones a la atmósfera, reemplazando el mencionado Anexo I de la Resolución Nº 154/1993 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que mediante Nota Nº 295 de fecha 2 de abril de 1998 de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICOS PUBLICOS, se facultó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), Organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, a establecer la frecuencia de las mediciones obligatorias de las emisiones de las generadoras térmicas.

Que conforme lo expuesto, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) emitió la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999, en la cual desarrolló los procedimientos para la medición y el registro de las mediciones a la atmósfera, la cual fue modificada mediante la Resolución ENRE Nº 371 de fecha 28 de junio de 2000.

Que conforme la facultad mencionada en el primer considerando, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA dictó la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, mediante la cual especificó nuevos límites máximos para las emisiones, derivados del desarrollo tecnológico y los lineamientos ambientales considerados en el contexto global, con la finalidad de reducir la carga de contaminantes a la atmósfera para equipamiento de generación de energía eléctrica de centrales térmicas. Asimismo ratificó la Resolución ENRE Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999.

Que por otra parte, es competencia de la SECRETARIA DE ENERGIA fijar políticas acordes a una realidad energética nacional, regional y global que acota las posibilidades de provisión de determinados combustibles, especialmente el Gas Natural, debiendo ser reemplazado por combustibles líquidos.

Que actualmente existen posibilidades técnicas que permiten alcanzar niveles de emisiones que encuadren dentro de lo especificado para cada tipo de equipamiento, según el sistema de generación y/o la antigüedad, existiendo en el parque de generación equipamientos que a la fecha cumplen con los límites máximos de emisiones especificados por la normativa, utilizando Gas Natural y combustibles líquidos.

Que de acuerdo a las previsiones disponibles continuará el uso prioritario de combustible gaseoso para la demanda residencial y comercial, lo que impactará en el sistema de generación de energía eléctrica el cual se encuentra con un nivel de utilización pleno de todas las unidades instaladas, por lo cual para asegurar el abastecimiento eléctrico será necesario que las unidades térmicas como las de turbogás y ciclo combinado

existentes, continúen funcionando con un alto porcentaje de utilización de combustibles líquidos hasta la readaptación del sistema.

Que existen equipamientos que con el cambio a combustible líquido les resulta difícil a la fecha alcanzar los límites especificados, para lo cual deberían realizar inversiones no programadas ni contempladas oportunamente, y que además sumado a los plazos de transición en cuanto a la provisión e instalación de dicho equipamiento para la correspondiente adecuación, se verían seriamente restringidas sus posibilidades de generación.

Que desde el año 2001 se modificó sustancialmente el parque de generación nacional, y esta Secretaría debe, en consecuencia, dictar la normativa adecuada a efectos de acompañar los cambios referenciados y asignar plazos para la correspondiente adecuación.

Que en consecuencia, resulta necesario considerar las medidas adecuadas para modificar en carácter excepcional y transitorio, el control de los límites máximos especificados oportunamente para las mediciones de gases contaminantes, emitidos a la atmósfera por las referidas Centrales autorizadas, a efectos de lograr que en un plazo determinado de tiempo se encuadren en los límites especificados normativamente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que el presente acto se dicta conforme lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 17 y 85 de la Ley Nº 24.065, y el Artículo 17 del Anexo I del Decreto Nº 1398 de fecha 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Establécese un procedimiento excepcional y transitorio hasta el 31 de diciembre del año 2010, debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa que corresponda aplicar, según la antigüedad del equipamiento involucrado dentro de las regulaciones que surgen de la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, Anexo I ítem 2.4 ítems a, b y c, de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA, que como ANEXO I forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2º- Para obtener la habilitación del equipamiento a encuadrarse dentro de lo contemplado en la presente, los agentes deberán presentar ante la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, documentación que avale fehacientemente el cambio de situación respecto a la provisión de combustibles e informes técnicos que deriven de ensayos, pruebas o períodos de funcionamiento con combustibles líquidos realizados, conjuntamente con un compromiso de mejoramiento tecnológico del equipamiento, para ajustarse al finalizar el plazo del procedimiento excepcional y transitorio fijado en la presente resolución, a los valores máximos contemplados en el ANEXO II de la presente, instrumentando un sistema de control de emisiones en forma continua. El cronograma de actividades ligado al mejoramiento e instalación de nuevo equipamiento, así como la incorporación a este régimen, deberá ser autorizado por esta Secretaría.

Artículo 3º- La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el BOLETIN OFICIAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA.

Artículo 4º- Este procedimiento de control de emisiones de carácter excepcional y transitorio, sólo será aplicable mientras los equipamientos incluidos en la presente resolución cumplan con los requerimientos estipulados en el ítem 3 del Anexo I de la presente, y los plazos estipulados en el cronograma de adecuación tecnológica aprobado por esta Secretaría. En caso de no cumplir con las normas de Calidad del Aire Ambiental pertinentes y los valores promedios máximos móviles que correspondan, según lo especificado en la presente resolución en su ANEXO I, el nivel de incumplimiento se regirá por las normativas vigentes que correspondan, anteriores a la aplicación de la presente. Toda violación u omisión de cumplimiento a las disposiciones de la presente resolución, deberá ser subsanado en el término que fije el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), Organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS. En el caso de vencido el plazo y subsistiendo el incumplimiento, el Organismo mencionado deberá aplicar las sanciones respectivas, conforme lo normado en el Artículo 77 de la Ley Nº 24.065.

Artículo 5º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a resolver todas las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A tales efectos, se deberá entender que el mismo actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 6º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA).

Artículo 7º- Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

1. AMBITO DE APLICACION Y CARACTERISTICAS

Las turbinas de generación de energía eléctrica a gas (turbogás), en carácter de generación independiente o como componente de ciclos combinados, que demuestren fehacientemente haber producido cambios derivados de razones operativas o de programación en el contexto nacional, que modifiquen el tipo de combustible a utilizar (Gas Natural) reemplazándolo por combustibles líquidos (Gas Oil u otros), realizarán las mediciones de gases contaminantes emitidos por chimenea en forma mensual con el combustible más representativo del mes, debiendo determinar el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) la metodología para las mismas, las cuales serán acompañadas en forma periódica mensual con el muestreo de Calidad de Aire del entorno físico, según lo especificado en el ítem 3.

2. LIMITES MAXIMOS A LA EMISION DE CONTAMINANTES GASEOSOS

Los límites máximos a cumplir para las emisiones de cada equipamiento según sea alimentado con Gas Natural y Combustibles Líquidos (Gas Oil u otros) alternativamente, se determinarán implementando un promedio, anual móvil de los valores obtenidos en los registros de medición, el cual no podrá superar los estipulados en la Tabla Nº 1, en la cual se considera lo especificado para cada normativa aplicable en particular.

Tabla Nº 1 - Valor máximo promedio anual móvil de contaminantes emitidos por chimenea para los equipamientos turbogás y ciclos combinados que se encuadran en la presente Resolución

Tipo de combustible	Emisión expresada en miligramos por Normal metro cúbico (mg/Nm³)		Resolución
Gas Natural Combustibles líquidos	Efectuar mediciones mensuales de concentración de SO_2, NO_x, y MP en emisiones. Vibraciones y Nivel Sonoro Equivalente		S.E. 154/1993

Tipo de combustible	Emisión expresada en miligramos por Normal metro cúbico (mg/Nm³)		Resolución
Gas Natural	Material Particulado Total	6	S.E.182/1995
	Oxidos de Nitrógeno (NO_x)	200	
Combustibles líquidos	Material Particulado Total	20	
	Oxidos de Nitrógeno (NO_x)	200	

Gas Natural	Material Particulado Total	6	100 S.E.y M 108/2001
	Oxidos de Nitrógeno (NO_x)	100	
Combustibles líquidos	Material Particulado Total	20	
	Oxidos de Nitrógeno (NO_x)	100	

Los tenores de azufre de los combustibles líquidos utilizados en las centrales con unidades turbogás no deberán superar el CERO COMA CINCO POR CIENTO (0.5%) para ninguno de los casos

3. MEDICION DE LA CALIDAD DE AIRE

Los valores obtenidos respecto al muestreo de Calidad del Aire deberán ser compatibles con los valores informados oportunamente en la Evaluación del Impacto Ambiental, según surge de las corridas instrumentadas según los modelos aceptados por la normativa vigente y en condiciones climáticas similares al momento de la toma de muestra. Se deberá verificar que se ajusten los valores obtenidos por los controles instrumentados y los límites máximos que indica la legislación ambiental provincial, o en su defecto, los Niveles Guía de Calidad del Aire Ambiental indicados en la tabla Nº 10 del Anexo 2 del Decreto Nº 831 de fecha 23 de abril de 1993, reglamentario de la Ley Nº 24.051 de Residuos Peligrosos, tomando estas mediciones como estándares de calidad ambiental.

4. INFORMES DE MONITOREO Y AUDITORIA DE EMISION

Los informes de monitoreo realizados serán remitidos al ENRE según su requerimiento. Anualmente se deberá implementar una auditoría de emisión y Calidad de Aire, que será informada al Organismo de Control dentro de los TREINTA (30) días posteriores a la implementación y en cumplimiento del cronograma oportunamente fijado.

ANEXO II

Tipo de combustible	Emisión expresada en miligramos por Normal metro cúbico (mg/Nm^3)	
Gas Natural	Material Particulado Total	6
	Oxidos de Nitrógeno (NO_x)	100
Combustibles Líquidos	Material Particulado Total	20
	Oxidos de Nitrógeno (NO_x)	100

Los tenores de azufre de los combustibles líquidos utilizados en las centrales con unidades turbogás no deberán superar el 0.5% para ninguno de los casos

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 269/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.404, del 14/05/2008 p.28-30

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92; Res. SE 406/03; Res. SE 943/03; Res. SE 1281/06; Dec. 432/82; Dec. 186/95; Ley 15.336; Ley 24.065

> Establécese la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión.

Bs. As., 7/5/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0091087/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que como se explicitara en la Ley Nº 24.065, dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, se incluye, además de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, el de alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que el sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica, derivado de la recuperación económica producida en los últimos años, hace imprescindible adoptar de inmediato ciertas medidas tendientes a incrementar la oferta eléctrica.

Que con el objetivo de impulsar nueva oferta energética privada, resulta adecuado aprestar las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o los que pretendan serlo para la instalación de nueva oferta de generación.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y de lo dispuesto por el artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Establécese la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en diferentes nodos de conexión, cuyas características básicas son las definidas en el Anexo I de la presente norma.

Art. 2º — Establécese que, en tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, los créditos netos correspondientes a los agentes encuadrados en la figura definida, serán considerados comprendidos en el inciso e) del Artículo 4º de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003.

Art. 3º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 4º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I
AUTOGENERACION DISTRIBUIDA

1. DESCRIPCION

Se considera Autogeneración Distribuida a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión.

El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos, y sus transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se realizarán de la misma forma que el Autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos", pero deberán tenerse en cuenta las particularidades específicas que se enuncian a continuación.

2. INCORPORACION COMO AGENTE DEL MEM

La generación asociada a la Autogeneración Distribuida que desee convertirse en Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberá haber sido habilitada comercialmente con posterioridad a la fecha de publicación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1281 del 4 de septiembre de 2006.

El Autogenerador Distribuido deberá tener dos o más puntos de intercambio con el SADI, correspondientes a sus puntos de generación, consumo, o ambos, todos ellos asociados a la misma empresa. Por lo tanto, no será de aplicación para esta figura el punto 2 b) del Anexo 12 de "Los Procedimientos".

Todos los requerimientos asociados a la generación y el consumo de los Autogeneradores de acuerdo a lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos" deberán entenderse, en el caso de la Autogeneración Distribuida, como aplicables a la sumatoria de las generaciones y la sumatoria de los consumos respectivamente.

En caso de existir, sólo los puntos de conexión que posean generación y consumo deberán cumplir con lo establecido en el punto 2 d) del Anexo 12 de "Los Procedimientos". Los demás puntos de vinculación al SADI que posean sólo generación o sólo consumo deberán contar con sistemas de comunicaciones e intercambio de datos con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de manera similar a lo requerido a Agentes Generadores o Demandantes de características equivalentes respectivamente.

3. OPERACION COMERCIAL DENTRO DEL MEM

Se entenderá que el Autogenerador Distribuido tiene excedentes de energía cuando la sumatoria de las generaciones supere la sumatoria de los consumos, o que tiene faltantes en caso contrario. El Autogenerador Distribuido podrá vender al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sus excedentes o comprar sus faltantes.

En lo que hace a la venta de energía, su oferta será calculada considerando que en cada hora, la energía entregada es la sumatoria de las generaciones menos la sumatoria de los consumos, y la misma es entregada en los nodos de vinculación con excedentes netos de generación, proporcionalmente a la magnitud de dichos excedentes netos.

La energía eléctrica ofertada en cada hora, de acuerdo al despacho económico realizado, que no se encuentre comprometida contractualmente en el Mercado a Término, servicio de ENERGIA PLUS, u otros servicios, será adquirida por CAMMESA a los respectivos Costos Variables de Producción (CVP) aceptados de los correspondientes generadores, no percibiendo remuneración por la potencia puesta a disposición en el Mercado Spot.

En caso que el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por alguno de los generadores correspondientes al Autogenerador Distribuido fuera superior al correspondiente precio de Referencia, el mismo deberá ser aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Con respecto a las posibilidades de comprar, los Autogeneradores Distribuidos tendrán una modalidad similar a la de los Grandes Usuarios Mayores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por cada uno de sus nodos de vinculación que resulten netamente consumidores. Su demanda será calculada considerando que en cada hora, la energía demandada es la sumatoria de los consumos menos la sumatoria de las generaciones, y la misma es consumida en los nodos de vinculación netamente consumidores proporcionalmente a la magnitud de dichos consumos netos.

Cada punto netamente consumidor del Autogenerador Distribuido deberá abonar los mismos cargos que les corresponden a los Grandes Usuarios Mayores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) teniendo en cuenta lo establecido en el punto anterior.

La energía será facturada de acuerdo al correspondiente precio horario de la energía en cada uno de sus nodos netamente consumidores. Adicionalmente, en caso de corresponder, el Autogenerador Distribuido deberá abonar el precio por el excedente en un todo de acuerdo con lo establecido en el Anexo V de los Criterios para la implementación de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1281/2006 formados en la Nota S.E. Nº 1374 del 27 de octubre de 2006. El pago por potencia se hará a través de un cargo fijo mensual que quedará definido en la programación estacional.

A su vez, de resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante del modo indicado en las normas vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

4. VINCULACION COMERCIAL CON EL MEM

En cada hora, un Autogenerador Distribuido podrá resultar:

- Vendiendo en MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Si la sumatoria de sus generaciones es superior a la sumatoria de sus consumos.
- Comprando en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Si la sumatoria de sus consumos es superior a la sumatoria de sus generaciones.
- Sin compras ni ventas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Si la sumatoria de sus consumos es igual a la sumatoria de sus generaciones. En este caso el Autogenerador igualmente deberá abonar el cargo de transporte de acuerdo a lo indicado en el Punto 7 de este Anexo.

4.1 OFERTA DE POTENCIA Y DEMANDA DE FALTANTES AL MEM

El Autogenerador Distribuido deberá enviar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su oferta de venta o pedidos de compra dentro de los plazos requeridos para la programación y el despacho (estacional, semanal y diario) de acuerdo a las normas y procedimientos vigentes.

5. CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO DEL MEM

Los Autogeneradores Distribuidos, en su función de vendedores de energía, podrán realizar contratos de abastecimiento dentro del Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Los Autogeneradores Distribuidos, en su función de consumidores, podrán establecer contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el cubrimiento de cada uno de sus puntos de demanda.

Un Autogenerador Distribuido sólo podrá tener Contratos de Abastecimiento en su función de vendedor o en su función de consumidor, o sea que no podrá tener simultáneamente Contratos de Abastecimiento en que es el vendedor dentro del contrato y Contratos de Abastecimiento en que es el comprador dentro del contrato.

En caso de aplicarse restricciones programadas de demanda, y exclusivamente a los efectos de evaluar las reducciones a requerir a los puntos de netamente consumidores del Autogenerador Distribuido, CAMMESA deberá considerar como si los puntos netamente consumidores tuvieran un contrato de abastecimiento con los puntos netamente generadores.

6. CARGO FIJO POR POTENCIA

Junto con los datos para la programación estacional, a partir de su incorporación al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cada Autogenerador Distribuido debe informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su potencia máxima simultánea a tomar como suma de las demandas de cada uno de sus puntos de consumo y descontando sus generaciones, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.5.1.1. de "Los Procedimientos".

El cargo fijo por potencia despachada será calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de manera análoga que a los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

7. PAGO POR EL SERVICIO DE TRANSPORTE

7.1 TRANSACCION SPOT

En todas las horas en las que el Autogenerador Distribuido resulte vendiendo excedentes al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el mismo tendrá un débito de transporte que se calculará de la siguiente manera:

$$C\arg o\ Transporte = \sum_h \left[\sum_i \left(D_{ih} * CMOd_{ih} * FNd_{ih} \right) - R_h * \sum_j \left(G_{jh} * CMOg_{jh} * FNg_{jh} \right) \right]$$

Donde,

$$R_h = \frac{\sum_i D_{ih}}{\sum_j G_{jh}}$$

h: Horas en que resulta con excedentes al MEM.

i: Puntos de intercambio netamente consumidores en la hora h.

j: Puntos de intercambio con excedentes netos de generación en la hora h.

D_{ih}: Consumo neto del Punto de intercambio netamente consumidor i en la hora h.

G_{jh}: Excedente neto del Punto de intercambio con excedente neto j en la hora h.

CMO_{dih}: Costo Marginal Operado del Área correspondiente al Nodo de consumo i en la hora h.

$CMO_{gj}h$: Costo Marginal Operado del Área correspondiente al Nodo con excedentes j en la hora h.

FN_{dih}: Factor de Nodo del Nodo de consumo i en la hora h.

FN_{gjh}: Factor de Nodo del Nodo con excedentes j en la hora h.

En caso de resultar dicho valor negativo, el mismo implicará un crédito.

Por otro lado, en todas las horas que el Autogenerador Distribuido resulte comprando faltantes al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el mismo tendrá un débito de transporte que se calculará de la siguiente manera:

$$C\arg o\ Transporte = \sum_h \left[R_h * \sum_i \left(D_{ih} * CMOd_{ih} * FNd_{ih} \right) - \sum_j \left(G_{jh} * CMOg_{jh} * FNg_{jh} \right) \right]$$

Donde,

$$R_h = \frac{\sum_j G_{jh}}{\sum_i D_{ih}}$$

h: Horas en que resulta comprando faltantes al MEM

i: Puntos de intercambio netamente consumidores en la hora h.

j: Puntos de intercambio con excedentes netos de generación en la hora h.

D_{ih}: Consumo neto del Punto de intercambio netamente consumidor i en la hora h.

G_{jh}: Excedente neto del Punto de intercambio con excedente neto j en la hora h.

CMO_{dih}: Costo Marginal Operado del Área correspondiente al Nodo de consumo i en la hora h.

CMO_{gjh}: Costo Marginal Operado del Área correspondiente al Nodo con excedentes j en la hora h.

FN_{dih}: Factor de Nodo del Nodo de consumo i en la hora h.

FN_{gjh}: Factor de Nodo del Nodo con excedentes j en la hora h.

En caso de resultar dicho valor negativo, el mismo implicará un crédito.

En las horas en las que la sumatoria de las generaciones iguale la sumatoria de los consumos, el Autogenerador Distribuido tendrá un débito de transporte que se podrá calcular con cualquiera de los dos métodos referenciados anteriormente.

Los cargos fijos serán calculados del modo indicado en los Anexos 18, 19, 27 y 28 de "Los Procedimientos" según corresponda.

7.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO A TERMINO

En las transacciones en el Mercado a Término el cargo variable de transporte será facturado al contrato del modo indicado en las normas vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Deberá considerarse el nodo de generación que corresponda en caso de encontrarse en la función de vendedor, o el nodo demandante que corresponda, si se encontrara en la función de consumidor.

En particular, en el caso que el Autogenerador Distribuido contara con Contratos del Servicio de ENERGIA PLUS, el cargo variable de transporte asociado al Servicio de ENERGIA PLUS deberá ser calculado y facturado en base a los Costos Marginales Operados (CMO) de las regiones que incluyan a los nodos correspondientes, y teniendo en cuenta el factor de nodo de dichos nodos.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 280/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.404, del 14/05/2008 p.30

Citas Legales: Res. SEE 61/92; Res. SE 406/03; Res. SE 943/03; Res. SE 1281/06; Res. SE 220/07; Dec. 432/82; Ley 15.336; Ley 26.190

> Habilítase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al Organismo Encargado del Despacho (OED) la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a Dos Mil Kilovatios (2000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a condiciones particulares para su habilitación, programación, despacho y transacciones económicas.

Bs. As., 7/5/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0088078/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, el crecimiento sostenido de la demanda de energía resultante de la recuperación de la economía en los últimos años, hacen imprescindible adoptar de inmediato ciertas medidas tendientes a incrementar la oferta eléctrica en el corto plazo y a acotar el costo que para la comunidad representa el COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA (CENS).

Que, en el ámbito de algunos Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal existen Centrales Hidroeléctricas de baja potencia que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

Que, por otro lado, resulta conveniente adecuar los requisitos a cumplimentar por toda Central Hidroeléctrica de baja potencia que desee actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en función de lo establecido en el Anexo 17 de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

Que, asimismo, corresponde establecer las condiciones técnicas y económicas bajo las cuales operarán estas Centrales, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

Que, la rehabilitación de Centrales Hidroeléctricas de baja potencia puede enmarcarse dentro de los objetivos que persigue la Ley Nº 26.190, promulgada el 27 de diciembre de 2006, por la cual se establece el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que, la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Habilítase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a las condiciones particulares para su habilitación, programación, despacho y transacciones económicas definidas en el ANEXO I de la presente norma.

Art. 2º — Establécese que toda central de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que desee ser reconocida como Agente Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberá ajustarse a los requisitos establecidos en el ANEXO II de la presente norma.

Art. 3º — Establécese que, en tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, los créditos correspondientes a las centrales hidroeléctricas referenciadas en los artículos precedentes, serán considerados comprendidos en el Inciso e) del Artículo 4º de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003.

Art. 4º — Invítase a las Centrales hidroeléctricas referenciadas en los artículos 1º y 2º a acogerse al régimen establecido por la Ley Nº 26.190, promulgada el 27 de diciembre de 2006, por la cual se establece el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Art. 5º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DELMERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 6º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 7º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I

Los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal podrán ofrecer al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la operación de Centrales Hidroeléctricas con potencia instalada inferior o igual a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a las siguientes condiciones particulares:

a) Las Centrales se considerarán habilitadas precariamente para su operación comercial en el marco de esta resolución.

b) El Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica será responsable de presentar ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red, quedando eximida la Central de cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

c) A todos los efectos de la aplicación de la presente resolución, no se modifican los puntos de vinculación de los Prestadores involucrados con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

d) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el despacho de esas Centrales Hidroeléctricas en forma similar al de las Centrales Hidroeléctricas de baja potencia que ya se encuentran operando en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Estas Centrales ofertarán un volumen de energía que será despachado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), teniendo en cuenta las eventuales restricciones de erogación de agua.

e) Cuando sean despachadas estas Centrales, recibirán una remuneración calculada de manera semejante al de otras centrales hidroeléctricas que operan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Dicha remuneración será acreditada al respectivo Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

f) Las Centrales deberán, como mínimo, poseer un sistema de medición y comunicaciones equivalentes al Sistema de Medición de Demanda (SMED) implementado en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1281 del 4 de septiembre de 2006.

g) Estas Centrales no podrán celebrar Contratos del Mercado a Término según lo establecido en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

h) Con relación a las transacciones económicas de los Prestadores involucrados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá sumar a la demanda registrada en sus puntos de vinculación, la generación producida que haya sido despachada en los términos de la presente resolución.

i) Asimismo, el control del factor de potencia de esos Prestadores en sus puntos de vinculación con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA se realizará con prescindencia de lo establecido en la presente resolución.

j) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá acordar con los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

La Central y Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica al cual se vinculará podrán acordar el costo de las obras que implique la conexión de la misma, requiriéndose del Prestador la máxima colaboración en cuanto a la reducción del costo de esta prestación por los beneficios que otorga la misma tanto al Prestador como al Sistema en general.

ANEXO II

Toda Central de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que desee actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberá ajustarse a requisitos similares a los establecidos en el Anexo 17 de "Los Procedimientos", pero deberán tenerse en cuenta las siguientes particularidades:

a) La solicitud de ingreso como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) debe ser presentada con una anticipación no menor a CUARENTA Y CINCO (45) días corridos a la fecha prevista de ingreso.

b) Dadas las características particulares de estas Centrales, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá acordar con sus titulares los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

c) El Agente solicitante quedará eximido de cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, siempre y cuando el Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica al cual se vinculará presente ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red.

d) Las Centrales deberán, como mínimo, poseer un sistema de medición y comunicaciones equivalentes al Sistema de Medición de Demanda (SMED) implementado en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1281 del 4 de Septiembre de 2006.

e) Las Centrales podrán celebrar Contratos del Mercado a Término o Contratos del Servicio de ENERGIA PLUS, según lo establecido en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios". También podrán celebrar Contratos de Abastecimiento en función de lo definido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 220 del 18 de enero de 2007.

f) La Central y Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica al cual se vinculará podrán acordar el costo de las obras que implique la conexión de la misma, requiriéndose del Prestador la máxima colaboración en cuanto a la reducción del costo de esta prestación por los beneficios que otorga la misma tanto al Prestador como al Sistema en general.

NOTA SSEE N° 608/08

NOTA SSEE N° 580/09

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 420/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.444, del 11/07/2008 p.28

Citas Legales: Dec. 140/07; Res. MPFIPyS 24/08; Res. SE 8/08; Res. SE 415/04; Res. SE 552/04; Res. SE 745/05; Dec. 1142/03

Instruyen a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. a proceder a la adquisición de un mínimo de Quince Millones y un Máximo de Veinte Millones de lámparas fluorescentes compactadas de bajo consumo energético para uso residencial, mediante un llamado de licitación Pública Nacional e Internacional.

BUENOS AIRES, 12 DE JUNIO DE 2008

VISTO el Expediente Nº S01:0125947/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Nº 140 de fecha 21 de diciembre de 2007 se aprobaron los lineamientos del PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE), declarando de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía y se instruyó a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a implementar dicho programa, y promocionarlo a través de la concientización de la población y el desarrollo de campañas de difusión.

Que con el fin de concientizar y generar un cambio en los hábitos de consumo de la población, uno de los objetivos propuestos por el programa consiste en la sustitución masiva de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas de bajo consumo energético, en todas las viviendas residenciales del país.

Que asimismo mediante la Resolución Nº 24 de fecha 15 de enero de 2008 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se delegó al señor Secretario de Energía la facultad de suscribir convenios y aprobar los reglamentos de los Planes que deriven de la ejecución del PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE) y se aprobó el Reglamento General del citado Programa.

Que en virtud de ello, por Resolución Nº 8 de fecha 24 de enero de 2008 de esta SECRETARIA DE ENERGIA, se aprobó el REGLAMENTO PARTICULAR PLAN DE CONCIENTIZACION E IMPLEMENTACION SOBRE EL USO RACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA EN USUARIOS RESIDENCIALES, el cual establece los procedimientos para lograr dichos objetivos y los instrumentos para efectivizar la sustitución de las lámparas en viviendas residenciales.

Que con el fin de alcanzar el objetivo antes descripto, resulta necesario impulsar la adquisición de entre QUINCE MILLONES (15.000.000) y VEINTE MILLONES (20.000.000) de unidades de las lámparas fluorescentes compactas de bajo consumo energético.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) posee actualmente la capacidad de logística y distribución necesarias para llevar adelante las tareas aquí detalladas, en atención a su disponibilidad de enlaces con las distintas empresas operadoras del mercado interno y externo.

Que por razones técnicas y operativas, dada la experiencia y especificidad en la materia de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) corresponde instruirla a efectuar la adquisición de entre QUINCE MILLONES (15.000.000) y VEINTE MILLONES (20.000.000) de unidades de lámparas fluorescentes compactas de bajo consumo energético para uso residencial.

Que esta Secretaría dictó la Resolución Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables y además, encomendó a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA la implementación de las medidas inmediatas necesarias para alcanzar las metas de ahorro que fuese menester.

Que, asimismo, esta Secretaría dictó la Resolución Nº 552 de fecha 28 de mayo de 2004, por la cual reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción Nacional la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), el que tiene por objeto esencial operar sobre la demanda de energía incentivando el ahorro para generar excedentes, que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que incrementan sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica.

Que a fin de garantizar la auto sustentabilidad del Programa, fue creado un sistema que alienta el uso racional de la energía, por lo que todo lo que se recauda en concepto de cargos por consumo en exceso se distribuye entre todos los usuarios de igual categoría que adopten el hábito cultural del ahorro, tratando que en el transcurrir del tiempo mejore el comportamiento general de todos los argentinos tendiendo a una cultura de conservación de la energía totalmente al margen de las situaciones coyunturales.

Que por el Artículo 12 del ANEXO I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de esta SECRETARIA DE ENERGIA, se estableció que los montos recaudados por el concepto mencionado en el considerando anterior deberán ser depositados por las Distribuidoras de Energía Eléctrica, en cuentas bancarias especialmente abiertas a tal efecto, las que serán auditadas periódicamente por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y la SECRETARIA DE ENERGIA determinará el destino de dichos fondos.

Que en este sentido, el gasto que demande la presente medida será afrontado por los fondos recaudados a través de la aplicación de incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo generados en el marco del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) creado mediante la ya citada Resolución Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004. Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta dentro del marco de lo establecido en las Resoluciones Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 y Nº 8 de fecha 24 de enero de 2008 todas de la SECRETARIA DE ENERGIA y en virtud de las facultades conferidas por los Decretos Nº 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003 y Nº 140 de fecha 21 de diciembre de 2007.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Instrúyase a COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a proceder a la adquisición de un mínimo de QUINCE MILLONES (15.000.000) y un máximo de VEINTE MILLONES (20.000.000) de unidades de lámparas fluorescentes compactas de bajo consumo energético para uso residencial, mediante un llamado a Licitación Pública Nacional e Internacional, conforme a las Especificaciones Técnicas que como ANEXO forman parte de esta resolución.

ARTICULO 2º- El gasto que demande la implementación de la presente resolución será afrontado con los fondos recaudados por la aplicación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) creado mediante la Resolución Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 724/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.453, del 24/07/2008 p.27-28

Citas Legales: Res. SE 406/2003; Res. SE 2022/05; Res. SEE 61/92; Dec.186/95; Dec. 432/82; Ley 15.336; Ley 24.065; Ley 25.561; Ley 26.077

> Habilítase la realización de contratos de compromiso de abastecimiento MEM, asociados a la reparación y/o repotenciación de grupos generadores y/o equipamiento asociado, con agentes generadores del mercado eléctrico mayorista.

Bs. As., 21/7/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0251690/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y las Leyes Nº 24.065, Nº 25.561 y Nº 26.077,

CONSIDERANDO:

Que como se explicitara en la Ley Nº 24.065, dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, se incluye, además de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, el de alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que, en el marco de la emergencia económica y social declarada por la Ley Nº 25.561 y sus continuadoras, se ha dictado la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, mediante la cual se ha establecido un orden de prioridad para el pago y/o consolidación de las acreencias en el Mercado "Spot" de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que como consecuencia de la metodología definida en la aludida norma, los Agentes Generadores, con acreencias en el Mercado "Spot", no tienen la seguridad suficiente de disponer de los recursos económicos necesarios para afrontar los costos que ocasionan una reparación mayor, el reemplazo y/o modificación para su repotenciación de equipos generadores de gran potencia y/o de sus instalaciones asociadas, ya que aquéllos, en principio, pueden no ser completamente cubiertos por los Costos Variables de Producción reconocidos en el MEM.

Que, adicionalmente, en los últimos tiempos se han producido fallas de larga duración en distintos equipos de generación o de instalaciones asociadas a ellos, que han incrementado el riesgo del abastecimiento de la demanda en las condiciones de confiabilidad y seguridad requeridas.

Que en las actuales circunstancias y dado lo reseñado precedentemente, para mejorar la oferta energética, resulta conveniente aprestar las bases reglamentarias aplicables, disponiendo de las adecuaciones normativas para dar previsibilidad a la percepción, por parte del generador, de la remuneración que le corresponde, cuando la misma tenga destino prioritario el realizar reparaciones de alto costo o repotenciación de equipos de generación para incrementar la capacidad y/o la disponibilidad de los mismos.

Que para aquellos casos en que la magnitud de las erogaciones a realizar por las obras citadas sea por valores que afecten pronunciadamente el flujo de fondos que le corresponda percibir al generador en el Mercado "Spot", deben contemplarse alternativas de financiamiento adicionales a las que ofrece el mercado financiero, con el objeto de favorecer las acciones destinadas a mantener y/o ampliar la capacidad de oferta de los grupos generadores existentes por parte de los Agentes del MEM.

Que complementando lo anterior, y a los efectos de poder asignar estos recursos financieros alternativos, se entiende necesario el disponer de los medios técnicos adecuados para la constatación de la conveniencia para el sistema eléctrico de tales trabajos, como también una vez aprobada la asignación respectiva, la verificación de su ejecución en tiempo y forma, así como el control de su permanencia en el tiempo.

Que en función de lo anterior, resulta conveniente la intervención de un grupo interdisciplinario que realice tales actividades, el cual se constituirá como Auditor independiente, el cual informará a las partes intervinientes de los resultados de sus observaciones, a partir de las cuales se obrará en consecuencia en cada uno de los estadios de la gestión.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995 y de lo dispuesto por el Artículo 1º Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Habilítase la realización de CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, asociados a la reparación y/o repotenciación de grupos generadores y/o equipamiento asociado, con Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que presenten planes de reparación y/o repotenciación de sus equipos generadores cuyo costo supere el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de los ingresos previstos a percibir por el Agente Generador en el Mercado "Spot" durante la vigencia de dicho Contrato, correspondientes a la remuneración de los conceptos alcanzados por el Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 2º — Los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM asociados a la reparación y/o repotenciación de grupos generadores y/o equipamiento asociado, tendrán las siguientes características:

a) Vigencia: Hasta un máximo de TREINTA Y SEIS (36) meses corridos, con opción a una única renovación de hasta SEIS (6) meses, la que será habilitada expresamente por la SECRETARIA DE ENERGIA.

b) La Parte Vendedora será el Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuya propuesta haya sido aprobada por la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

c) La Parte Compradora será la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), actuando por Instrucción Regulatoria en los términos del Artículo 1º de la Resolución Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" de dicho Mercado a Precio Estacional.

d) La remuneración a percibir por la Parte Vendedora y a pagar por la Parte Compradora se determinará conforme a LOS PROCEDIMIENTOS vigentes.

e) Las Condiciones de Pago serán las establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, con aplicación de la prioridad de pago establecida en el Inciso e) de la Resolución Nº 406/2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

f) El punto de entrega de la energía y potencia contratada será el nodo del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) o del Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte al cual se encuentren vinculadas las MAQUINAS COMPROMETIDAS.

g) Incluirán un régimen de sanciones por incumplimiento, función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SADI, o de incumplimientos de las obligaciones asumidas por el Agente Generador en relación a la ejecución de los trabajos de reparación y/o repotenciación de los grupos generadores y/o equipamiento asociado involucrado.

h) Las unidades generadoras y/o centrales definidas como MAQUINAS COMPROMETIDAS en los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM generarán en la medida que resulten despachadas por CAMMESA conforme la regulación vigente.

Art. 3º — Las propuestas a realizar por los Agentes Generadores que pretendan la celebración de CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM en el marco de esta norma, con el objeto de la ejecución de reparaciones mayores para mejorar la capacidad o repotenciación de unidades generadoras que permitan obtener disponibilidad de generación adicional a la preexistente, deberán presentar ante la SECRETARIA DE ENERGIA los proyectos de inversión respectivos adjuntando, como mínimo, la siguiente información:

a) La/s unidad/es a ser reparadas/repotenciadas.

b) DISPONIBILIDAD COMPROMETIDA de la/s unidad/es que asumirá/n el compromiso, tanto durante la vigencia del CONTRATO DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, como una vez concluido el mismo.

c) Plazo de vigencia del CONTRATO DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM.

d) Período ofertado de vigencia de la Disponibilidad Comprometida, durante el CONTRATO DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM y posterior a su culminación.

e) La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado en MEGAVATIOS (MW). Esta SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer valores límites a la potencia comprometida.

f) La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos por máquina y de los trabajos principales a realizar para la obtención de la DISPONIBILIDAD COMPROMETIDA.

g) La documentación respaldatoria que permita acreditar los montos presupuestados para los trabajos, repuestos y nuevos equipos a incorporar.

h) El cronograma de obra con todos los hitos certificables asociados a pagos.

i) El programa de pagos indicando los montos requeridos al inicio de cada mes y las cantidades a cubrir con financiamiento.

En base a la información remitida, la SECRETARIA DE ENERGIA evaluará las propuestas presentadas e instruirá a CAMMESA sobre aquellas que resulten autorizadas para su contratación indicando expresamente, de resultar conveniente al objetivo planteado, el otorgamiento de préstamos al Agente Generador, que sean necesarios para el financiamiento de las erogaciones a realizar por éste para afrontar el costo de las reparaciones que superen la remuneración que le corresponda percibir por el Contrato equivalente a los conceptos alcanzados por el Inciso c) del Artículo 4º de la Resolución Nº 406/2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Junto con dicha instrucción, la SECRETARIA DE ENERGIA remitirá a CAMMESA el texto del contrato a suscribir, como así también la metodología a implementar para su inclusión en las Transacciones Económicas del MEM.

Asimismo, a los fines de la evaluación de las propuestas que presenten los generadores, la SECRETARIA DE ENERGIA, podrá solicitar a CAMMESA la realización de los estudios técnicos necesarios para verificar que el incremento previsto de disponibilidad de potencia o capacidad de producción de energía eléctrica a obtener con los trabajos y nuevos equipos que se incorporen en las instalaciones del Agente Generador, sea conveniente para el SADI, desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad del sistema en su conjunto.

CAMMESA, a los efectos de ejecutar las tareas indicadas precedentemente, podrá solicitar la participación del GRUPO TECNICO que se constituye en los artículos siguientes del presente acto.

Art. 4º — Establécese que la potencia y la energía suministradas en cumplimiento de cada CONTRATO DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, y la metodología que se defina en el respectivo Contrato.

La potencia y energía entregadas horariamente en el Mercado "Spot" del MEM, por sobre las comprometidas en los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM y no estén afectados a respaldar otros contratos del Mercado a Término, serán remuneradas según lo establecido en el apartado 3.5 "Remuneración a Generadores" del Capítulo 3 de "Los Procedimientos" y demás normativa concordante.

Art. 5º — Establécese que CAMMESA deberá emitir la documentación comercial que resulte necesaria para la realización de la facturación de los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, así como realizar las adecuaciones que resulten pertinentes sobre todas aquellas cuestiones transaccionales u operativas que fueren menester.

Art. 6º — Establécese que los Agentes Generadores que hayan suscripto CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM deberán cumplir, en función de sus características técnicas, con todos los requisitos establecidos en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)".

En este contexto, estos Agentes Generadores deberán declarar los Costos Variables de Producción (CVP) y Valores del Agua (VA) de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM de acuerdo a la normativa vigente.

Art. 7º — Establécese que, en tanto sea de aplicación la Resolución Nº 406/2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA, las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el Numeral e) del Artículo 4º de dicha resolución.

En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MEM establecido en la Resolución Nº 406/2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Art. 8º — Dispónese la constitución del denominado GRUPO TECNICO, el cual tendrá a cargo la ejecución de aquellas tareas que le sean solicitadas para la constatación, verificación y control de los compromisos propuestos por los Agentes Generadores del MEM.

A los efectos enunciados, dicho GRUPO TECNICO deberá realizar, entre otras, las tareas necesarias que permitan: (i) constatar la conveniencia y factibilidad técnica y económica de los trabajos propuestos por los Agentes Generadores del MEM y su conveniencia para el sistema eléctrico en su conjunto, (ii) una vez autorizada la firma del CONTRATO DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, la verificación de la ejecución en tiempo y forma de dichos trabajos involucrados informando de cualquier desvío, alteración y/o incumplimiento de los cronogramas o compromisos establecidos en el Contrato, (iii) el control de la permanencia en el tiempo de las características técnicas de la reparación, modificación o reemplazo de los equipos involucrados que permiten contar con la DISPONIBILIDAD COMPROMETIDA.

En todos los casos enunciados, el GRUPO TECNICO se constituirá como Auditor externo e independiente del Agente auditado, debiendo informar de sus observaciones, conclusiones y/o hallazgos a CAMMESA y, por su intermedio a la SECRETARIA DE ENERGIA y a los Agentes Generadores involucrados, a partir de las cuales se obrará en consecuencia en cada uno de los estadios de la gestión.

Los profesionales y/o expertos a integrar el GRUPO TECNICO que se dispone constituir en el presente artículo, serán propuestos por CAMMESA a la SECRETARIA DE ENERGIA quien, a su solo juicio, podrá aceptar o desestimar a cualquiera de los profesionales propuestos, como así también dar por finalizada su permanencia en dicho Grupo.

La remuneración de tales especialistas, en tanto los mismos no reciban la misma de otras fuentes autorizadas por la SECRETARIA DE ENERGIA, será soportada por los recursos aportados por el FONDO UNIFICADO al FONDO DE ESTABILIZACION sin asignación específica y bajo las condiciones que en cada caso se estipulen.

Art. 9º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con CAMMESA, resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 10. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1004/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.483, del 05/09/2008 p. 13

Citas Legales: Resolución SE 0406/2003; Resolución SE 0406/2003 - artículo 4 inciso e); Resolución SE 0406/2003 - artículo 5; Resolución SE 1780/2006; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85

> Determinase que el saldo acreedor de un generador hidroeléctrico con una potencia instalada menor o igual a 150 MW deberá ser considerado dentro de los montos previstos en el Inciso e) del Art. 4° de la Res. N° 406 de fecha 08 de Septiembre de 2003 de la SE del MPFIPyS

Bs. As., 02/09/2008

VISTO el Expediente S01:0325414/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha sido dictada en virtud de las facultades conferidas por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Que a través de la mencionada Resolución, se buscó minimizar los riesgos de desabastecimiento así como posibilitar que las empresas comprometidas con el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cubrieran mínimamente los costos requeridos para la operación y el mantenimiento ajustando transitoriamente el mecanismo de pago, no desconociendo la acreencia de quienes proveyeron el producto pero sí buscando evitar, ante la realidad de que los recursos recaudados pudieran resultar insuficientes para afrontar la totalidad de las acreencias, que algunos productores debieran parar sus plantas por no poder cubrir sus costos de operación si se aplicara el criterio de proporcionalidad que existiera previo al dictado de dicha Resolución.

Que en el mismo sentido fue dictada la Resolución Nº 1780 de fecha 13 de diciembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por la cual se estableció un régimen de excepción para los generadores con una potencia instalada menor o igual a CIEN MEGAVATIOS (100 MW), respecto a lo requerido por el Artículo 5º de la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que por la experiencia acumulada desde la vigencia de las Resoluciones antes mencionadas, resulta conveniente establecer un nuevo mecanismo a través del cual los generadores hidroeléctricos con una potencia instalada menor o igual a CIENTO CINCUENTA MEGAVATIOS (150 MW) reciban por la venta de la energía generada asociada el precio spot horario referido al nodo de vinculación con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), siempre y cuando dicha energía no esté asignada a cubrir compromisos contractuales del Mercado a Término.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º — Determínase que el saldo acreedor de un generador hidroeléctrico con una potencia instalada menor o igual a CIENTO CINCUENTA MEGAVATIOS (150 MW) deberá ser considerado dentro de los montos previstos en el Inciso e) del Artículo 4º de la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 2º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 3º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

ARTICULO 4º — A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5º — Comuníquese, publíquese, dése Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL CAMERON, Secretario de Energía.

e. 05/09/2008 Nº 8957/08 v. 05/09/2008.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1031/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.488, del 12/09/2008 p. 23- 24

Citas Legales: Resolución SE 0024/2008 - anexo I - punto 1.; Resolución SE 0024/2008 - anexo I - punto 2. apartado d); Resolución SE 0024/2008 - anexo I - punto 2.; Ley 17.319 - artículo 003; Resolución SE 0024/2008 - anexo I - punto 4.; Resolución SE 0024/2008 - anexo I - punto 5.; Ley 17.319 - artículo 006; Ley 24.076; Decreto 00180/2004; Decreto 00181/2004; Resolución SE 0599/2007.

> Incorpórese, como segundo párrafo del Punto 1 titulado "Condiciones personales del peticionante", correspondiente al Anexo I de la Res. de esta Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios N° 24, de fecha 6 de marzo.

Bs. As., 09/09/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0077946/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo establecido en las Leyes Nros. 17.319 y 24.076, en los Decretos Nros. 180 y 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004 y en las Resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 599, de fecha 13 de junio de 2007 y Nº 24, de fecha 6 de marzo de 2008; y

CONSIDERANDO:

Que a través de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 24, de fecha 6 de marzo de 2008, se creó el Programa denominado GAS PLUS, mediante el cual se ha procurado brindar condiciones preferenciales de comercialización al gas natural proveniente de yacimientos que, por tratarse de nuevos descubrimientos y por sus condiciones geológicas, requieran de un mayor nivel de inversión y, por consiguiente, de un mejor precio que el que actualmente se pacta en el mercado doméstico de gas natural.

Que desde la publicación de la mencionada Resolución Nº 24/2008 hasta el presente las consultas en torno a los alcances del beneficio y las condiciones de aplicación, se han multiplicado, sirviendo ello para medir un fuerte interés en el nuevo esquema, tanto en productores de gas natural como en consumidores dispuestos a contratar bajo las especiales reglas de comercialización que derivan del Programa GAS PLUS.

Que resulta conveniente y oportuno establecer, en adición a lo establecido en el Anexo I de la Resolución Nº 24/2008, un mecanismo que permita incorporar al Programa GAS PLUS nuevos yacimientos de gas, correspondientes a aquellos productores que, habiendo firmado el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011 no se encuentren cumpliendo con el nivel de entregas de gas natural allí establecido, por cuestiones estrictamente geológicas, las cuales serán auditadas y relevadas.

Que resulta más armónico con el proceso de análisis de las características de los reservorios a ser considerados como Gas Plus el eliminar del apartado d) del Punto 2 del Anexo I, la obligación de acreditar que no hayan sido declaradas sus reservas en el pasado bajo ninguna de las categorías probabilísticas establecidas en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 324, de fecha 16 de marzo de 2006, en atención a que resulta complejo discernir, por un lado, si ha habido alguna estimación previa de reservas correspondientes al reservorio que se esté analizando y, por otra parte, resultan suficientes los parámetros geológicos establecidos para atender el caso hipotético que haya de ser verificado en el trámite.

Que es necesario dotar al Programa GAS PLUS de la flexibilidad que adecuadamente permita considerar la eventual incorporación bajo sus reglas, a aquella producción de gas natural que en el futuro de inicie en reservorios de cualidades excepcionales, no consideradas en este régimen general, y que impliquen la necesidad de efectuar inversiones excepcionalmente importantes, en atención a las particulares características de la explotación de la cual se trate.

Que en todos aquellos casos en los que se invoque la excepcionalidad a la que se ha aludido en el considerando precedente, con el objeto de calificar una explotación de gas natural a ser iniciada en el futuro bajo las reglas del Programa GAS PLUS, esta Secretaria deberá recibir un minucioso detalle de las características singulares que, a entender del solicitante, habilitarían la consideración de la situación excepcional y determinará, al efecto de la constatación de tales cuestiones excepcionales, planes específicos de auditoría y relevamiento del proyecto presentado y su ejecución, para lo cual el solicitante deberá prestar total colaboración en el acceso a la información que se le solicite.

Que con el objeto de dar mayores certezas en lo que respecta a las condiciones especiales de comercialización que se desarrollan bajo el Programa GAS PLUS, resulta conveniente incorporar algunas precisiones en relación con las reglas que imperarán en el caso en que los volúmenes producidos bajo la modalidad GAS PLUS debieran ser redireccionados o reasignados.

Que corresponde, asimismo, brindar algunas mayores precisiones acerca del camino administrativo que habrá de seguir la tramitación de cada solicitud de caracterización de un yacimiento como GAS PLUS.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente se dicta en virtud de las facultades establecidas en los Artículos 3º y 6º de la Ley Nº 17.319.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Incorpórese, como segundo párrafo del Punto 1 titulado “Condiciones personales del peticionante”, correspondiente al Anexo I de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 24, de fecha 6 de marzo de 2008 al siguiente texto:

“El compromiso de entregas podrá ser inferior al establecido en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011 y aun así habilitarse la condición personal para solicitar la caracterización de GAS PLUS, si el peticionante acredita en el trámite de la petición que ha agotado todas sus posibilidades de incorporar una mayor producción de gas natural en sus concesiones, sobre la base del desarrollo de otros prospectos geológicos que no sean considerados como aptos para recibir la caracterización de GAS PLUS y acredita, adicionalmente, que la mayor producción diaria de gas natural esperable del prospecto a ser caracterizado como GAS PLUS es, como mínimo, superior en un VEINTE POR CIENTO (20%) a la producción diaria que ha registrado como promedio en el total de sus concesiones en el transcurso del año calendario precedente. Sin perjuicio de ello, deberá garantizar, hasta la finalización del Acuerdo y bajo sus parámetros de precio y prioridad, niveles de entrega de gas natural iguales a los verificados en el último año calendario precedente al de la solicitud.”

Artículo 2º- Sustitúyase el texto correspondiente al segundo párrafo del apartado d) del Punto 2 del Anexo I de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 24, de fecha 6 de marzo de 2008, por el siguiente texto:

“Para el caso en que se trate de yacimientos que, en superficie, no se superpongan con otros que se encuentran ya en producción, pero que, sin embargo, se encuentran ubicados en formaciones geológicas que, dentro de la Concesión otorgada, están entregando producción de gas natural, el solicitante deberá adicionalmente acreditar con suficiencia documental, ante la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS que el descubrimiento corresponde a esfuerzos exploratorios que arrojaron resultados positivos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, debiendo quedar en claro y sin margen de duda, que no se trata de desarrollo de avanzada sobre reservorios ya descubiertos y en producción, sino auténticos nuevos yacimientos.”

Artículo 3º- Incorpórese como último párrafo del Punto 2 del Anexo I de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 24, de fecha 6 de marzo de 2008, al siguiente texto:

“En todos aquellos casos en los que un productor tenga a su consideración un prospecto geológico que no se ajuste con exactitud a los parámetros precedentemente establecidos, pero que a su juicio revista características excepcionales que merezcan ser evaluadas con el objeto de incorporar su explotación al amparo de las reglas del Programa GAS PLUS, esta Secretaría podrá hacer una consideración excepcional del caso planteado, para lo cual el mismo deberá serle completa y minuciosamente expuesto por el solicitante. Las características excepcionales que fundamenten la solicitud podrán ser tanto de orden geológico como de índole económica. En el caso de considerarse positivamente la calificación de la solicitud bajo las reglas del Programa GAS PLUS, esta Secretaría fijará planes específicos de auditoría relevamiento del proyecto presentado y su ejecución, para lo cual el solicitante deberá prestar, en todo momento de la vigencia de la explotación bajo las condiciones del Programa GAS PLUS, total colaboración en el acceso a la información que se le solicite.”

Artículo 4º- Incorpórese como último párrafo del Punto 4 del Anexo I de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 24, de fecha 6 de marzo de 2008, al siguiente texto: “En aquellos casos en que, en última instancia, los volúmenes de gas natural producidos bajo la modalidad GAS PLUS debieran ser redireccionados o reasignados bajo cualquier mecanismo y con el objeto de atender consumos que se

consideren prioritarios, se le reconocerá al productor un valor equivalente al que hubiera percibido por el contrato que hubiera sido afectado."

Artículo 5º- Incorpórese como Punto 5 del Anexo I de la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 24, de fecha de marzo de 2008, al siguiente texto:

"5. Tramitación de las solicitudes."

"Las solicitudes de caracterización de un yacimiento como GAS PLUS serán presentadas ante la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES, la cual estará a cargo de la verificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en la Presente Resolución. En tal función, se encuentra facultada para requerir al peticionante toda información geológica y técnica que considere relevante a efectos de poder reconocer o no la caracterización geológica que la presente Resolución impone para el reconocimiento de un yacimiento como productor bajo las condiciones del programa GAS PLUS.

La SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS elaborará el proyecto de resolución que habrá de ser aprobado por esta Secretaría, junto con el proyecto de resolución a ser suscripto por el señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con el objeto de refrendar lo decidido por la Secretaría.

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1070/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.501, del 01/10/2008 p. 11

Citas Legales: Resolución SE 599/07; Ley 26.020.

Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 y la Programación Estacional de Verano correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2008 y el 30 de abril de 2009.

Bs. As., 19/09/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0387435/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y lo dispuesto por la Ley Nº 26.020, y

CONSIDERANDO:

Que con fecha 9 de marzo de 2005 se sancionó la Ley Nº 26.020 que estableció el REGIMEN REGULATORIO DE LA INDUSTRIA Y COMERCIALIZACION DE GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP).

Que dicha Ley tiene como objetivo esencial asegurar el suministro regular, confiable y económico de GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural.

Que en virtud del Artículo 44, TITULO IV de la mencionada ley —FONDO FIDUCIARIO PARA ATENDER LAS NECESIDADES DE GAS LICUADO DE PETROLEO DE SECTORES DE BAJOS RECURSOS Y PARA LA EXPANSION DE REDES DE GAS NATURAL — se creó un Fondo Fiduciario para atender el consumo residencial de GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural.

Que el referido Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) tiene como objeto financiar: a) La adquisición de GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) en envases (garrafas y cilindros) para usuarios de bajos recursos; b) La expansión de ramales de transporte, distribución y redes domiciliares de gas natural en zonas no cubiertas al día de la fecha, en aquellos casos que resulte técnicamente posible y económicamente factible priorizándose las expansiones de redes de gas natural en las provincias que actualmente no cuentan con el sistema; c) El establecimiento de un precio regional diferencial para los consumos residenciales de GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) en garrafas de DIEZ (10), DOCE (12) y QUINCE (15) kilogramos, en todo el territorio de las Provincias de CORRIENTES, CHACO, FORMOSA y MISIONES, y norte de la Provincia de SANTA FE (desde Ruta Provincial Nº 98 Reconquista-Tostado hacia el Norte), hasta tanto esta región acceda a redes de gas natural.

Que el Fondo creado por la mencionada Ley estará integrado por los siguientes recursos: a) La totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la Ley Nº 26.020; b) Los fondos que por Ley de Presupuesto se asignen; c) Los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; d) Los aportes específicos que la Autoridad de Aplicación convenga con los operadores de la actividad.

Que teniendo en cuenta lo establecido en el Apartado d) del Artículo 46 de la Ley Nº 26.020 los productores de gas natural han considerado adecuada la ocasión para acordar en el sentido programado por el mencionado Apartado.

Que en este sentido, los productores de gas natural suscribieron un Acuerdo complementando el Acuerdo aprobado por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 599 de fecha 13 de junio de 2007.

Que el citado Acuerdo tuvo por objeto establecer el aporte del sector de Los Productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley Nº 26.020 en orden a la reestructuración de precios de gas en boca de pozo y la segmentación de la demanda residencial de gas natural.

Que dicho aporte permitirá realizar las compensaciones que correspondan a los efectos que el precio de las garrafas para uso domiciliario de DIEZ (10), DOCE (12) y QUINCE (15) kilogramos se oferten a un precio menor para aquellos consumidores residenciales de GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP).

Que teniendo en cuenta lo establecido en el considerando precedente, el incumplimiento por parte de los productores de gas natural en cuanto al compromiso asumido hará que la reestructuración y segmentación establecida en el Acuerdo quede sin efecto de pleno derecho.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades emergentes de la Ley Nº 26.020

Por ello,

EL SEÑOR SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Ratifícase el ACUERDO COMPLEMENTARIO CON PRODUCTORES DE GAS NATURAL suscripto en fecha 19 de septiembre de 2008, que como Anexo I forma parte integrante de la presente.

Art. 2º — Establécese que en caso de incumplimiento de los compromisos asumidos en el ACUERDO que por la presente se ratifica, quedará resuelta de pleno derecho la reestructuración de precios y segmentación de la demanda residencial, que motivará el aporte del sector de la producción de gas natural al Fondo creado por la Ley Nº 26.020, haciendo cesar todos sus efectos, aun los que hubieran tenido principio de ejecución.

Art. 3º — Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

NOTA: Esta Resolución se publica sin Anexo. La documentación no publicada puede ser consultada en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires) y en www.boletinoficial.gov.ar

NOTA SE N° 3016/08

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA 1169/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.526, del 06/11/2008 pp. 11-19

Citas Legales: Resolución SEE 0061/1992; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00432/1982 - artículo 01; Decreto 00186/1995; Resolución SE 0126/2002 - artículo 04; Resolución SE 0703/2003; Resolución SE 0093/2004 - artículo 27; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 1434/2004; Resolución SE 1676/2004; Resolución SE 0842/2004.

> Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 y la Programación Estacional de Verano correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2008 y el 30 de abril de 2009.

Bs. As., 31/10/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0312469/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 para el período agosto - octubre 2008 y la Programación Estacional Definitiva para el período noviembre 2008 - abril 2009, ambas para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizadas de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que persiste la situación de déficit del Fondo de Estabilización, derivada de la falta de recursos, provenientes de lo recaudado a partir de los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes, para afrontar lo que efectivamente se debe abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, como ya se ha manifestado en otras oportunidades la SECRETARIA DE ENERGIA, aun cuando persista la necesidad de compatibilizar los Precios Estacionales con los reales Precios “Spot” Horarios, dándole sustento económico-financiero al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), considera imprescindible que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean concordantes con la capacidad de pago con que, se entiende, cuentan los distintos estratos sociales y económicos de la demanda.

Que, consecuentemente, si bien es necesario recomponer la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), la SECRETARIA DE ENERGIA juzga necesario postergar a un futuro el ajuste en los precios estacionales que técnicamente sería necesario implementar para que toda demanda abone, al menos, los costos incurridos para abastecerla.

Que habiéndose producido la vinculación de la Región Eléctrica Patagónica Sur con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en el mes de febrero de 2006, corresponde la equiparación de los Precios Estacionales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) con los del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébanse la Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 correspondiente al período entre el 1º de agosto de 2008 y el 31 de octubre de 2008 y la Programación Estacional de Verano correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2008 y el 30 de abril de 2009 ambas para el

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevadas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y calculadas según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el ANEXO I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 5º y siguientes de esta resolución, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009:

a) Precio de:

a.1) la Potencia Despachada (PMESDES): CUATRO MIL QUINIENTOS SESENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (4.560 $/MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): DOCE PESOS POR MEGAVATIO EN EL PERÍODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA (12,00 $/MW-hrp).

a.2) la Reserva de Potencia (PESTRES): UN MIL PESOS POR MEGAVATIO-MES (1.000 $/ MWmes).

a.3) los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: NOVECIENTOS CINCUENTA PESOS POR MEGAVATIO-MES (950 $/MW-mes).

UNIFON: CERO PESOS POR MEGAVATIO-MES (0 $/MW-mes).

UNISAL: Los valores que sancionados conforme lo establecido en el artículo siguiente.

a.4) los Servicios de Reserva Instantánea:

PESTSRI: CINCO PESOS POR MEGAVATIO-MES (5 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado:

En horas de pico: SESENTA PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (60,58 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y TRES PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (53,74 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA Y UN PESOS CON SESENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,63 $/MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/ MWh).

En horas restantes: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/ MWh).

En horas de valle: UN PESO CON CUARENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,40 $/ MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: UN PESO CON CINCUENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1,59 $/MWh).

Artículo 3º- Establécese que los factores, precios y cargos adicionales a aplicar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009, son los que se detallan a continuación:

Los valores del UNISAL a aplicar a cada Distribuidor son los que se incluyen como ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución.

Los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor (FN) serán los indicados en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

Los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN) a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor son los indicados en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

Los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor serán los incluidos en ANEXO IV que forma parte integrante de la presente resolución.

Los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor se corresponderán con el TREINTA POR CIENTO (30%) de los valores indicados en el ANEXO V que forma parte integrante de la presente resolución.

La diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el artículo 4º de la Resolución Nº 126, de fecha 11 de octubre de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA, conforme la Resolución Nº 703 de fecha 20 de octubre de 2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA y el artículo Nº 27 de la Resolución Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor, es la que se incluye en el ANEXO VI que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4º- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente norma, son los que se establecen en el ANEXO VII que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009 de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyo consumos bimestrales no superen UN MIL KILOVATIOS HORA (1000 kWh/bimestre).

En horas de pico: DIECISEIS PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,50 $/MWh).

En horas restantes: DIECISEIS PESOS CON CERO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (16,00 $/MWh).

En horas de valle: CATORCE PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (14,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarías que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS de fecha 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO VIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 6º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009 de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL KILOVATIOS HORA (1000 kWh/bimestre) y no superen los UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1400 kWh/ bimestre).

En horas de pico: CUARENTA Y SEIS PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (46,50 $/MWh).

En horas restantes: CUARENTA Y SEIS PESOS CON CERO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (46,00 $/MWh).

En horas de valle: CUARENTA Y CUATRO PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (44,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO IX que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 7º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009 de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1400 kWh/bimestre) y no superen los DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: SETENTA Y CINCO PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (75,50 $/MWh).

En horas restantes: SETENTA Y CINCO PESOS CON CERO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (75,00 $/MWh).

En horas de valle: SETENTA Y TRES PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (73,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO X que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009 de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean superiores a DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: CIENTO TREINTA Y CINCO PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (135,50 $/MWh).

En horas restantes: CIENTO TREINTA Y CINCO PESOS CON CERO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (135,00 $/MWh).

En horas de valle: CIENTO TREINTA Y TRES PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (133,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidlos en el ANEXO XI que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 9º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009 de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuyas demandas sean destinadas al alumbrado público y sean identificadas así en los cuadros tarifarios respectivos.

En horas de pico: VEINTITRES PESOS CON CINCUENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (23,53 $/MWh).

En horas restantes: VEINTIDOS PESOS CON NOVENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (22,98 $/MWh).

En horas de valle: VEINTIUN PESOS CON OCHENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (21,83 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS de fecha 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO XII que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 10.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009, y para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), y se corresponda a suministros generales en los respectivos cuadros tarifarios, no siendo identificados de carácter residencial o de alumbrado público y con consumos bimestrales inferiores a CUATRO MIL KILOVATIOS HORA (4000 kWh), de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos seguidamente:

En horas de pico: CINCUENTA PESOS CON OCHENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (50,88 $/MWh).

En horas restantes: CUARENTA Y CINCO PESOS CON CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (45,04 $/MWh).

En hors de valle: CUARENTA Y DOS PESOS CON TREINTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (42,33 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS de fecha 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO XIII que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 11.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009, y para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), y se corresponda a suministros generales en los respectivos cuadros tarifarios y con consumos bimestrales iguales o mayores a CUATRO MIL KILOVATIOS HORA (4000 kWh), no siendo identificados de carácter residencial o de alumbrado publico, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos seguidamente:

En horas de pico: CINCUENTA Y NUEVE PESOS CON OCHENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (59,88 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y CUATRO PESOS CON CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (54,04 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA Y UN PESOS CON TREINTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,33 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS de fecha 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO XIV que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 12.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de octubre de 2008 y el 30 de abril de 2009, y para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda contratada, por punto de suministro, sea mayor o igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) de potencia y que, por sus características de demanda, califiquen como Grandes Usuarios del Mercado, ya sea GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) o GRAN USUARIO MENOR (GUME), de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado descriptos seguidamente:

En horas de pico: NOVENTA PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (90,58 $/MWh).

En horas restantes: OCHENTA Y TRES PESOS CON SETENTA Y CUATRO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (83,74 $/MWh).

En horas de valle: OCHENTA Y UN PESOS CON SESENTA Y TRES CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (81,63 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS de fecha 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente resolución, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el ANEXO XV que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 13.- Para todo aquello que no se haya definido expresamente en las Resoluciones Nº 1434 de fecha 7 de diciembre de 2004, 1676 de fecha 23 de diciembre de 2004 y en esta resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA, tienen validez y aplicación, siempre que no se contrapongan con sus objetivos, todas las resoluciones emanadas de la SECRETARIA DE ENERGIA en vigencia y, en particular, las dictadas mediante las Resoluciones Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004, 842 de fecha 25 de agosto de 2004 y 1676 de fecha 23 de diciembre de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, siendo la presente resolución continuadora de las mismas.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá notificar a los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) las adecuaciones que deberán introducir en sus declaraciones conforme lo establecido en el Artículo 19 y concordantes de la Resolución Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA y demás resoluciones de la SECRETARIA DE ENERGIA asociadas a ello en vigencia.

Artículo 14.- Facúltese al señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sean menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 15.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado de la presente resolución.

Artículo 16.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

UNISAL

TRIMESTRE: NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	UNISAL $/MW-mes
APELPALD	78.08
C3AR3A3W	107.05
CALFAVQW	10.97
CARECO1W	105.33
CBARKE3W	67.67
CCASTE3W	71.60
CCHACA1W	249.85
CCOLON1W	96.68
CDORRE2W	80.94
CEOSCOEW	84.84
CEVIGE3W	14.65
CGCRUZMW	165.42
CGUALEEW	84.84
CLEZAM3W	71.60
CLFLOR3W	72.44
CLUJAN1W	90.69
CMONTE1W	-122.41
CMOREN1W	73.07
CNECNE3W	167.39
COAZUL3W	120.88
COLAVA3W	154.04
CPERGA1W	99.15
CPIGUE2W	120.01
CPRING2W	97.46
CPUNTA2W	61.36
CRAMAL1W	96.68
CRANCH3W	71.60
CRIVAD1W	96.68
CROJAS1W	133.68
CSALAD1W	-33.27
CSALTO1W	82.96

EMPRESA	UNISAL $/MW-mes
CSPEDR1W	71.73
CSPUAN2W	106.36
CTRLAU1W	73.43
CZARAT1W	155.07
DECSASJW	151.68
DPCORRWD	73.56
EDEABA3D	71.60
EDECATKD	48.51
EDEEERED	84.84
EDEFORPD	48.11
EDELAPID	180.72
EDELARFD	15.28
EDEMSAMD	167.01
EDENBA1D	96.68
EDENOROD	136.83
EDERSARD	35.68
EDESAEGD	16.64
EDESALDD	92.31
EDESASAD	38.21
EDESBA2D	106.36
EDESTEMD	51.66
EDESURCD	111.67
EDETUCTD	34.76
EJUESAYD	42.21
EMISSAND	158.77
EPECORXD	104.45
EPENEUQD	25.94
EPESAFSD	123.16
ESANJUJD	151.68
SECHEPHD	54.13
TANDIL3W	124.22

ANEXO II

Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para los Distribuidores del MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
APELPALD	0.9797	0.9949	0.9963
C3AR3A3W	1.0000	1.0000	1.0000
CALFAVQW	0.9050	0.9510	0.9546
CARECO1W	1.0000	0.9977	0.9973
CBARKE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CCASTE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CCAUCAJW	1.0000	1.0000	1.0000
CCHACA1W	1.0000	1.0000	1.0000
CCOLON1W	1.0000	1.0000	1.0000
CDORRE2W	1.0000	1.0000	1.0000
CEOSCOEW	1.0000	0.9954	0.9945
CEVIGE3W	1.0000	1.0000	1.0000
CGCRUZMW	1.0000	1.0000	1.0000
CLEZAM3W	1.0000	1.0000	1.0000
CLFLOR3W	1.0000	1.0000	1.0000
CLUJAN1W	1.0000	1.0000	1.0000
CMONTE1W	1.0000	1.0000	1.0000
CMOREN1W	1.0000	1.0000	1.0000
CNECNE3W	1.0000	1.0000	1.0000
COAZUL3W	1.0000	1.0000	1.0000
COLAVA3W	0.9961	1.0000	1.0000
CPERGA1W	1.0000	1.0000	1.0000
CPIGUE2W	0.9952	1.0000	1.0000
CPLURO2W	0.9686	0.9883	0.9931
CPRING2W	0.9738	0.9918	0.9949
CPUNTA2W	0.9680	0.9914	0.9942
CRAMAL1W	1.0000	1.0000	1.0000
CRIVAD1W	1.0000	1.0000	1.0000
CROJAS1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSALAD1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSALTO1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSPEDR1W	1.0000	1.0000	1.0000
CSPUAN2W	0.9782	1.0000	1.0000
CTRLAU1W	1.0000	1.0000	1.0000
CZARAT1W	1.0000	1.0000	1.0000
DPCORRWD	1.0000	0.9951	0.9959
EDEABA3D	1.0000	1.0000	1.0000
EDECATKD	1.0000	1.0000	1.0000
EDEEERED	1.0000	0.9954	0.9945
EDEFORPD	1.0000	1.0000	1.0000
EDELAPID	1.0000	1.0000	1.0000
EDELARFD	1.0000	1.0000	1.0000
EDEMSAMD	1.0000	1.0000	1.0000
EDENBA1D	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXO II – Cont.

Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para los Distribuidores del MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

DISTRIBUIDOR	PICO	RESTO	VALLE
EDENOROD	1.0000	1.0000	1.0000
EDERSARD	0.9104	0.9583	0.9613
EDESAEGD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESALDD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESASAD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESBA2D	0.9782	1.0000	1.0000
EDESTEMD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESURCD	1.0000	1.0000	1.0000
EDETUCTD	1.0000	1.0000	1.0000
EJUESAYD	1.0000	1.0000	1.0000
EMISSAND	0.9692	0.9650	0.9650
EPECORXD	1.0000	1.0000	1.0000
EPENEUQD	0.8931	0.9410	0.9456
EPESAFSD	1.0000	1.0000	1.0000
ESANJUJD	1.0000	1.0000	1.0000
SECHEPHD	0.9889	0.9796	0.9766
TANDIL3W	1.0000	1.0000	1.0000
ALUAMAUZ.	1.0000	1.0000	1.0000
PRALTOUK	1.0000	1.0000	1.0000
CGAIMAUY	1.0000	1.0000	1.0000
CMADRYUY	1.0000	1.0000	1.0000
CRAWSOUY	1.0000	1.0000	1.0000
CTRELEUY	1.0000	1.0000	1.0000
C16OCTUY	0.9247	0.9303	0.9294
CCOMODUY	1.0000	1.0000	1.0000
EDERPSAD	1.0000	1.0000	1.0000
EDESBPBD	1.0000	1.0000	1.0000
MUPITRZY	1.0000	1.0000	1.0000
PAENPYZY	1.0000	1.0000	1.0000
SPSECRZD	1.0000	1.0000	1.0000
TECPETUZ.	1.0000	1.0000	1.0000
VINTHUZY	1.0000	1.0000	1.0000
VINTPTZY	1.0000	1.0000	1.0000
YPFKM5UY	1.0000	1.0000	1.0000
YPFSECZY	1.0000	1.0000	1.0000
YPFTORUY	1.0000	1.0000	1.0000
YPFTREUZ	1.0000	1.0000	1.0000
YPFLPEZA	1.0000	0.9605	0.9798
YPFLHEZZ	1.0000	0.9944	1.0000
YPFPTRZZ	1.0000	1.0000	1.0000
SIPEPCUZ	1.0000	1.0000	1.0000

ANEXO III

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	1.38
C3AR3A3W	2.49
CALFAVQW	0.02
CARECO1W	-0.64
CBARKE3W	-0.36
CCASTE3W	-0.33
CCHACA1W	-0.90
CCOLON1W	4.20
CDORRE2W	-0.16
CEOSCOEW	2.38
CEVIGE3W	1.80
CGCRUZMW	1.20
CGUALEEW	2.38
CLEZAM3W	-0.33
CLFLOR3W	1.52
CLUJAN1W	1.66
CMOREN1W	2.28
CNECNE3W	-0.02
COAZUL3W	-0.93
COLAVA3W	2.11
CPERGA1W	5.58
CPIGUE2W	0.21
CPRING2W	-1.18
CPUNTA2W	-2.63
CRAMAL1W	4.20
CRANCH3W	-0.33
CRIVAD1W	4.20
CROJAS1W	11.43
CSALAD1W	0.03
CSALTO1W	-0.04

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSPEDR1W	3.70
CSPUAN2W	-3.85
CTRLAU1W	1.59
CZARAT1W	-0.48
DECSASJW	2.02
DPCORRWD	-1.38
EDEABA3D	-0.33
EDECATKD	1.49
EDEEERED	2.38
EDEFORPD	-2.50
EDELAPID	0.01
EDELARFD	2.27
EDEMSAMD	1.92
EDENBA1D	4.20
EDENOROD	0.24
EDESAEGD	2.74
EDESALDD	2.47
EDESASAD	-0.43
EDESBA2D	-3.85
EDESTEMD	0.14
EDESURCD	-0.10
EDETUCTD	2.09
EJUESAYD	0.09
EMISSAND	-0.58
EPECORXD	2.94
EPENEUQD	-3.76
EPESAFSD	1.82
ESANJUJD	2.02
SECHEPHD	-0.78
TANDIL3W	-1.72

NEMO	$/MWh
C16OCTUY	0.48
EDERPSAD	0.50
MUPITRZY	-0.31
PAENPTZY	-1.16
PRALTOUZ	0.14
SIPEPCUZ	0.16
SPSECRZD	-10.27
TECPETUZ	0.08
YPFKM5UY	0.25
YPFTORUY	0.11

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM para los Distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh.

DISTRIBUIDOR	Saldo Fondo de Estabilización
	[$]
EDERSARD	-27300
VINTHUZY	-181802
VINTPTZY	-95689
EDESBPBD	71
HAREMAUY	1

ANEXO IV

Sobrecosto por Precios Locales en el MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	2.96
C3AR3A3W	-0.46
CALFAVQW	-0.04
CARECO1W	0.02
CBARKE3W	-0.24
CCASTE3W	-0.34
CCHACA1W	-0.74
CCOLON1W	7.65
CDORRE2W	-0.39
CEOSCOEW	0.04
CEVIGE3W	-0.25
CGCRUZMW	8.29
CGUALEEW	0.04
CLEZAM3W	-0.34
CLFLOR3W	-0.56
CLUJAN1W	0.02
CMOREN1W	-0.81
CNECNE3W	-0.57
COAZUL3W	-0.97
COLAVA3W	-0.49
CPERGA1W	4.14
CPIGUE2W	-0.29
CPRING2W	-0.41
CPUNTA2W	-0.30
CRAMAL1W	7.65
CRANCH3W	-0.34
CRIVAD1W	7.65
CROJAS1W	14.19
CSALAD1W	-0.78

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSALTO1W	-0.07
CSPEDR1W	5.21
CSPUAN2W	-0.55
CTRLAU1W	-0.52
CZARAT1W	0.25
DECSASJW	8.39
DPCORRWD	0.1
EDEABA3D	-0.34
EDECATKD	-2.81
EDEEERED	0.04
EDEFORPD	0.12
EDELARFD	-2.64
EDEMSAMD	9.12
EDENBA1D	7.65
EDESAEGD	-2.86
EDESALDD	1.22
EDESASAD	-2.95
EDESBA2D	-0.55
EDESTEMD	5.38
EDETUCTD	-2.73
EJUESAYD	-2.2
EMISSAND	0.23
EPECORXD	0.07
EPENEUQD	-12.06
EPESAFSD	0.17
ESANJUJD	8.39
SECHEPHD	0.11
TANDIL3W	-0.49

Sobrecosto por Precios Locales en el MEM para los distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh

DISTRIBUIDOR	Saldo Fdo. Estabil. $
CMONTE1W	-5
EDELAPID	188
EDENOROD	739
EDERSARD	58698
EDESURCD	268

ANEXO V

Sobrecosto Transitorio de Despacho para Distribuidores del MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	25.33
C3AR3A3W	29.17
CALFAVQW	50.75
CARECO1W	26.97
CBARKE3W	22.06
CCASTE3W	26.84
CCHACA1W	27.86
CCOLON1W	30.23
CDORRE2W	26.53
CEOSCOEW	26.07
CEVIGE3W	22.21
CGCRUZMW	27.25
CGUALEEW	26.07
CLEZAM3W	26.84
CLFLOR3W	23.93
CLUJAN1W	30.28
CMONTE1W	26.80
CMOREN1W	30.03
CNECNE3W	35.54
COAZUL3W	30.95
COLAVA3W	30.58
CPERGA1W	29.57
CPIGUE2W	27.34
CPRING2W	25.97
CPUNTA2W	22.73
CRAMAL1W	30.23
CRANCH3W	26.84
CRIVAD1W	30.23
CROJAS1W	41.99
CSALAD1W	22.94
CSALTO1W	28.56

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CSPEDR1W	27.61
CSPUAN2W	31.14
CTRLAU1W	27.70
CZARAT1W	33.60
DECSASJW	20.96
DPCORRWD	23.97
EDEABA3D	26.84
EDECATKD	23.38
EDEEERED	26.07
EDEFORPD	20.23
EDELAPID	28.14
EDELARFD	18.12
EDEMSAMD	27.05
EDENBA1D	30.23
EDENOROD	28.42
EDESAEGD	21.77
EDESALDD	23.41
EDESASAD	25.18
EDESBA2D	31.14
EDESTEMD	18.46
EDESURCD	27.03
EDETUCTD	24.80
EJUESAYD	21.49
EMISSAND	24.68
EPECORXD	39.38
EPENEUQD	27.96
EPESAFSD	27.66
ESANJUJD	20.96
SECHEPHD	23.51
TANDIL3W	27.80

DISTRIBUIDOR	$/MWh
CCOMODUY	1.39
CGAIMAUY	6.71
CMADRYUY	1.21
CRAWSOUY	1.27
CTRELEUY	1.66
C16OCTUY	9.77
EDERPSAD	14.30
HAREMAUY	14.93
MUPITRZY	2.23
PAENPTZY	0.19
PRALTOUZ	-0.04
SIPEPCUZ	-0.01
SPSECRZD	22.46
TECPETUZ	0.01

DISTRIBUIDOR	$/MWh
VINTPTZY	-0.41
YPFKM5UY	16.75
YPFTORUY	12.61

Sobrecosto Transitorio de Despacho del MEM para los distribuidores que contrataron gran parte de su demanda o con ajustes menores a 0,01 $/MWh

DISTRIBUIDOR	Saldo Fdo. Estabil. $
EDERSARD	1850594
VINTHUZY	163637
EDESBPBD	4

ANEXO VI

Diferencias de Precios Articulo 4° RES. S.E. Nº 126

Distribuidores del MEM

TRIMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

DISTRIBUIDOR	$/MWh
APELPALD	-3.73
C3AR3A3W	2.75
CALFAVQW	-0.49
CEVIGE3W	5.86
CGCRUZMW	-11.37
CLFLOR3W	1.84
CMOREN1W	3.58
COLAVA3W	2.72
CPERGA1W	1.63
CPUNTA2W	-2.56
CROJAS1W	2.25
CSALAD1W	2.37
CSPEDR1W	-2.59
CTRLAU1W	1.97
CZARAT1W	-1.80
DPCORRWD	-3.93
EDEABA3D	1.69
EDERPSAD	3.2

DISTRIBUIDOR	$/MWh
EDECATKD	7.05
EDEEERED	2.25
EDELARFD	7.62
EDEMSAMD	-10.26
EDERSARD	13.59
EDESAEGD	8.35
EDESALDD	2.06
EDESASAD	5.41
EDESBA2D	-3.52
EDESTEMD	-4.48
EDETUCTD	5.37
EJUESAYD	4.80
EMISSAND	-2.12
EPECORXD	2.75
EPENEUQD	10.51
EPESAFSD	2.66
ESANJUJD	-8.44

ANEXO VII

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

CONFORME LOS ARTÍCULOS 2° Y 3° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	72,13	62,06	55,23	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	68,60	60,77	54,01	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	76,20	65,27	58,01	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	75,62	64,13	57,56	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	74,35	63,43	56,35	2204,85
CCOMODUW	COOP. COMODORO RIVADAVIA	75,29	64,01	57,23	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	74,80	63,70	56,81	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	79,25	67,71	61,31	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	75,31	64,33	57,42	1952,64
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	73,92	62,88	55,97	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	75,30	64,23	57,32	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	74,13	63,10	55,96	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	75,29	64,12	57,31	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	75,57	64,62	57,33	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	75,96	65,02	57,91	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	76,04	64,85	58,05	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	75,38	64,30	57,36	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	75,47	64,68	57,53	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	75,30	64,42	57,21	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	74,70	63,95	56,91	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	74,33	64,45	57,80	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	72,46	62,57	56,02	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	75,29	64,18	57,29	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	74,98	63,82	56,72	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	77,05	66,00	58,96	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	74,90	63,88	56,63	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	75,03	63,50	57,17	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	74,12	62,87	56,01	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	75,36	64,25	57,28	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	75,52	64,28	57,40	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	74,89	63,61	56,71	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	70,19	59,89	53,30	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	75,42	64,51	57,37	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	65,71	57,86	52,06	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	73,00	61,29	54,60	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	76,07	64,89	58,05	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	78,19	66,77	59,95	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	78,02	66,37	59,76	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	75,57	64,48	57,54	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGÍA DE LA RIOJA SA	78,03	66,71	59,63	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	74,39	63,26	56,31	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	73,25	62,17	55,14	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	75,36	64,49	57,30	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	81,31	70,44	63,36	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	57,64	49,83	43,13	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	78,13	66,65	59,89	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	76,31	65,22	58,20	2047,31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	76,74	65,47	58,75	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	73,39	63,75	56,72	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	75,18	63,89	56,99	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	75,66	65,06	57,62	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	76,12	64,98	58,08	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	77,17	65,85	59,25	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	72,19	60,63	53,97	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	75,75	64,35	57,31	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	75,65	64,72	57,60	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	68,14	60,07	53,81	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	76,02	64,95	57,84	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	75,88	64,71	57,71	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	75,95	64,82	58,01	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	75,68	63,83	56,92	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	92,79	81,65	74,79	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	75,64	64,76	57,54	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	57,64	49,83	43,13	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	76,07	64,89	58,05	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	73,25	62,17	55,14	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	75,75	64,35	57,31	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	75,75	64,35	57,31	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	76,07	64,89	58,05	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	73,25	62,17	55,14	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	76,07	64,89	58,05	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	73,25	62,17	55,14	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	73,39	63,75	56,72	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	75,88	64,71	57,71	2106,68

ANEXO VIII

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES
CON CONSUMOS HASTA 1.000 kWh/BIMESTRE

CONFORME EL ARTÍCULO 5° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	28,95	24,52	18,23	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	28,70	24,87	18,57	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	32,12	27,61	20,98	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	31,54	26,39	20,43	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	30,27	25,69	19,22	2204,85
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	31,21	26,27	20,10	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	30,72	25,96	19,68	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	35,17	29,97	24,18	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	31,23	26,59	20,29	1952,64
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	29,84	25,14	18,84	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	31,22	26,49	20,19	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	30,05	25,36	18,83	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	31,21	26,38	20,18	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	31,49	26,88	20,20	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	31,88	27,28	20,78	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	31,96	27,11	20,92	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	31,30	26,56	20,23	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	31,56	26,94	20,40	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	31,22	26,68	20,08	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	30,83	26,21	19,78	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	31,40	27,02	20,86	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	29,79	25,15	19,10	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	31,21	26,44	20,16	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	30,90	26,08	19,59	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	32,97	28,26	21,83	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	30,82	26,14	19,50	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	30,95	25,76	20,04	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	30,04	25,13	18,88	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	31,28	26,51	20,15	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	31,44	26,54	20,27	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	30,81	25,87	19,58	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	29,43	24,78	18,80	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	31,34	26,77	20,24	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	28,21	24,09	18,42	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	28,92	23,74	17,63	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	31,99	27,15	20,92	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	34,11	29,03	22,82	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	33,94	28,63	22,63	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	31,49	26,74	20,41	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	33,95	28,97	22,50	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	30,31	25,52	19,18	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	29,17	24,43	18,01	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	31,28	26,75	20,17	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	37,23	32,70	26,23	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	17,51	13,66	7,43	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	34,05	28,91	22,76	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	32,23	27,48	21,07	2047,31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	32,66	27,73	21,62	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	30,27	26,01	19,59	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	31,10	26,15	19,86	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	31,58	27,32	20,49	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	32,04	27,24	20,95	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	33,09	28,11	22,12	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	29,47	24,21	18,14	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	31,67	26,79	20,39	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	31,57	26,98	20,47	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	28,77	24,55	18,70	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	31,94	27,21	20,71	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	31,80	26,97	20,58	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	31,87	27,08	20,88	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	32,09	26,86	20,65	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	48,71	43,91	37,66	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	31,56	27,02	20,41	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	17,51	13,66	7,43	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	31,99	27,15	20,92	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	29,17	24,43	18,01	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	31,67	26,79	20,39	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	31,67	26,79	20,39	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	31,99	27,15	20,92	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	29,17	24,43	18,01	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	31,99	27,15	20,92	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	29,17	24,43	18,01	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	30,27	26,01	19,59	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	31,80	26,97	20,58	2106,68

ANEXO IX

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES
CON CONSUMOS MAYORES A 1.000 kWh/BIMESTRE Y NO SUPEREN LOS 1.400 kWh/BIMESTRE

CONFORME EL ARTÍCULO 6° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	58,34	54,36	48,12	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	55,85	53,40	47,20	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	62,12	57,55	50,90	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	61,54	56,39	50,43	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	60,27	55,69	49,22	2204,85
CCOMODUW	COOP. COMODORO RIVADAVIA	61,21	56,27	50,10	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	60,72	55,96	49,68	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	65,17	59,97	54,18	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	61,23	56,59	50,29	1952,64
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	59,84	55,14	48,84	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	61,22	56,49	50,19	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	60,05	55,36	48,83	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	61,21	56,38	50,18	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	61,49	56,88	50,20	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	61,88	57,28	50,78	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	61,96	57,11	50,92	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	61,30	56,56	50,23	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	61,45	56,94	50,40	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	61,22	56,68	50,08	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	60,68	56,21	49,78	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	60,62	56,77	50,71	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	58,83	54,90	48,93	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	61,21	56,44	50,16	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	60,90	56,08	49,59	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	62,97	58,26	51,83	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	60,82	56,14	49,50	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	60,95	55,76	50,04	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	60,04	55,13	48,88	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	61,28	56,51	50,15	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	61,44	56,54	50,27	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	60,81	55,87	49,58	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	57,17	52,69	46,68	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	61,34	56,77	50,24	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	53,73	50,93	45,60	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	58,92	53,59	47,50	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	61,99	57,15	50,92	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	64,11	59,03	52,82	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	63,94	58,63	52,63	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	61,49	56,74	50,41	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	63,95	58,97	52,50	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	60,31	55,52	49,18	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	59,17	54,43	48,01	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	61,28	56,75	50,17	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	67,23	62,70	56,23	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	44,83	42,41	36,27	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	64,05	58,91	52,76	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	62,23	57,48	51,07	2047,31
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	62,66	57,73	51,62	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	59,61	56,01	49,59	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	61,10	56,15	49,86	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	61,58	57,32	50,49	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	62,04	57,24	50,95	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	63,09	58,11	52,12	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	58,55	53,16	47,09	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	61,67	56,65	50,22	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	61,57	56,98	50,47	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	55,56	52,78	47,06	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	61,94	57,21	50,71	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	61,80	56,97	50,58	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	61,87	57,08	50,88	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	61,75	56,25	49,95	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	78,71	73,91	67,66	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	61,56	57,02	50,41	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	44,83	42,41	36,27	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	61,99	57,15	50,92	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	59,17	54,43	48,01	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	61,67	56,65	50,22	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	61,67	56,65	50,22	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	61,99	57,15	50,92	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	59,17	54,43	48,01	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	61,99	57,15	50,92	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	59,17	54,43	48,01	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	59,61	56,01	49,59	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	61,80	56,97	50,58	2106,68

ANEXO X

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES
CON CONSUMOS MAYORES A 1.400 kWh/BIMESTRE Y NO SUPEREN LOS 2.800 kWh/BIMESTRE

CONFORME EL ARTÍCULO 7° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	86,75	83,22	77,02	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	82,10	80,98	74,89	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	91,12	86,48	79,82	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	90,54	85,39	79,43	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	89,27	84,69	78,22	2204,85
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	90,21	85,27	79,10	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	89,72	84,96	78,68	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	94,17	88,97	83,18	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	90,23	85,59	79,29	1952,64
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	88,84	84,14	77,84	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	90,22	85,49	79,19	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	89,05	84,36	77,83	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	90,21	85,38	79,18	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	90,49	85,88	79,20	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	90,88	86,28	79,78	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	90,96	86,11	79,92	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	90,30	85,56	79,23	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	90,33	85,94	79,40	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	90,22	85,68	79,08	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	89,54	85,21	78,78	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	88,86	85,53	79,56	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	86,90	83,65	77,76	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	90,21	85,44	79,16	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	89,90	85,08	78,59	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	91,97	87,26	80,83	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	89,82	85,14	78,50	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	89,95	84,76	79,04	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	89,04	84,13	77,88	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	90,28	85,51	79,15	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	90,44	85,54	79,27	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	89,81	84,87	78,58	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	83,99	79,67	73,63	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	90,34	85,77	79,24	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	78,41	76,88	71,88	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	87,92	82,45	76,38	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	90,99	86,15	79,92	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	93,11	88,03	81,82	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	92,94	87,63	81,63	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	90,49	85,74	79,41	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	92,95	87,97	81,50	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	89,31	84,52	78,18	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	88,17	83,43	77,01	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	90,28	85,75	79,17	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	96,23	91,70	85,23	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	71,23	70,20	64,15	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	93,05	87,91	81,76	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	91,23	86,48	80,07	2047,31
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	91,66	86,73	80,62	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	87,98	85,01	78,59	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	90,10	85,15	78,86	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	90,58	86,32	79,49	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	91,04	86,24	79,95	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	92,09	87,11	81,12	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	86,65	81,14	75,07	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	90,67	85,51	79,06	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	90,57	85,98	79,47	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	81,46	80,07	74,49	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	90,94	86,21	79,71	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	90,80	85,97	79,58	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	90,87	86,08	79,88	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	90,43	84,66	78,27	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	107,71	102,91	96,66	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	90,56	86,02	79,41	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	71,23	70,20	64,15	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	90,99	86,15	79,92	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	88,17	83,43	77,01	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	90,67	85,51	79,06	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	90,67	85,51	79,06	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	90,99	86,15	79,92	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	88,17	83,43	77,01	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	90,99	86,15	79,92	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	88,17	83,43	77,01	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	87,98	85,01	78,59	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	90,80	85,97	79,58	2106,68

ANEXO XI

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES RESIDENCIALES
CON CONSUMOS MAYORES A 2.800 kWh/BIMESTRE

CONFORME EL ARTÍCULO 8° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	145,53	142,91	136,79	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	136,40	138,04	132,16	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	151,12	146,34	139,66	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	150,54	145,39	139,43	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	149,27	144,69	138,22	2204,85
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	150,21	145,27	139,10	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	149,72	144,96	138,68	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	154,17	148,97	143,18	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	150,23	145,59	139,29	1952,64
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	148,84	144,14	137,84	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	150,22	145,49	139,19	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	149,05	144,36	137,83	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	150,21	145,38	139,18	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	150,49	145,88	139,20	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	150,88	146,28	139,78	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	150,96	146,11	139,92	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	150,30	145,56	139,23	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	150,10	145,94	139,40	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	150,22	145,68	139,08	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	149,26	145,21	138,78	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	147,29	145,04	139,25	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	144,98	143,13	137,41	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	150,21	145,44	139,16	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	149,90	145,08	138,59	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	151,97	147,26	140,83	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	149,82	145,14	138,50	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	149,95	144,76	139,04	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	149,04	144,13	137,88	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	150,28	145,51	139,15	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	150,44	145,54	139,27	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	149,81	144,87	138,58	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	139,47	135,49	129,39	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	150,34	145,77	139,24	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	129,45	130,57	126,24	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	147,92	142,16	136,14	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	150,99	146,15	139,92	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	153,11	148,03	141,82	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	152,94	147,63	141,63	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	150,49	145,74	139,41	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	152,95	147,97	141,50	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	149,31	144,52	138,18	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	148,17	143,43	137,01	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	150,28	145,75	139,17	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	156,23	151,70	145,23	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	125,85	127,70	121,83	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	153,05	147,91	141,76	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	151,23	146,48	140,07	2047,31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	151,66	146,73	140,62	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	146,67	145,01	138,59	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	150,10	145,15	138,86	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	150,58	146,32	139,49	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	151,04	146,24	139,95	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	152,09	147,11	141,12	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	144,81	139,04	132,97	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	150,67	145,24	138,73	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	150,57	145,98	139,47	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	135,05	136,53	131,22	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	150,94	146,21	139,71	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	150,80	145,97	139,58	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	150,87	146,08	139,88	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	149,77	143,43	136,87	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	167,71	162,91	156,66	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	150,56	146,02	139,41	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	125,85	127,70	121,83	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	150,99	146,15	139,92	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	148,17	143,43	137,01	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	150,67	145,24	138,73	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	150,67	145,24	138,73	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	150,99	146,15	139,92	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	148,17	143,43	137,01	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	150,99	146,15	139,92	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	148,17	143,43	137,01	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	146,67	145,01	138,59	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	150,80	145,97	139,58	2106,68

ANEXO XII

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES PARA DEMANDAS DESTINADAS AL ALUMBRADO PÚBLICO

CONFORME EL ARTÍCULO 9° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	35,83	31,46	25,54	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	35,07	31,51	25,56	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	39,15	34,58	28,29	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	38,57	33,37	27,76	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	37,30	32,67	26,55	2204,85
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	38,24	33,25	27,43	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	37,75	32,94	27,01	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	42,20	36,95	31,51	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	38,26	33,57	27,62	1952,64
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	36,87	32,12	26,17	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	38,25	33,47	27,52	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	37,08	32,34	26,16	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	38,24	33,36	27,51	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	38,52	33,86	27,53	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	38,91	34,26	28,11	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	38,99	34,09	28,25	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	38,33	33,54	27,56	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	38,57	33,92	27,73	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	38,25	33,66	27,41	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	37,82	33,19	27,11	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	38,25	33,94	28,15	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	36,59	32,07	26,39	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	38,24	33,42	27,49	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	37,93	33,06	26,92	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	40,00	35,24	29,16	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	37,85	33,12	26,83	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	37,98	32,74	27,37	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	37,07	32,11	26,21	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	38,31	33,49	27,48	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	38,47	33,52	27,60	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	37,84	32,85	26,91	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	35,93	31,27	25,61	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	38,37	33,75	27,57	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	34,19	30,33	25,06	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	35,95	30,68	24,93	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	39,02	34,13	28,25	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	41,14	36,01	30,15	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	40,97	35,61	29,96	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	38,52	33,72	27,74	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	40,98	35,95	29,83	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	37,34	32,50	26,51	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	36,20	31,41	25,34	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	38,31	33,73	27,50	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	44,26	39,68	33,56	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	23,91	20,35	14,48	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	41,08	35,89	30,09	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	39,26	34,46	28,40	2047,31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	39,69	34,71	28,95	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	37,14	32,99	26,92	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	38,13	33,13	27,19	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	38,61	34,30	27,82	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	39,07	34,22	28,28	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	40,12	35,09	29,45	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	36,28	30,94	25,21	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	38,70	33,73	27,68	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	38,60	33,96	27,80	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	35,05	31,12	25,63	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	38,97	34,19	28,04	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	38,83	33,95	27,91	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	38,90	34,06	28,21	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	39,04	33,70	27,81	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	55,74	50,89	44,99	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	38,59	34,00	27,74	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	23,91	20,35	14,48	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	39,02	34,13	28,25	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	36,20	31,41	25,34	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	38,70	33,73	27,68	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	38,70	33,73	27,68	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	39,02	34,13	28,25	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	36,20	31,41	25,34	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	39,02	34,13	28,25	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	36,20	31,41	25,34	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	37,14	32,99	26,92	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	38,83	33,95	27,91	2106,68

ANEXO XIII

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA SUMINISTROS GENERALES, NO RESIDENCIALES O ALUMBRADO PUBLICO
CON CONSUMOS INFERIORES A 4.000 kWh/BIMESTRE

CONFORME EL ARTÍCULO 10° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	62,63	53,41	45,96	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	59,82	52,49	45,13	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	66,50	56,59	48,73	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	65,92	55,43	48,26	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	64,65	54,73	47,05	2204,85
CCOMODUW	COOP. COMODORO RIVADAVIA	65,59	55,31	47,93	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	65,10	55,00	47,51	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	69,55	59,01	52,01	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	65,61	55,63	48,12	1952,64
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	64,22	54,18	46,67	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	65,60	55,53	48,02	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	64,43	54,40	46,66	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	65,59	55,42	48,01	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	65,87	55,92	48,03	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	66,26	56,32	48,61	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	66,34	56,15	48,75	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	65,68	55,60	48,06	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	65,81	55,98	48,23	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	65,60	55,72	47,91	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	65,04	55,25	47,61	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	64,88	55,82	48,55	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	63,07	53,94	46,77	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	65,59	55,48	47,99	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	65,28	55,12	47,42	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	67,35	57,30	49,66	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	65,20	55,18	47,33	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	65,33	54,80	47,87	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	64,42	54,17	46,71	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	65,66	55,55	47,98	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	65,82	55,58	48,10	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	65,19	54,91	47,41	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	61,23	51,80	44,66	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	65,72	55,81	48,07	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	57,46	50,07	43,64	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	63,30	52,64	45,34	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	66,37	56,19	48,75	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	68,49	58,07	50,65	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	68,32	57,67	50,46	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	65,87	55,78	48,24	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	68,33	58,01	50,33	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	64,69	54,56	47,01	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	63,55	53,47	45,84	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	65,66	55,79	48,00	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	71,61	61,74	54,06	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	48,81	41,49	34,19	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	68,43	57,95	50,59	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	66,61	56,52	48,90	2047,31
EDESASAD	EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	67,04	56,77	49,45	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	63,90	55,05	47,42	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	65,48	55,19	47,69	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	65,96	56,36	48,32	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	66,42	56,28	48,78	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	67,47	57,15	49,95	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	62,79	52,23	44,99	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	66,05	55,69	48,06	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	65,95	56,02	48,30	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	59,47	51,88	45,01	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	66,32	56,25	48,54	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	66,18	56,01	48,41	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	66,25	56,12	48,71	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	66,09	55,31	47,83	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	83,09	72,95	65,49	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	65,94	56,06	48,24	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	48,81	41,49	34,19	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	66,37	56,19	48,75	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	63,55	53,47	45,84	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	66,05	55,69	48,06	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	66,05	55,69	48,06	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	66,37	56,19	48,75	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	63,55	53,47	45,84	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	66,37	56,19	48,75	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	63,55	53,47	45,84	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	63,90	55,05	47,42	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	66,18	56,01	48,41	2106,68

ANEXO XIV

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA SUMINISTROS GENERALES, NO RESIDENCIALES O ALUMBRADO PUBLICO
CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 4.000 kWh/BIMESTRE

CONFORME EL ARTÍCULO 11° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	71,44	62,36	54,93	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	67,96	61,05	53,72	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	75,50	65,57	57,71	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	74,92	64,43	57,26	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	73,65	63,73	56,05	2204,85
CCOMODUW	COOP. COMODORO RIVADAVIA	74,59	64,31	56,93	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	74,10	64,00	56,51	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	78,55	68,01	61,01	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	74,61	64,63	57,12	1952,64
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	73,22	63,18	55,67	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	74,60	64,53	57,02	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	73,43	63,40	55,66	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	74,59	64,42	57,01	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	74,87	64,92	57,03	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	75,26	65,32	57,61	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	75,34	65,15	57,75	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	74,68	64,60	57,06	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRÍA BS. AS.	74,78	64,98	57,23	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	74,60	64,72	56,91	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	74,00	64,25	56,61	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	73,65	64,74	57,50	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	71,78	62,87	55,72	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	74,59	64,48	56,99	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	74,28	64,12	56,42	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	76,35	66,30	58,66	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	74,20	64,18	56,33	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	74,33	63,80	56,87	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	73,42	63,17	55,71	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	74,66	64,55	56,98	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	74,82	64,58	57,10	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	74,19	63,91	56,41	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	69,55	60,17	53,03	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	74,72	64,81	57,07	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	65,12	58,12	51,79	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	72,30	61,59	54,30	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	75,37	65,19	57,75	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	77,49	67,07	59,65	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	77,32	66,67	59,46	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	74,87	64,78	57,24	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	77,33	67,01	59,33	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	73,69	63,56	56,01	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	72,55	62,47	54,84	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	74,66	64,79	57,00	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	80,61	70,74	63,06	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	57,01	50,11	42,84	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	77,43	66,95	59,59	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	75,61	65,52	57,90	2047,31
EDESASAD	EMP.DIST. ENERGIA DE SALTA	76,04	65,77	58,45	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	72,70	64,05	56,42	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	74,48	64,19	56,69	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	74,96	65,36	57,32	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	75,42	65,28	57,78	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	76,47	66,15	58,95	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	71,51	60,92	53,68	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	75,05	64,65	57,01	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	74,95	65,02	57,30	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	67,51	60,35	53,52	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	75,32	65,25	57,54	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	75,18	65,01	57,41	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	75,25	65,12	57,71	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	74,99	64,12	56,62	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	92,09	81,95	74,49	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	74,94	65,06	57,24	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	57,01	50,11	42,84	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	75,37	65,19	57,75	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	72,55	62,47	54,84	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	75,05	64,65	57,01	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	75,05	64,65	57,01	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	75,37	65,19	57,75	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	72,55	62,47	54,84	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	75,37	65,19	57,75	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	72,55	62,47	54,84	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	72,70	64,05	56,42	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	75,18	65,01	57,41	2106,68

ANEXO XV

Precios a Distribuidores para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREF) Y LA ENERGÍA (PEST) DE DISTRIBUIDORES
PARA SUMINISTROS CUYA DEMANDA CONTRATADA, POR PUNTO DE SUMINISTRO,
SEA MAYOR O IGUAL A 300 kW

CONFORME EL ARTÍCULO 12° DE LA RESOLUCIÓN

SEMESTRE NOVIEMBRE 2008 – ABRIL 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	101,52	91,91	85,12	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	95,75	89,30	82,65	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	106,20	95,20	87,93	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	105,62	94,13	87,56	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	104,35	93,43	86,35	2204,85
CCOMODUW	COOP. COMODORO RIVADAVIA	105,29	94,01	87,23	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	104,80	93,70	86,81	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	109,25	97,71	91,31	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	105,31	94,33	87,42	1952,64
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	103,92	92,88	85,97	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	105,30	94,23	87,32	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	104,13	93,10	85,96	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	105,29	94,12	87,31	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	105,57	94,62	87,33	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	105,96	95,02	87,91	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	106,04	94,85	88,05	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	105,38	94,30	87,36	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRÍA BS. AS.	105,36	94,68	87,53	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	105,30	94,42	87,21	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	104,55	93,95	86,91	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	103,54	94,20	87,65	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	101,50	92,31	85,84	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	105,29	94,18	87,29	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	104,98	93,82	86,72	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	107,05	96,00	88,96	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	104,90	93,88	86,63	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	105,03	93,50	87,17	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	104,12	92,87	86,01	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	105,36	94,25	87,28	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	105,52	94,28	87,40	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	104,89	93,61	86,71	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	97,94	87,80	81,19	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	105,42	94,51	87,37	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	91,24	84,70	79,24	1952,64
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	103,00	91,15	84,48	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	106,07	94,89	88,05	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	108,19	96,77	89,95	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	108,02	96,37	89,76	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	105,57	94,48	87,54	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	108,03	96,71	89,63	1970,28

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	104,39	93,26	86,31	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	103,25	92,17	85,14	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	105,36	94,49	87,30	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	111,31	100,44	93,36	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	84,96	78,58	71,97	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	108,13	96,65	89,89	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	106,31	95,22	88,20	2047,31
EDESASAD	EMP.DIST. ENERGIA DE SALTA	106,74	95,47	88,75	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	102,73	93,75	86,72	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	105,18	93,89	86,99	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	105,66	95,06	87,62	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	106,12	94,98	88,08	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	107,17	95,85	89,25	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	101,27	89,58	82,92	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	105,75	94,21	87,15	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	105,65	94,72	87,60	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	94,93	88,30	82,17	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	106,02	94,95	87,84	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	105,88	94,71	87,71	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	105,95	94,82	88,01	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	105,34	93,22	86,21	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	122,79	111,65	104,79	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	105,64	94,76	87,54	2079,22
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	84,96	78,58	71,97	1990,68
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	106,07	94,89	88,05	2026,60
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	103,25	92,17	85,14	2051,68
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	105,75	94,21	87,15	2039,84
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	105,75	94,21	87,15	2039,84
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	106,07	94,89	88,05	2026,60
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	103,25	92,17	85,14	2051,68
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	106,07	94,89	88,05	2026,60
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	103,25	92,17	85,14	2051,68
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	102,73	93,75	86,72	2061,36
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	105,88	94,71	87,71	2106,68

NOTA B-46995-1

NOTA SSEE N° 1307/08

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1170/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.526, del 06/10/2008 pp. 19-20

Citas Legales: Resolución SE 0745/2005; Resolución SE 0415/2004; Resolución SE 0552/2004; Decreto 00140/2007; Decreto 00140/2007 - artículo 3; Resolución SE 0797/2008; Resolución SE 0745/2005 - anexo I - artículo 05; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 02 inciso e); Ley 24.065 - artículo 85; Resolución SE 0745/2005 - anexo I - artículo 06; Resolución SE 0745/2005 - anexo I - artículo 07

Déjase sin efecto la aplicación del Artículo 6º del Anexo I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Bs. As., 31/10/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS dictó la Resolución Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004 mediante la cual se implementó el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA, con el objeto de instalar en la población el uso racional de la energía, y generar excedentes que puedan ser utilizados para el crecimiento de la actividad económica de nuestro país.

Que mediante la Resolución Nº 552 de fecha 28 de mayo de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se implementó el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional.

Que a través de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, y habiendo analizado los primeros resultados del PUREE, se realizaron modificaciones a efectos de una mejor implementación del mismo.

Que por el Decreto Nº 140 de fecha 21 de diciembre de 2007 se declaró de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobándose los lineamientos del PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE), destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía, al mismo tiempo que por su Artículo 3º se instruyó a la SECRETARIA DE ENERGIA, a implementarlo sobre la base de los mencionados lineamientos.

Que como ya se señalara en reiteradas Resoluciones, el sostenido crecimiento de la actividad económica desde el año 2003, hace necesario el dictado de instrumentos regulatorios específicos, a los efectos de atenuar la incidencia de aquél en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica cuando éste se produce ineficientemente, con el objeto de asegurar el normal abastecimiento de energía eléctrica a la comunidad.

Que por las razones expuestas, se considera imprescindible que todos los usuarios de energía eléctrica adopten una actitud racional respecto al uso de la energía eléctrica, a efectos de contribuir al objetivo señalado.

Que en ese contexto y dado el tiempo transcurrido desde la implementación del PUREE, no se estima conveniente premiar a aquellos consumidores que, se entiende, cuentan con recursos suficientes para sobrellevar las exigencias de reducción de demanda de energía eléctrica requerida, aun cuando hubieren disminuido su consumo.

Que en ese entendimiento, no se observa que tales posibles premios asociados a las reducciones de consumo resulten o representen un beneficio para el caso de los puntos de suministro con consumos que califiquen como usuarios residenciales de más de MIL KILOVATIOS HORA BIMESTRALES (1000 kWh/bimestre), y como usuarios G, T2 y T3.

Que en tal sentido la SECRETARIA DE ENERGIA dictó la Resolución Nº 797 de fecha 25 de julio de 2008, por la cual estableció que la bonificación del Artículo 5º del ANEXO I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, será de aplicación para todo punto de suministro cuyo consumo registrado por el usuario “U” en el período “p” del año en curso no supere los MIL KILOVATIOS HORA BIMESTRALES (1000 kWh/bimestre).

Que asimismo, y a través de la presente resolución, es necesario complementar la medida citada en el considerando anterior, respecto a los usuarios G, T2 y T3, dejando sin efecto la aplicación de la bonificación referida, salvo para aquellas industrias que demuestren en forma fehaciente ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), Organismo descentralizado actuante en la órbita de la

SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, que el menor consumo de las mismas es debido al logro de una mayor eficiencia energética.

Que para la implementación de lo dispuesto en el presente acto el ENRE, deberá tomar todas las medidas que considere necesarias.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 3º del Decreto Nº 140 de fecha 21 de diciembre de 2004, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 2º, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Déjase sin efecto la aplicación del Artículo 6º del Anexo I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 2º- Déjase sin efecto la aplicación del Artículo 7º del Anexo I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, salvo para aquellas industrias que demuestren en forma fehaciente ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), Organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, que el menor consumo de las mismas es debido al logro de una mayor eficiencia energética.

Artículo 3º- Autorízase al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a disponer de todas las medidas complementarias que sea menester adoptar para contribuir a la mejor aplicación de lo dispuesto en los artículos precedentes.

Artículo 4º- Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, en tanto se oponga a los conceptos establecidos en esta resolución.

Artículo 5º- La presente resolución entrará en vigencia a partir de la facturación cuya medición se produzca con posterioridad al 1º de octubre de 2008.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 7º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.).

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA 1417/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.558, del 23/12/2008 pp. 107

Citas Legales: Ley N° 17.319, Ley N° 24.076, Ley Nº 25.561, Ley Nº 26.020, Decreto Nº 181/2004, RES SE N° 599/07, RES SE Nº 1070/08

Gas Natural. Fíjanse los valores de Precios de Cuenca a los consumos realizados a partir del 1º de noviembre de 2008.

Bs. As., 16/12/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0119818/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076, su reglamentación, y los Decretos Nros. 180 y 181 ambos del 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.076 y su reglamentación, aprobada por el Anexo I del Decreto Nº 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y modificada por el Decreto Nº 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, han consagrado el marco legal destinado a regular la prestación del servicio público nacional de transporte y distribución de gas natural.

Que por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.561 se delegaron facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL hasta el 10 de diciembre de 2003, a los efectos de proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios; de reactivar el funcionamiento de la economía y mejorar el nivel de empleo y de distribución de ingresos con acento en un programa de desarrollo de las economías regionales; de crear condiciones para el crecimiento económico sustentable y compatible con la reestructuración de la deuda pública y de reglar la reestructuración de las obligaciones, en curso de ejecución, afectadas por el nuevo régimen cambiario instituido.

Que las medidas de emergencia adoptadas hasta la fecha han incidido en los servicios públicos vinculados al gas y a la electricidad cuyos segmentos han sido definidos como servicios públicos por las Leyes Nº 24.076 y Nº 24.065.

Que por lo dicho precedentemente se hace importante señalar que en la industria del gas natural, tal cual es concebida por las Leyes Nº 17.319 y Nº 24.076, se distinguen TRES (3) segmentos básicos de actividad: la producción, el transporte y la distribución de gas.

Que en el caso de la industria del gas natural deben distinguirse el conjunto de segmentos y servicios que la integran a los fines de determinar los distintos impactos producidos por las diversas problemáticas de cada segmento, con el objeto de definir y administrar los remedios regulatorios que en cada caso resulta posible implementar.

Que atento al período de tiempo que requiere la decisión y ejecución de las inversiones en el sector, resulta impostergable adoptar decisiones que tiendan a evitar posibles situaciones de insuficiencia de suministro, que condicionen no sólo las prestaciones actuales sino también el crecimiento en la demanda asociado al crecimiento de la economía.

Que el ESTADO NACIONAL ha tomado las medidas necesarias para lograr grandes beneficios a los usuarios del servicio de gas natural.

Que dentro de las funciones asignadas a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se encuentran las de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, también debe conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial, respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

Que asimismo debe efectuar la propuesta y control de la ejecución de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación en sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes.

Que es política de esta administración lograr una mayor transparencia en las actividades que se relacionan con la prestación de los servicios públicos, mejorando de esa forma, el caudal y calidad de la información que recibe la sociedad respecto del funcionamiento de los mismos.

Que en el marco de las medidas de política energética iniciadas con el dictado del Decreto Nº 181/2004, se dio lugar al esquema de normalización de precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, plasmándose luego mediante Acuerdos celebrados entre la SECRETARIA DE ENERGIA y los productores de gas natural.

Que en tal sentido, se celebraron dichos Acuerdos con el objetivo de implementar mecanismos de protección en beneficio de los usuarios de gas, generando señales claras que privilegien una asignación eficiente de los recursos.

Que en ese orden de ideas esta SECRETARIA DE ENERGIA ha suscripto el Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural en fecha 19 de setiembre de 2008, y como complemento al Acuerdo Productores de Gas Natural 2007-2011 aprobado por la Resolución Nº 599 de esta SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 13 de junio de 2007.

Que el Acuerdo Complementario antes mencionado ha sido ratificado por la Resolución Nº 1070 de fecha 19 de setiembre de 2008 de esta SECRETRIA DE ENERGIA.

Que dicho Acuerdo tiene como objetivo establecer el aporte del sector de los Productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley Nº 26.020, disponiendo que se propenderá a que el precio de las garrafas de Gas Licuado de Petróleo (GLP) para uso domiciliario de DIEZ (10), DOCE (12) y QUINCE (15) Kilogramos se oferten a un precio diferencial menor para aquellos consumidores residenciales de Gas Licuado de Petróleo de bajos recursos.

Que el Acuerdo Complementario en su artículo séptimo referido a "Aportes Fondo Fiduciario – Ley 26.020", estableció un sistema que prevé la integración por parte de los productores del SESENTA Y CINCO POR CIENTO (65%) de los montos incrementales resultantes de dicha reestructuración efectivamente percibidos.

Que se determina también que en el caso que el porcentaje mencionado resultara insuficiente, se podrá modificar el mismo hasta cubrir el monto previsto originariamente.

Que en ese orden de ideas, resulta relevante que los destinatarios de la modificación sean los Productores firmantes del Acuerdo ratificado por la Resolución Nº 1070/08 de esta SECRETARIA.

Que en razón de todo ello, corresponde determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural a incluir en las tarifas máximas por el servicio de distribución de gas natural por redes que se aplican a consumidores residenciales (con la segmentación establecida por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA mediante la Resolución Nº I/409 del 26 de agosto de 2008.

Que por otra parte y en virtud de lo mencionado ut supra, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) deberá aplicar esos precios a consumos realizados a partir del 1º de noviembre de 2008.

Que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete conforme lo previsto en la Resolución 2000 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 19 de diciembre de 2005.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076, y su reglamentación, y asimismo en función de lo dispuesto en los Decretos Nros. 180 y 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Determínase los nuevos valores de Precios de Cuenca consignados en el ANEXO que forma parte integrante de la presente.

Art. 2º — El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) deberá aplicar los nuevos valores de Precios de Cuenca referenciados en el Artículo 1º precedente, a los consumos realizados a partir del 1º de noviembre de 2008.

Art. 3º — Los nuevos valores de Precios de Cuenca referenciados en el Artículo 1º sólo serán de aplicación para aquellos Productores que hubieran suscripto el Acuerdo Complementario ratificado por la Resolución Nº 1070 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 19 de septiembre de 2008 y sus complementarias.

Art. 4º — Instrúyase al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS a que inicie, en el marco de su competencia, los procedimientos que correspondan a los efectos de dar cumplimiento al punto 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, según el ANEXO que forma parte integrante de la presente. El traslado a las tarifas finales de los nuevos precios de gas no deberá importar una afectación de los márgenes de distribución vigentes, en lo referido al costo del gas retenido.

Art. 5º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO

Cuenca	R3 1° y 2° $/m3	R3 3° y 4° $/m3
Noroeste	0.095618	0.144039
Neuquina	0.100399	0.151241
Chubut	0.089387	0.133571
Santa Cruz	0.075651	0.112666
Tierra del Fuego	0.071651	0.110376

RESOLUCION MPFIPyS 25/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.501, del 01/10/2008 pp. 7

Citas Legales: Decreto 1192/92, Decreto 172/07, Decreto 1192/92, Decreto 172/07, Ley 24.065.

Delegase en el subsecretario de energía eléctrica el ejercicio del cargo de director titular y presidente del directorio de la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA), hasta tanto sea designado su reemplazante.

Bs. As.,15/01/2008

Visto el Expediente Nº S01:0000852/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992, el Decreto Nº 172 de fecha 27 de diciembre de 2007, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992 se constituyó la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como una entidad sin fines de lucro que tiene a su cargo el Despacho Nacional de Cargas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) en el marco de lo dispuesto por el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

Que el Decreto Nº 172 de fecha 27 de diciembre de 2007 sustituyó el párrafo quinto del Artículo 3º del Decreto Nº 1192 del 10 de julio de 1992, que fuera modificado por el Artículo 1º del Decreto Nº 2162 del 28 de octubre de 2002, por el siguiente texto: "El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios será Presidente del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y su Vicepresidente será un Director que se designará en Asamblea General de Accionistas con el voto favorable del titular de las Acciones Clase "A". El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios podrá delegar en la persona que designe a tal efecto, el ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).".

Que en tal sentido resulta conveniente delegar en el señor Subsecretario de Energía Eléctrica el ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomando la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 3º del Decreto Nº 1192/92 modificado por el Decreto Nº 172/07.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Delégase en el Subsecretario de Energía Eléctrica el ejercicio del cargo de Director Titular y Presidente del Directorio de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), hasta tanto sea designado su reemplazante.

Art. 2º — El presente acto comenzará a regir a partir de su notificación.

Art. 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

RESOLUCION MPFIPyS 121/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.365, del 13/03/2008 pp. 14

Citas Legales: Res MPFIPyS 459/07. Ley 24.156, Res MPFIPyS 268/07, Decreto 180/04.

Prorrógase la vigencia del Programa de Energía Total. Modificación de la Resolución Nº 459/2007 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Bs. As.,10/03/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0071809/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el dictado de la Resolución Nº 459 de fecha 12 de julio de 2007, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha creado en su ámbito de aplicación, el PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL.

Que el Programa mencionado, tuvo como objeto sustituir el consumo de gas natural y/o energía eléctrica de red por combustibles alternativos, destinados a las empresas que utilizaban dichos combustibles, como insumos.

Que se hace necesario incorporar al citado Programa nuevos objetivos, de tal manera que se garantice el abastecimiento de los recursos energéticos tanto líquidos como gaseosos, tal como lo requiere el permanente grado de expansión que se manifiesta en el conjunto de la economía en un todo de acuerdo con las políticas implementadas por el Gobierno Nacional.

Que como consecuencia de lo mencionado precedentemente, deviene necesario garantizar al aparato productivo, así como al conjunto de la población, un adecuado abastecimiento en materia energética, contribuyendo de esta manera con la continuidad del crecimiento de los sectores industriales del país.

Que resulta adecuado prorrogar la vigencia otorgada al PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL hasta el 31 de diciembre de 2008.

Que dentro de las funciones asignadas al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se encuentran las de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas que incrementen y tornen eficientes la asignación de los recursos.

Que a los fines indicados, es necesario ampliar los objetivos del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL 2007, para el año 2008, a los efectos de obtener un correcto volumen tanto de gas natural cuanto de energía eléctrica y combustibles alternativos (fuel oil, gas oil, entre otros), a fin de atender la creciente demanda productiva.

Que los recursos económicos que permitan la implementación de este Programa tienen su origen, en las retenciones que percibe la República Argentina en concepto de derecho de exportación de combustibles líquidos y gaseosos.

Que resulta necesario ampliar las facultades asignadas a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su carácter de UNIDAD EJECUTORA, a los fines de cumplir con los nuevos objetivos previstos en el Artículo 2º del Programa mencionado.

Que será de aplicación al presente la Ley 24.156, y lo dispuesto en la Resolución Nº 268 de fecha 11 de mayo de 2007 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en lo que respecta a la necesidad de diseñar una adecuada rendición de cuentas para el programa.

Que los créditos presupuestarios destinados a cubrir el cumplimiento de los objetivos del presente Programa, serán atendidos con las partidas presupuestarias correspondientes al Servicio Administrativo Financiero 354 – MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su calidad de autoridad de aplicación de la Ley Nº 17.319, y en uso de las facultades otorgadas por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, prestará a la UNIDAD EJECUTORA la asistencia y colaboración necesaria para la ejecución del Programa.

Que, asimismo, corresponde hacer saber del dictado de la presente medida a la SECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION en atención a la temática involucrada.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado de la presente medida se encuentran conferidas por lo dispuesto en la Ley de Ministerios Nº 22.520 - (texto ordenado por Decreto Nº 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificatorios.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Prorrógase, hasta el 31 de diciembre de 2008 la vigencia del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL, creado por la Resolución Nº 459 de fecha 12 de julio de 2007 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 2º — Modifícase el artículo 1º de la Resolución Nº 459 de fecha 12 de julio de 2007, el que quedará redactado de la siguiente manera:

"ARTICULO 1º — El PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL, creado en el ámbito del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, tendrá como objetivos: garantizar el abastecimiento de los recursos energéticos ya se trate de combustibles líquidos o gaseosos, que sean demandados tanto por el aparato productivo como por el conjunto de la población, durante el año 2008, en todo el territorio de la República Argentina, debiendo también continuar incentivando la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica."

Art. 3º — Amplíanse las facultades asignadas a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su carácter de UNIDAD EJECUTORA, a los fines de cumplir con los nuevos objetivos previstos en el Programa mencionado en el Artículo 1º.

Art. 4º — Facúltese a la UNIDAD EJECUTORA citada ut supra, para que establezca las condiciones generales en las que se ejecutarán las acciones tendientes al cumplimiento de los nuevos objetivos del presente Programa, así como a determinar los procedimientos, las responsabilidades y metodología de ejecución, liquidación, rendición de cuentas y auditorías, respecto de las transferencias que se aprueben y a realizar todas las acciones presupuestarias necesarias con el objeto de la implementación de la presente.

Art. 5º — Autorízase a la UNIDAD EJECUTORA a gestionar las modificaciones presupuestarias que se requieran, a los efectos de cumplir con los objetivos dispuestos en el artículo 2º de la presente.

Art. 6º — El gasto que demande el desarrollo del presente Programa será atendido con las partidas presupuestarias correspondientes al Servicio Administrativo Financiero 354 – MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 7º — Será de aplicación al presente, la Ley Nº 24.156 y lo dispuesto por la Resolución Nº 268 de fecha 11 de mayo de 2007 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 8º — Instrúyese a la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en su calidad de autoridad de aplicación de la Ley Nº 17.319, y en uso de las facultades otorgadas por el Decreto Nº 180 de fecha 13 de febrero de 2004, a prestar a la UNIDAD EJECUTORA la asistencia y colaboración necesaria para la ejecución del Programa.

Art. 9º — Hágase saber de la presente resolución a la SECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION.

Art. 10. — La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

RESOLUCION MPFIPyS 161/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.365, del 13/03/2008 pp. 14

Citas Legales: Res. MPFIPyS 409/07, Ley 26.095, Decreto 1216/06.

Prorrógase la bonificación establecida por el Art. 1° de la Resolución N° 409/2007.

Bs. As., 03/03/2008

VISTO el Expediente N° S01:0034470/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 409 de fecha 26 de junio de 2007 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se estableció una bonificación transitoria del VEINTE POR CIENTO (20%) del cargo específico establecido en la Resolución Nº 3689 de fecha 9 de enero de 2007 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA de este Ministerio, para todas las categorías de usuarios comprendidos en el mismo hasta el 31 de diciembre de 2007.

Que por el artículo 2° de la Resolución citada se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a evaluar bimestralmente la posibilidad, conveniencia y mantenimiento en el tiempo de la bonificación dispuesta.

Que en ejercicio de dicha instrucción el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) puso en conocimiento de este Ministerio que, en atención a lo informado por NACION FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANONIMA, de acuerdo con el estudio del Flujo Financiero proyectado y en el caso de existir un correcto cumplimiento en las condiciones establecidas en la estructura de financiamiento de las obras de ampliación de la capacidad de transporte de gas natural 2006-2008 sobre los sistemas de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE SOCIEDAD ANONIMA (TGN S.A.) y de TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA (TGS S.A.), resultaría factible la continuación de la bonificación establecida por la Resolución N° 409/07 de este Ministerio.

Que en atención a lo expuesto resulta conveniente prorrogar la bonificación establecida en la citada resolución durante el transcurso del año 2008.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades emanadas de la Ley 26.095 y el Decreto N° 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Prorrógase la bonificación establecida por el Artículo 1° de la Resolución N° 409 de fecha 26 de junio de 2007 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Art. 2° — Instrúyase al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a efectuar las comunicaciones necesarias para llevar adelante la medida establecida en la presente resolución, así como evaluar bimestralmente la conveniencia y necesidad de su mantenimiento.

Art. 3° — La presente resolución entrará en vigencia desde el momento de su publicación en el Boletín Oficial de la Nación.

Art. 4° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese. — Julio M. De Vido.

RESOLUCION MPFIPyS 1451/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.558, del 23/12/2008 pp. 106

Citas Legales: Decreto 2067/08, Ley N° 25.561, Ley 24.441.

> Establécese la reglamentación del Fondo Fiduciario creado por el Artículo 1° del Decreto Nº 2067 de fecha 27 de Noviembre de 2008, a través de la Constitución de un Fideicomiso, en los términos de la Ley Nº 24.441.

Bs. As., 12/12/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0498535/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, lo establecido en el Decreto Nº 2067 de fecha 27 de noviembre de 2008 y en las Resoluciones Nros 459 de fecha 12 de julio de 2007 y 121 de fecha 3 de marzo de 2008, ambas de este Ministerio, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 2067 de fecha 27 de noviembre de 2008 fue creado el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias.

Que la medida creada responde al interés general de adoptar políticas eficaces tendientes a asegurar el abastecimiento interno de gas natural, corrigiendo las consecuencias generadas a raíz de la emergencia económica declarada por la Ley Nº 25.561, y con el fin último de viabilizar la continuidad del crecimiento económico del país.

Que el Fondo creado por el Decreto Nº 2067/08 estará integrado por: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector.

Que por el Artículo 3º del Decreto citado en el apartado precedente, se estableció que este MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS reglamentará el alcance, la constitución y funcionamiento del Fondo Fiduciario.

Que las importaciones de gas natural a realizarse al amparo del régimen creado, serán definidas en forma previa por este MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, de conformidad con lo previsto por el Artículo 4º del Decreto Nº 2067/08.

Que en este sentido por la presente se reglamenta el alcance, la constitución y funcionamiento del Fondo Fiduciario creado por el Decreto antes citado, procediendo a definir y establecer los términos y condiciones de aplicación.

Que resulta una alternativa ágil, simple, transparente y de máxima eficiencia la constitución de fideicomisos en los términos de la Ley Nº 24.441.

Que mediante el dictado de la Resolución Nº 459 de fecha 12 de julio de 2007, modificada por la Resolución Nº 121 de fecha 3 de marzo de 2008, ambas de este Ministerio, se creó el PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL

Que el Programa mencionado, tiene como objetivos garantizar el abastecimiento de los recursos energéticos ya se trate de combustibles líquidos o gaseosos, que sean demandados tanto por el aparato productivo como por el conjunto de la población, durante el año 2008, en todo el territorio de la República Argentina, debiendo también continuar incentivando la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica.

Que en el marco de dicho Programa, ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) participa como Unidad de Gestión Técnico Operativa, de conformidad con lo previsto en la Disposición Nº 30 de fecha 10 de marzo de 2008 de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que teniendo en cuenta el objetivo previsto en el Decreto Nº 2067/08 resulta adecuado, en esta instancia, prorrogar la vigencia del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL hasta el 31 de diciembre de 2009.

Que en este sentido, se incorporan al citado Programa los recursos previstos en el Decreto Nº 2067/08.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por el Decreto Nº 2067 de fecha 27 de noviembre de 2008.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Establécese la reglamentación del Fondo Fiduciario creado por el Artículo 1º del Decreto Nº 2067 de fecha 27 de noviembre de 2008, a través de la constitución de un Fideicomiso, en los términos de la Ley Nº 24.441, bajo las bases y condiciones que se detallan en los artículos siguientes.

Art. 2º — A los efectos del Fideicomiso, los términos definidos tendrán el significado que a continuación se indica:

a) Fiduciante: será ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), en su carácter de Unidad de Gestión Técnico Operativa del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL (PET), creado por la Resolución 459 de fecha 12 de julio de 2007 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS

b) Fiduciario: será el banco o la entidad financiera autorizada a operar por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA que se contrate como fiduciario de los bienes que se transfieren en fideicomiso en los términos de la Ley Nº 24.441, con el destino exclusivo e irrevocable que se establece en la presente resolución.

c) Beneficiarios: será la Unidad de Gestión Técnica Operativa que se designe para llevar adelante las acciones necesarias para la comercialización de los respectivos combustibles.

Art. 3º — El patrimonio del fideicomiso estará constituido por los bienes fideicomitidos. Dichos bienes son los siguientes:

a) Los recursos provenientes de los cargos tarifarios creados para integrar el Fideicomiso.

b) Los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales.

c) Los recursos que se perciban a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector.

Art. 4º — La administración de los Bienes Fideicomitidos estará a cargo del Fiduciario de conformidad con las instrucciones que al respecto le imparta el Fiduciante, previa intervención de la Unidad Ejecutora del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL respecto a la utilización de los recursos y de acuerdo a la programación comunicada por la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS).

Art. 5º — El Fiduciante no podrá disponer en modo alguno de los bienes fideicomitidos para atender gastos propios, o de sus empleados dependientes.

Art. 6º — El Fideicomiso se constituye con la única finalidad de garantizar y asegurar la disponibilidad de recursos necesarios para atender el pago y/o repago de las diferencias del costo de las importaciones y/o adquisiciones de gas realizadas y la reventa y/o entrega del mencionado producto, a fin de satisfacer las necesidades de dicho hidrocarburo con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del País y sus industrias.

Art. 7º — Instrúyase a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) para que, dentro del ámbito de sus respectivas competencias, determinen el valor de los cargos y los agentes de percepción de los mismos, dentro de los lineamientos que al respecto determine este Ministerio.

Art. 8º — Instrúyase a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), según corresponda, para que, una vez aprobado por este Ministerio el valor de los cargos establecidos conforme el artículo anterior, procedan a instrumentar y aplicar los cargos, estableciendo asimismo el procedimiento para su percepción y posterior integración en el Fideicomiso.

Art. 9º — El presente régimen entrará en vigencia el día 1º de noviembre de 2008.

Art. 10. — Prorrógase, hasta el 31 de diciembre de 2009 la vigencia del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL, creado por la Resolución Nº 459 de fecha 12 de julio de 2007 y modificada por la Resolución Nº 121 de fecha 3 de marzo de 2008 ambas de este Ministerio.

Art. 11. — Instrúyase a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION de este Ministerio a adoptar los recaudos necesarios a efectos de contemplar los objetivos y lineamientos establecidos en el Decreto Nº 2067/08 y en la presente resolución en el marco del PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL.

Art. 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

RESOLUCION MPFIPyS 1493/08

Publicación Boletín Oficial N° 31.591, del 10/02/2009 pp. 3

Citas Legales: RES MPFIPyS 1451/08, Decreto 2067/08, Decreto 1142/03.

Modifícase la Resolución N° 1451/08 relacionada a la reglamentación del fondo fiduciario creado por el Artículo 1° del Decreto N° 2067/08.

Bs. As., 19/12/2008

VISTO el Expediente Nº S01:0535487/2008 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución Nº 1451 de fecha 12 de diciembre de 2008, del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por Decreto Nº 2067 de fecha 27 de noviembre de 2008, fue creado el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y a toda aquella necesidad para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del País y sus industrias.

Que por Resolución Nº 1451 de fecha 12 de diciembre de 2008 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se reglamentó el referido Fondo Fiduciario.

Que por un error material e involuntario acaecido en la redacción del Artículo 2º inciso b) de la Resolución antes citada, se omitió la inclusión de los sujetos mencionados en el Inciso c) del Artículo 5º del Capítulo XV del Anexo I de la Resolución Nº 368 de fecha 17 de mayo de 2001 (Texto Ordenado 2001) de la COMISION NACIONAL DE VALORES, organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE FINANZAS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, entre los posibles fiduciarios del Fondo Fiduciario creado por el Decreto Nº 2067/2008.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente resolución se dicta en uso de las facultades emergentes de los Decretos Nros. 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003 y 2067/2008.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyase el Artículo 2º Inciso b) de la Resolución Nº 1451 de fecha 12 de diciembre de 2008 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por el siguiente texto: "Artículo 2º Inciso b) Fiduciario: será la Entidad financiera autorizada a actuar como tal en los términos de la Ley Nº 21.526 y su reglamentación, la Caja de valores autorizada en los términos de la Ley Nº 20.643 y su reglamentación, y/o la Sociedad anónima constituida en el país inscripta en el Registro previsto en el Artículo 6º del Capítulo XV del Anexo I de la Resolución Nº 368 de fecha 17 de mayo de 2001 (Texto Ordenado 2001) de la COMISION NACIONAL DE VALORES, organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE FINANZAS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS".

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

Normativa del Año 2009

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 57/09

Prorróganse las disposiciones de la Resolución N° 1782/06 de la SECRETARIA DE ENERGIA, en relación con condiciones Técnicas y Económicas bajo las cuales operaran los prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción Provincial y/o Municipal.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 120/09

Establecese que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) aplique a partir de la vigencia de la presente resolución el mecanismo de valorización de las pérdidas anuales móviles totales que superen los niveles establecidos en los respectivos contratos de concesión o del respectivo acuerdo de partes de los prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica o los que disponga la secretaria de energía dependiente del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios a esos efectos, conforme lo indicado en el convenio marco para la optimización y eficiencia de la redes de distribución eléctrica de la republica argentina de fecha 15 de diciembre de 2008.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 200/09

Extiéndase la habilitación para la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO previstos en la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, a los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, sean agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 208/09

Modifícase el Reglamento al Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 2743/92.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 532/09

Establécese que los tramos horarios durante el período estival, establecidos anualmente por el Poder Ejecutivo Nacional de acuerdo a lo normado en el Art 4° de la Ley 26350, correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios, aprobados por la Res SE 61/92, serán los siguientes: Pico de 19 a 24 hs; Valle 24 a 6 Hs; Hs. Res de 6 a 19 hs.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 652/09

Suspéndase la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de junio de 2009 y 30 de septiembre de 2009, de los Art. 6°, 7° y 8° de la Res S.E. N° 1169/2008.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 666/09

Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Agosto de 2009 y el 31 de Octubre de 2009, calculada según Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 712/09

Habilítase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, presentadas por parte de ENARSA en su calidad de Agente del Mercado.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 732/09

Defínese como MEMSTDF al ámbito dentro del cual se ejecutan transacciones de energía eléctrica en bloque dentro de la Región Eléctrica de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 762/09

Créase el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (el PROGRAMA NACIONAL), el cuál tendrá como objetivo principal incentivar y sostener la construcción de Centrales Hidroeléctricas,

cuya duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen al mencionado Programa.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1067/09.

Reconócese la deuda consolidada por aplicación de la RES S.E N° 406/2003, a EBISA, la suma de PESOS $ 351.449.718.- por la comercialización en el MEM de la Energía proveniente de YACIRETA por las Transacciones Económicas en el MEM del período comprendido entre el 1° de septiembre de 2009 y 30 de Noviembre de 2009.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 57/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.575, del 19/01/2009

Citas Legales: Resolución SE 1782/2006; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00432/1982 - artículo 1

> Prorróganse las disposiciones de la Resolución N° 1782/06 de la SECRETARIA DE ENERGIA, en relación con condiciones Técnicas y Económicas bajo las cuales operaran los prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción Provincial y/o Municipal.

BUENOS AIRES, 15 DE ENERO DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0468605/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución Nº 1782 de fecha 15 de diciembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se habilitó a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal, a ofrecer al ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) la operación de unidades de generación que no se encontraban habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en “LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (“LOS PROCEDIMIENTOS”)”.

Que asimismo la citada habilitación llevó consigo el compromiso de los correspondientes Prestadores de mantener disponibles dichas unidades hasta el 31 de diciembre de 2008.

Que el fundamento de la mencionada medida radicó en la necesidad de incrementar la oferta eléctrica en el corto plazo, atento que el sostenido crecimiento económico de los últimos años produjo un incremento de la demanda energética.

Que teniendo en cuenta que la Resolución Nº 1782 de fecha 15 de diciembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA dio exitosos resultados en cuanto al aumento de la disponibilidad de generación eléctrica, es necesario profundizar la medida adoptada por esta Secretaría, a efectos de lograr mayores recursos energéticos.

Que por las razones expuestas, se advierte la necesidad de prorrogar la medida adoptada, con el objeto de asegurar el normal abastecimiento de energía eléctrica a la comunidad.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Prorrógase hasta el 31 de diciembre de 2010, las disposiciones de la Resolución Nº 1782 de fecha 15 de diciembre de 2006, de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 2º- Aquellos Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal que se acojan a la prórroga establecida en la presente resolución, deberán asumir el compromiso de mantener la generación involucrada hasta la fecha mencionada en el artículo 1º de la presente.

Artículo 3º- La presente resolución tendrá vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 4º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las Comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 5º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 6º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 120/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.590, del 09/02/2009

Citas Legales: Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 00186/1995; Resolución SE 0093/2004.

> Establecese que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) aplique a partir de la vigencia de la presente resolución el mecanismo de valorización de las pérdidas anuales móviles totales que superen los niveles establecidos en los respectivos contratos de concesión o del respectivo acuerdo de partes de los prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica o los que disponga la secretaria de energía dependiente del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios a esos efectos, conforme lo indicado en el convenio marco para la optimización y eficiencia de la redes de distribución eléctrica de la republica argentina de fecha 15 de diciembre de 2008.

BUENOS AIRES, 26 DE ENERO DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0531453/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, el CONVENIO MARCO PARA LA OPTIMIZACION Y EFICIENCIA DE LAS REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA celebrado entre el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (“ADEERA”) de fecha 15 de diciembre de 2008, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Convenio mencionado en el Visto el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (“ADEERA”), han reconocido el interés común de optimizar y dar eficiencia al uso de las redes de distribución de energía eléctrica de la REPUBLICA ARGENTINA mediante la minimización de las pérdidas totales de energía que se producen en las mismas.

Que con tal objeto se propugna que cada prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica realice sus mejores y mayores esfuerzos para reducir el nivel de pérdidas totales de energía dentro de su área de concesión, como mínimo, hasta el nivel establecido en el respectivo contrato de concesión.

Que en los casos de prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica que no posean en sus respectivos contratos de concesión o del respectivo acuerdo de partes, definidos explícitamente los niveles de pérdidas asignables a cada nivel de tensión y/o categoría de usuarios y/o no posean permitido y/o admitido niveles de pérdidas de energía, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, fijará un nivel máximo de aplicación con el fin de que aquellos cuenten con la referencia necesaria para dirigir los esfuerzos en reducir los niveles de pérdidas que superen tales guarismos.

Que asimismo en los casos particulares que basados en justificaciones técnicas ameriten la asignación de un nivel de pérdidas de referencia particular, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá asignar un nivel máximo de aplicación con el fin de que los mismos cuenten con la referencia necesaria para dirigir los esfuerzos en reducir los niveles de pérdidas que superen tales guarismos.

Que con el objeto de llevar adelante la disminución de las pérdidas totales, resulta conveniente trasladar a ella el costo de generar dicha energía.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA se ha comprometido a dictar toda la normativa y a efectuar las comunicaciones que sean necesarias a los efectos de implementar y resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación del mismo.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) aplique a partir de la vigencia de la presente resolución el mecanismo de valorización de las pérdidas anuales móviles totales que superen los niveles establecidos en los respectivos contratos de concesión o del respectivo acuerdo de partes de los prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica o los que disponga la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a esos efectos, conforme lo indicado en el CONVENIO MARCO PARA LA OPTIMIZACION Y EFICIENCIA DE LA REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA de fecha 15 de diciembre de 2008, que forma parte de la presente resolución como Anexo.

ARTICULO 2º- Establécese como “auditoría de referencia” la realizada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en el marco de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004, correspondiente al periodo 2005/2006.

En todos aquellos casos en que una auditoría posterior a la auditoría de referencia registre un porcentaje de pérdidas totales superior al de la citada auditoría de referencia, la correspondiente energía adicional de pérdidas deberá ser facturada por dicha Compañía a un precio de energía de CIENTO SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA ($ 160 /MWh).

Cuando la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) cumplimente, en el marco de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004, la auditoría correspondiente al año 2007, la SECRETARIA DE ENERGIA establecerá la fecha a partir de la cual se tomará como “auditoría de referencia” la citada auditoría correspondiente al año 2007.

Se aclara que quedarán firmes todas las transacciones económicas realizadas hasta la fecha citada en el párrafo anterior en las que se tomó como “auditoría de referencia” la correspondiente al período 2005/2006.

ARTICULO 3º- Establécese que aquellos prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica que no posean en sus respectivos contratos de concesión o del respectivo acuerdo de partes, definidos explícitamente los niveles de pérdidas asignables a cada nivel de tensión y/o categoría de usuarios y/o no posean permitido y/o admitido niveles de pérdidas de energía deberán solicitar a la SECRETARIA DE ENERGIA la fijación de un nivel máximo de aplicación con el fin de contar con la referencia necesaria para dirigir los esfuerzos en reducir los niveles de pérdidas que superen tales guarismos, a tal fin los prestadores deberán presentar a la SECRETARIA DE ENERGIA las justificaciones técnicas correspondientes.

ARTICULO 4º- Establécese que los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica deberán presentar un plan con metas trimestrales de reducción de pérdidas a partir del 1º de enero de 2009.

ARTICULO 5º- Facúltase al señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sean menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 6º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado de la presente resolución.

ARTICULO 7º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO

MECANISMO DE VALORIZACION DE LAS PERDIDAS ANUALES MOVILES TOTALES QUE SUPEREN LOS NIVELES ESTABLECIDOS

Se establece que:

1. Las pérdidas totales de energía comprenden tanto a las pérdidas de origen técnico como a las pérdidas de origen no técnico.

2. La energía operada por un Distribuidor y/o Prestador de servicio público de distribución de energía eléctrica, es aquella que ingresa a las redes del mismo desde el SADI y que tiene por objeto atender tanto el suministro de energía eléctrica de los consumidores por él abastecidos, como la demanda de los agentes Grandes Usuarios del MEM.

Adicionalmente se establecen los precios de energía que abonarán los prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica por la energía comprendida dentro de las pérdidas totales sobre la energía operada en su área de concesión o influencia:

1. Hasta el 12% de la pérdidas totales o hasta el nivel de pérdidas reconocido en los contratos de concesión, el que sea menor, el precio surgirá del valor que resulte de ponderar los precios estacionales vigentes para los usuarios en los que se producen dichas pérdidas, en la proporción que corresponda y/o conforme lo establezcan los contratos de concesión, en su caso.

2. Para el nivel de pérdidas que excede el nivel de pérdidas totales establecido en el punto anterior:

a. Hasta el 20% abonarán, a partir del 1º de enero de 2009, el precio de energía de 74 $/MWh.

b. Del 20% al 25% abonarán:

- A partir del 1º de enero de 2009, el precio de energía de 74 $/MWh.
- A partir del 1 º de mayo de 2009, el precio de energía de 117 $/MWh.

c. Más del 25% abonarán:

- A partir del 1º de enero de 2009, el precio de energía de 74 $/MWh.
- A partir del 1º de mayo de 2009, el precio de energía de 117 $/MWh.
- A partir del 1º de septiembre de 2009, el precio de energía de 160 $/MWh.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 200/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.618, del 19/03/2009

Citas Legales: Resolución SE 0220/2007; Decreto 00186/1995; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 25.561; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85

> Extiéndase la habilitación para la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO previstos en la Resolución N°220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, a los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, sean agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL.

BUENOS AIRES, 16 DE MARZO DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0010312/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nros. 24.065 y 25.561, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 24.065 estipula dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que asimismo el marco regulatorio eléctrico fija como objetivo primordial proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.

Que conforme lo mencionado, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS dictó la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 con el objeto de fomentar el ingreso de nueva oferta energética, dando las señales económicas necesarias y disponiendo las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o los que pretendan serlo, para la instalación de nueva oferta de generación.

Que teniendo en cuenta que mediante la Resolución antes mencionada se logró contar con nueva oferta energética en el MEM, esta Secretaría entiende necesario extender la medida mencionada, atento el continuo crecimiento económico del país y el consecuente mayor consumo de energía eléctrica.

Que conforme lo expuesto se considera necesario extender la posibilidad de realizar contratos de abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista a los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que cuenten al momento del dictado de esta Resolución con instalaciones de generación a comprometer, y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y del Artículo 8° del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Extiéndase la habilitación para la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO previstos en la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL, en adelante “CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM”.

ARTICULO 2º.- La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, adecuará las condiciones de contratación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM enmarcados dentro de la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION

FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, atento lo estipulado en el Artículo 1° de la presente Resolución.

ARTICULO 3º.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 4º.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 208/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.624, del 30/03/2009

Citas Legales: Decreto 02743/1992; Nota ENRE 080.043; Resolución SEE 0061/1992; Resolución SE 0137/1992; Decreto 02743/1992 - anexo III - apéndice "A"; Decreto 02743/1992 - artículo 12; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 16 - punto 02. - apéndice "A"

> Modifícase el Reglamento al Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 2743/92.BUENOS AIRES, 15 DE ENERO DE 2009.

BUENOS AIRES, 23 DE MARZO DE 2009

VISTO el Expediente Nº S01:0105974/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Nota ENRE Nº 80043 de fecha 15 de mayo de 2008 el Señor Presidente del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, propone el dictado de una normativa que integrando “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) dictados mediante la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992, del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA y la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, ambas dependientes del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS y sus modificatorias, prevea y reglamente específicamente las Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica solicitadas por Organismos Provinciales, con independencia del origen de los fondos a utilizar para su financiamiento.

Que el APENDICE: “A” al TITULO II “CONTRATO ENTRE PARTES” del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarías, contiene previsiones aplicables a situaciones como la descrita en el considerando precedente, pero que se encuentran limitadas a financiamientos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI).

Que en consecuencia resulta conveniente generalizar el contenido de dicho Apéndice a financiamientos provenientes de otros fondos provinciales.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto en el Artículo 12 del Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Modifícase el APENDICE A al TITULO II del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, aprobado por Decreto Nº 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, según el texto que forma parte integrante de la presente resolución como ANEXO (ahora denominado “REGIMEN ESPECIAL DE AMPLIACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL CON RECURSOS PROVENIENTES DEL FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) O CON OTROS RECURSOS PROVINCIALES”).

Artículo 2º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Artículo 3º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO

APÉNDICE “A” AL TITULO II CONTRATO ENTRE PARTES.

REGIMEN ESPECIAL DE AMPLIACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA CON RECURSOS PROVENIENTES DEL FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) O CON OTROS RECURSOS PROVINCIALES

1. Las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica a construirse con recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI), o con otros recursos provinciales, podrán ser solicitadas por la Provincia a la que correspondan dichos recursos o por el organismo que dicha Provincia designe en los términos del Título II - “Contrato entre Partes” del “REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA” que integra el Anexo 16: “Reglamentaciones del Sistema de Transporte’’ de los “Procedimientos para la Programación, la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias con las modificaciones introducidas en el presente Apéndice. Los siguientes artículos sustituyen los de idéntica numeración del referido Título II exclusivamente a los efectos de la aplicación de este Apéndice:

“ARTICULO 8º.- La Provincia que requiera de una ampliación de la capacidad del SISTEMA DE TRANSPORTE (AMPLIACION) podrá obtenerla celebrando con una TRANSPORTISTA o con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE un CONTRATO DE CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM). Aclárase que, en este caso, el CONTRATO DE CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) podrá ser suscripto con contrapartes diferentes para construcción y para operación y mantenimiento.”

“ARTICULO 9º.- La Provincia a que hace referencia el artículo precedente deberá presentar una SOLICITUD ante LA TRANSPORTISTA que sea titular de la concesión del SISTEMA DE TRANSPORTE al cual se vincule dicha ampliación, que deberá contener la siguiente información:

a) Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del USUARIO con el SISTEMA DE TRANSPORTE;

b) Descripción y característica del anteproyecto técnico del CONTRATO DE CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM);

c) Conformación del grupo empresario con quien la Provincia celebrará el CONTRATO DE CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) o en su defecto la manifestación sobre el procedimiento de selección del Contratista CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (COM).

d) Si el CONTRATO DE CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (CONTRATO COM) se celebrare con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, deberá adjuntar la información necesaria para evaluar su aptitud técnico-económica para tal cometido y si aún no ha sido seleccionado por la Provincia deberán presentarse las condiciones técnico-económicas requeridas en la documentación licitatoria.

e) Fecha de habilitación requerida para el servicio y, de corresponder, el cronograma de construcción de sus instalaciones;

f) Requerimientos de servicio de transporte en energía y potencia por período estacional semestral para los próximos CUATRO (4) años y los estimados para los siguientes SEIS (6);

g) Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD;

h) Información básica requerida por la SECRETARIA DE ENERGIA al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065;

i) Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.”

2. El acceso a la capacidad existente de obras y/o instalaciones de transporte de energía eléctrica que fueran financiadas a través de los recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) o con otros recursos provinciales, podrá ser solicitado por un agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o por la Provincia correspondiente. Compete a la Secretaría de Energía calificar si las obras y/o instalaciones construidas o en construcción cuyo acceso se solicita, y en su caso las instalaciones de la misma naturaleza a ellas conectadas, deben ser consideradas

como de transporte de energía eléctrica y en tal carácter parte del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) solicitará a la SECRETARIA DE ENERGIA, previo al otorgamiento del acceso, que se expida sobre lo dispuesto en el párrafo precedente.

3. Con la presentación de la solicitud de acceso o ampliación en los casos reglados por los puntos 1.- y 2.- precedentes, la Provincia solicitante manifestará si las instalaciones cuyo acceso se solicita o las que formarán parte de una nueva ampliación deberán ser consideradas como instalaciones de la Transportista Concesionaria del Sistema de Transporte al cual se vinculan o si la Provincia por sí o la entidad pública o privada co-contratante que ésta designe se convertirá, por tales instalaciones, en Transportista Independiente del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica al cual se vinculan.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 532/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.691, del 10/07/2009

Citas Legales: Decreto 00186/1995 - artículo 08; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 01693/2008; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Ley 26.350; Ley 26.350 - artículo 1; Ley 26.350 - artículo 2; Ley 26.350 - artículo 4; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 0161/2008; Resolución SEE 0061/1992.

> Establécese que los tramos horarios durante el período estival, establecidos anualmente por el Poder Ejecutivo Nacional de acuerdo a lo normado en el Art 4° de la Ley 26350, correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como "Pico", "Valle" y "Horas Restantes" en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios, aprobados por la Res SE 61/92, serán los siguientes: Pico de 19 a 24 hs; Valle 24 a 6 Hs; Hs. Res de 6 a 19 hs.

BUENOS AIRES, 06 DE JULIO DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0021804/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las leyes Nros. 24.065, 26.350 y el Decreto Nº 1693 de fecha 15 de octubre de 2008, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065 encomienda a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la fijación de normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la Ley Nº 26.350, estableció en sus artículos 1º y 2º respectivamente, como hora oficial en todo el Territorio Nacional, durante el período invernal, la del Huso Horario TRES (3) HORAS al Oeste de GREENWICH, y como hora oficial en todo el Territorio Nacional, durante el período estival, la del Huso Horario DOS (2) HORAS al Oeste del meridiano de GREENWICH.

Que la mencionada Ley en su Artículo 4º estableció que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, fijaría anualmente la fecha de iniciación y terminación del período estival.

Que el Decreto Nº 1693 de fecha 15 de octubre de 2008 fijó el período estival correspondiente al año 2008/2009 desde la CERO (0) HORA del tercer domingo del mes de octubre de 2008, y hasta la CERO (0) HORA del tercer domingo del mes de marzo de 2009, en todo el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA, con la hora oficial establecida para el citado período en el Artículo 2º de la Ley Nº 26.350.

Que la Resolución Nº 161 de fecha 16 de abril de 2008 del Registro de la SECRETARIA ENERGIA estableció los tramos horarios durante el período invernal, y estipuló los tramos horarios para el período estival 2008, siendo necesaria una normativa que estipule los tramos horarios mencionados para los períodos estivales próximos.

Que atento lo mencionado, y a efectos de implementar las disposiciones antes indicadas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), corresponde adecuar los tramos horarios de los períodos tarifarios en el mercado mencionado, sin que por ello se vean afectadas las Transacciones Económicas ya ejecutadas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995 y de lo dispuesto por el Artículo 1º Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Establécese que los tramos horarios durante el período estival, establecidos anualmente por el PODER EJECUTIVO NACIONAL de acuerdo a lo normado en el Artículo 4º de la Ley Nº 26.350, correspondientes a los períodos tarifarios mencionados como “Pico”, “Valle” y “Horas Restantes” en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, aprobados por la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA

ELECTRICA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, serán los siguientes:

Pico 19 a 24 hs.

Valle 24 a 6 hs.

Hs. Res. 6 a 19 hs.

ARTICULO 2º.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sean necesarias a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

ARTICULO 3º.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 652/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.717, del 18/08/2009, Pág. 5-6

Citas Legales: Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 00186/1995; Resolución SE 1169/2008 - artículo 06; Resolución SE 1169/2008 - artículo 07; Resolución SE 1169/2008 - artículo 08; Resolución SE 1169/2008 - artículo 05; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 1169/2008 - artículo 02; Resolución SE 1169/2008 - artículo 03; Resolución SE 1169/2008 - anexo VIII; Resolución SE 1169/2008 - anexo IX; Resolución SE 1169/2008 - anexo X; Resolución SE 1169/2008 - anexo XI; Resolución SE 0093/2004.

Suspéndase la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de junio de 2009 y 30 de septiembre de 2009, de los Art. 6°, 7° y 8° de la Res S.E. N° 1169/2008.

BUENOS AIRES, 14 DE AGOSTO DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0328358/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el Señor MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS ha emitido la Nota MPFIPyS Nº 9 del 13 de Agosto del 2009, mediante la cual se instruyó a esta SECRETARIA DE ENERGIA que en el uso de sus facultades emita las Resoluciones necesarias con el objeto de aplicar lo dispuesto en la citada Nota.

Que, tal lo expresado en la norma aludida en el considerando anterior, se considera necesario disponer que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean acordes a la situación existente en el presente período estacional de invierno y compatibles con la capacidad de pago con que cuentan los distintos estratos sociales en la categoría residencial de los cuadros tarifarios de los Agentes referidos.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, en el momento que juzgue procedente, definirá a futuro el ajuste de los Precios Estacionales que corresponda aplicar para que la demanda señalada tenga una participación mayor en el soporte de los costos incurridos para abastecerla.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Suspéndase la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio de 2009 y el 30 de septiembre de 2009, de los Artículos 6º, 7º y 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008.

Artículo 2º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio de 2009 y el 31 de julio de 2009, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado indicados en el Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a los identificados en el referido Artículo 5º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución

Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo VIII de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008.

Artículo 3º- A los efectos de lo establecido en el artículo precedente, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA deberá realizar los ajustes que pudieren corresponder a la documentación comercial emitida a los Agentes Distribuidores o Prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica. En aquellos casos en que los Agentes alcanzados por esta medida hayan abonado total o parcialmente el monto facturado según lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008, el eventual pago en exceso por sobre los Precios Estacionales aplicables conforme las medidas dispuestas en este acto, se deberá tomar como pago a cuenta de futuras transacciones.

Artículo 4º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 30 de septiembre de 2009 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL KILOVATIOS HORA (1.000 kWh/bimestre) y no superen los UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1.400 kWh/bimestre).

En horas de pico: VEINTICINCO PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (25,50 $/MWh).

En horas restantes: VEINTICINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA (25,00 $/MWh).

En horas de valle: VEINTITRES PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (23,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo IX de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008 afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de VEINTIUN PESOS POR MEGAVATIO HORA (21 $/MWh).

Artículo 5º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 30 de septiembre de 2009 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1400 kWh/bimestre) y no superen los DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: TREINTA Y CUATRO PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,20 $/MWh).

En horas restantes: TREINTA Y TRES PESOS CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (33,70 $/MWh).

En horas de valle: TREINTA Y DOS PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (32,20 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución

Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo X de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008 afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de CUARENTA Y UN PESOS CON TREINTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (41,30 $/ MWh).

Artículo 6º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 30 de septiembre de 2009 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean superiores a DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: CINCUENTA Y DOS PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (52,20 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y UN PESOS CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,70 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (50,20 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo XI de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169 del 31 de octubre de 2008 afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de OCHENTA Y TRES PESOS CON TREINTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (83,30 $/ MWh).

Artículo 7º- Establécense como “Precios de Referencia de la Energía No Subsidiados en el Mercado” los que se señalan en el Artículo 8º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169/2008, para toda la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para los meses de junio y julio de 2009.

A los efectos de la correspondiente explicitación del subsidio decidido por el Gobierno Nacional, para su inclusión en los cuadros tarifarios, el Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS del 30 de noviembre de 1992, equivalentes a los establecidos en el artículo 2º y 3º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169/2008, incluyendo la modificación introducida en el presente inciso, serán los definidos en el Anexo XI de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1169/2008.

Artículo 8º- Los “Precios de Referencia de la Energía No Subsidiados en el Mercado” para el trimestre agosto a octubre de 2009 y los sucesivos serán los que establezca esta SECRETARIA DE ENERGIA en la norma correspondiente a la aprobación de las Programaciones Estacionales y Reprogramaciones Trimestrales correspondientes.; como así también, para su inclusión en los cuadros tarifarios, el Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) en el nodo equivalente.

Artículo 9º- CAMMESA deberá efectuar las respectivas Transacciones Económicas de acuerdo a los precios definidos en los artículos precedentes, explicitando el subsidio correspondiente a cada estrato de demanda sobre el que se han aplicado los mismos, el que deberá identificar como “Subsidio Estado Nacional”.

Artículo 10.- Establécese que, para que les sean aplicables los precios establecidos en el presente acto, los Agentes Distribuidores deberán acreditar fehacientemente ante CAMMESA la aplicación explícita de los mismos en los documentos comerciales emitidos a todos sus clientes, donde se identifique tanto las tarifas

determinadas en base al Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) respectivo, como así también el subsidio recibido por cada Cliente explicitado como “Subsidio Estado Nacional”. Esto último deberá estar debidamente destacado mediante tipología y color diferenciado en las facturas.

A todos sus efectos, el “Subsidio Estado Nacional” tiene como únicos beneficiarios los clientes de los Agentes Distribuidores. Por consiguiente, se deberá refacturar los consumos involucrados conforme lo dispuesto en el presente acto para los meses de junio y julio de 2009, debiendo acreditar para las subsiguientes facturaciones las sumas abonadas en exceso en concepto “Reposición Subsidio Estado Nacional” y, en aquellos casos en que algún usuario residencial no haya abonado las facturas elaboradas para dichos meses, se deberá realizar la refacturación correspondiente de acuerdo a lo establecido en la presente norma.

Artículo 11.- CAMMESA deberá proceder a realizar auditorías específicas, en el marco de la Resolución S.E. Nº 93/2004 y sus normas complementarias, a los efectos de constatar el fiel cumplimiento de lo dispuesto en los artículos precedentes, informando a esta SECRETARIA DE ENERGIA cualquier incumplimiento de lo aquí dispuesto y procediendo a facturar al Agente Distribuidor incumplidor los precios establecidos en el Artículo 8º de la presente Resolución.

Dentro de los CINCO (5) días corridos de publicada la presente norma, los Agentes Distribuidores deberán remitir a la SECRETARIA DE ENERGIA los modelos de los Documentos Comerciales en los que se muestre la explicitación de los conceptos dispuestos en el artículo precedente.

Artículo 12.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 13.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 14.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 666/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.728, del 02/09/2009, Pág. 12-15

Citas Legales: Resolución SEE 0061/1992; Resolución SE 0652/2009; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 00186/1995; Resolución SE 0126/2002 - artículo 04; Resolución SE 0703/2003; Resolución SE 0093/2004 - artículo 27; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 1169/2008

> Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Agosto de 2009 y el 31 de Octubre de 2009, calculada según Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

BUENOS AIRES, 21 DE AGOSTO DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0323490/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la Reprogramación Trimestral Definitiva para el período agosto 2009 - octubre 2009 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizada de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha emitido la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, en la cual se consideró que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas tendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deben ser acordes a la situación existente en el presente período estacional de invierno y compatibles con la capacidad de pago con que cuentan los distintos estratos sociales en la categoría residencial de los cuadros tarifarios de los Agentes referidos. También la citada Resolución establece un mecanismo para la explicitación del “Subsidio Estado Nacional” que tiene como únicos beneficiarios a los clientes de los Agentes Distribuidores.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase por el presente acto la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 31 de octubre de 2009, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 5º de este acto, los siguientes Precios de Referencia Estacionales de la Potencia y Energía No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 31 de octubre de 2009:

a) Precio de:

a.I) La Potencia Despachada (PMESDES): PESOS CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHO POR MEGAVATIO-MES ($ 4.608 MW-mes), con su equivalente horario (PHRBAS): PESOS DOCE POR MEGAVATIO-HORA DE REMUNERACION DE POTENCIA ($ 12,00 MW-hrp).

a.II) La Reserva de Potencia (PESTRES): PESOS SETECIENTOS SESENTA Y CINCO POR MEGAVATIO-MES ($ 765 MW-mes).

a.III) Los Servicios Asociados a la Potencia:

UNISER: PESOS MIL CIENTO SESENTA Y TRES POR MEGAVATIO-MES ($ 1.163 MW-mes).

UNIFON: PESOS CERO POR MEGAVATIO-MES ($ 0 MW-mes).

UNISAL: Los valores sancionados conforme lo establecido en el artículo siguiente.

a.IV) Los Servicios de Reserva Instantánea:

PESTSRI: PESOS DOS POR MEGAVATIO-MES ($ 2 MW-mes).

b) Precios de Referencia de la Energía No Subsidiados en el Mercado:

En horas de pico: PESOS CIENTO ONCE CON CUARENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 111,49 MWh).

En horas restantes: PESOS CIENTO SEIS CON CUARENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 106,47 MWh).

En horas de valle: PESOS CIENTO DOS CON DIECIOCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 102,18 MWh).

c) Precio de la energía adicional:

En horas de pico: PESOS CUATRO CON VEINTISIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 4,27 MWh).

En horas restantes: PESOS TRES CON NOVENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 3,92 MWh).

En horas de valle: PESOS TRES CON SESENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 3,61 MWh).

d) Sobrecosto de Combustible: PESOS CINCO CON CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 5,05 MWh).

Artículo 3º- Establécese que los factores, precios y cargos adicionales no subsidiados a aplicar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 31 de octubre de 2009, son los que se detallan a continuación:

a) Los valores del UNISAL a aplicar a cada Distribuidor son los que se incluyen como ANEXO I del presente acto.

b) Los Factores de Nodo a aplicar a cada Distribuidor (FN) serán los indicados en el ANEXO II del presente acto.

c) Los Sobrecostos por Diferencias de Factores de Nodo (DIFFN) a descontar al precio de la energía de cada Distribuidor son los indicados en el ANEXO III del presente acto.

d) Los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor serán los incluidos en ANEXO IV de la presente norma.

e) Los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) a adicionar al precio de la energía de cada Distribuidor se corresponderán con los valores indicados en el ANEXO V de la presente resolución.

f) La diferencia de precios resultante de lo dispuesto en el Artículo 4º de la Resolución Nº 126 de fecha 11 de octubre de 2002 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, conforme la Resolución Nº 703 de fecha 20 de octubre de 2003 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA y el Artículo 27 de la Resolución Nº 93 de fecha 26 de enero de 2004 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, a aplicar al precio de la energía de cada Distribuidor, es la que se incluye en el ANEXO VI del presente acto.

Artículo 4º- Establécese que para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) en el

nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la presente norma, son los que se establecen en el ANEXO VII de la presente resolución.

Artículo 5º- Dispónese la aplicación de los Precios de Referencia Estacionales de la Potencia y Energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como así también los factores, precios y cargos adicionales a los mismos, para el período comprendido entre el 1º de agosto de 2009 y el 31 de octubre de 2009, establecidos en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo todo lo referido a la explicitación y comunicación del “Subsidio Estado Nacional”.

Para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución y en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 del Registro de SECRETARIA DE ENERGIA, tendrá validez y aplicación lo establecido en la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 6º- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 7º- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dicado del presente acto.

Artículo 8º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

UNISAL

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	UNISAL
	$/MW-mes
APELPALD	78.08
C3AR3A3W	107.05
CALFAVQW	10.97
CARECO1W	105.33
CBARKE3W	67.67
CCASTE3W	71.60
CCHACA1W	249.85
CCOLON1W	96.68
CDORRE2W	80.94
CEOSCOEW	84.84
CEVIGE3W	14.65
CGCRUZMW	165.42
CGUALEEW	84.84
CLEZAM3W	71.60
CLFLOR3W	72.44
CLUJAN1W	90.69
CMONTE1W	-122.41
CMOREN1W	73.07
CNECNE3W	167.39
COAZUL3W	120.88
COLAVA3W	154.04
CPERGA1W	99.15
CPIGUE2W	120.01
CPRING2W	97.46
CPUNTA2W	61.36
CRAMAL1W	96.68
CRANCH3W	71.60
CRIVAD1W	96.68
CROJAS1W	133.68
CSALAD1W	-33.27
CSALTO1W	82.96

EMPRESA	UNISAL
	$/MW-mes
CSPEDR1W	71.73
CSPUAN2W	106.36
CTRLAU1W	73.43
CZARAT1W	155.07
DECSASJW	151.68
DPCORRWD	73.56
EDEABA3D	71.60
EDECATKD	48.51
EDEEERED	84.84
EDEFORPD	48.11
EDELAPID	180.72
EDELARFD	15.28
EDEMSAMD	167.01
EDENBA1D	96.68
EDENOROD	136.83
EDERSARD	35.68
EDESAEGD	16.64
EDESALDD	92.31
EDESASAD	38.21
EDESBA2D	106.36
EDESTEMD	51.66
EDESURCD	111.67
EDETUCTD	34.76
EJUESAYD	42.21
EMISSAND	158.77
EPECORXD	104.45
EPENEUQD	25.94
EPESAFSD	123.16
ESANJUJD	151.68
SECHEPHD	54.13
TANDIL3W	124.22

ANEXO II

Factores de Nodo Estacionales Equivalentes para los Distribuidores del MEM

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	PICO	RESTO	VALLE
APELPALD	APELP	0,9287	0,9657	0,9613
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	0,8304	0,8803	0,8721
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	1,0000	1,0000	1,0000
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	0,9050	0,9546	0,9510
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	1,0000	0,9950	0,9954
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	1,0000	1,0000	1,0000
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	1,0000	1,0000	1,0000
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	0,9334	0,9638	0,9521
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGOBS. AS.	0,9917	1,0000	1,0000
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	1,0000	1,0000	1,0000
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	0,9024	0,9496	0,9412
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	1,0000	1,0000	1,0000
CLFLOR3W	COOP. DE LAS FLORES	1,0000	1,0000	1,0000
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	1,0000	1,0000	1,0000
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	1,0000	1,0000	1,0000
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	1,0000	1,0000	1,0000
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	1,0000	1,0000	1,0000
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	1,0000	1,0000	1,0000
COAZUL3W	COOP. AZULBS. AS.	1,0000	1,0000	1,0000
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	0,9972	1,0000	1,0000
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	1,0000	1,0000	1,0000
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	0,9770	1,0000	0,9987
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	0,9554	0,9828	0,9795
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	0,9434	0,9769	0,9733
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	0,9040	0,9513	0,9428
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	1,0000	1,0000	1,0000
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	1,0000	1,0000	1,0000
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	1,0000	1,0000	1,0000
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	1,0000	1,0000	1,0000
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	1,0000	1,0000	1,0000
CTRELEUW	COOP. TRELEW	0,9024	0,9496	0,9412
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	1,0000	1,0000	1,0000

ANEXO II – Cont.

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	PICO	RESTO	VALLE
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	1,0000	1,0000	1,0000
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	0,8508	0,9060	0,8948
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	1,0000	1,0000	1,0000
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	1,0000	1,0000	1,0000
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	1,0000	1,0000	1,0000
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	1,0000	1,0000	1,0000
EDELAPID	EDELAP SA	0,9987	0,9997	0,9995
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	1,0000	1,0000	1,0000
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	1,0000	1,0000	1,0000
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	1,0000	1,0000	1,0000
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	1,0000	1,0000	1,0000
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	1,0000	1,0000	1,0000
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	0,8804	0,9385	0,9333
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	1,0000	1,0000	1,0000
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	1,0000	1,0000	1,0000
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	1,0000	1,0000	1,0000
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	0,9550	0,9861	0,9823
EDESBP2D	EMP DIST ENERG SUR-MEMSP	1,0000	1,0000	1,0000
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	1,0000	1,0000	1,0000
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	0,9998	1,0000	0,9999
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	1,0000	1,0000	1,0000
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	1,0000	1,0000	1,0000
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	0,9693	0,9593	0,9589
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	1,0000	0,9927	0,9926
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	1,0000	1,0000	1,0000
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	0,8661	0,9322	0,9244
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	1,0000	1,0000	1,0000
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	1,0000	1,0000	1,0000
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	0,8828	0,9322	0,9255
SECHEPHD	SECHEEP	1,0000	0,9889	0,9887
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	0,8892	0,9370	0,9315
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	1,0000	1,0000	1,0000

ANEXO III

Sobrecosto por Diferencias de Factores de Nodo en el MEM

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$/MWh
APELPALD	APELP	2,20
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	2,20
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	0,39
CARECO1W	COOP. DE SAN ANTONIO DE ARECO	0,26
CBARILRW	COOP. ELECT. DE BARILOCHE	-0,11
CCOMODUW	COOP. COMODORO RIVADAVIA	0,53
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	0,39
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	-0,16
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	1,71
CGCRUZMW	COOPER. ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	0,33
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	-0,16
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	3,50
COAZUL3W	COOP. AZULBS. AS.	0,02
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	0,62
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE DISTRIB.	0,46
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	0,83
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	0,69
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	1,93
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	0,49
CTRELEUW	COOP. TRELEW	2,11
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	0,01
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	0,36
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	-0,14
EDELAPID	EDELAP SA	0,08
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	0,51
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	1,72
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	-0,11
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	0,01
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	0,19
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	7,10
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	0,49
EDESBP2D	EMP DIST ENERG SUR-MEMSP	0,56
EDESTEMD	EDESTESA (EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	0,11

ANEXO III – Cont.

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$/MWh
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	0,01
EDETUCTD	EDE TUCUMÁN	0,34
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	7,64
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	-0,3
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	-0,16
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	0,18
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	-0,14
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	0,03
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	0,01
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	2,89
SECHEPHD	SECHEEP	-0,77
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	2,74

ANEXO IV

Sobrecosto por Precios Locales para DISTRIBUIDORES del MEM

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	DESCRIPCION	$/MWh
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	-0,19
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	-0,15
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	0,04
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	-0,19
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	-0,24
CTRELEUW	COOP. TRELEW	-0,23
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	-0,48
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	-0,17
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	0,14
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	0,12
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	0,04
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	-0,18
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	0,17
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	0,02
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	-0,23
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	0,03
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	0,15
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	-0,23
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	0,03
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	0,03
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	-0,16
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	-0,14

ANEXO V

Sobrecosto Transitorio De Despacho para DISTRIBUIDORES del MEM

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$/MWh
APELPALD	APELP	50,83
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	161,23
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	49,79
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	49,79
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	53,92
CBARILRW	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	58,41
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	59,95
CCASTE3W	COOP. CASTELLI	50,24
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	62,91
CCOLON1W	COOP. COLON BS. AS.	45,14
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	52,47
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	50,42
CEOSCOEW	CEOS CONCORDIA	54,56
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	58,41
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	107,39
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	50,32
CGUALEEW	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	54,56
CLEZAM3W	COOPERATIVA DE LEZAMA	50,24
CLFLOR3W	COOP. DE LAS FLORES	54,46
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	40,04
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	55,30
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	37,93
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	48,06
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	52,51
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	40,19
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	55,14
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	49,36
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	49,83
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	85,23
CPUNTA2W	COOP. PUNTA ALTA	51,57
CRAMAL1W	COOP. RAMALLO	45,14
CRANCH3W	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	50,24
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	74,25
CRIVAD1W	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	45,14
CROJAS1W	COOP. DE LUZ Y F. DE ROJAS	38,40
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	55,84
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	43,24
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	51,62
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	50,18
CSPUAN2W	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	46,06

ANEXO V – Cont.

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$/MWh
CTRELEUW	COOP. TRELEW	66,76
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	51,87
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	46,75
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	43,16
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	55,84
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	53,65
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	50,24
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	51,20
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	58,89
EDELAPID	EDELAP SA	51,01
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	43,62
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	52,27
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	45,14
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	50,15
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	51,84
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	58,41
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	52,51
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	42,32
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	47,93
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	46,06
EDESBP2D	EMP DIST ENERG SUR-MEMSP	29,48
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	47,91
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	49,21
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	48,95
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	47,00
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	52,85
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	54,56
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	49,23
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	49,16
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	50,83
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	43,16
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	80,16
SECHEPHD	SECHEEP	55,58
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	42,53
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	43,91

ANEXO VI

Diferencias de Precios Artículo 4° Res. S.E. Nº 126/2002 para DISTRIBUIDORES del MEM

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$/MWh
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	-6,34
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	-11,40
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	7,20
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	-0,14
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	3,77
CLFLOR3W	COOP. DE E LAS FLORES	-1,17
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	3,94
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	1,11
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	7,71
COAZUL3W	COOP. AZUL BS. AS.	4,56
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	-0,81
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	-29,73
CROJAS1W	COOP. DE LUZ Y F. DE ROJAS	6,48
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	1,39
CTRELEUW	COOP. TRELEW	3,85
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	-8,73
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	-4,33
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	-2,60
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	4,63
EDERPSAD	EMP DE ENER. RIO NEGRO AREA SP	2,01
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	-19,87
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	4,11
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	5,74
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	0,36
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	7,57
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	-3,04
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	-0,73
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	2,13
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	6,06
SECHEPHD	SECHEEP	-4,87
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	34,28
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	1,18

ANEXO VII

Precios a DISTRIBUIDORES para Tarifas a Usuarios Finales en el MEM

PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA (POTREFNS) Y LA ENERGÍA (PESTNS) DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES

CONFORME LOS ARTÍCULOS 2° Y 3° DE LA RESOLUCIÓN

TRIMESTRE AGOSTO – OCTUBRE 2009

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
APELPALD	APELP	172,98	167,04	158,20	2033,08
CALFAVQW	CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	171,09	166,75	157,72	1965,97
CARECO1W	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO	185,92	175,95	166,15	2060,33
CBARKE3W	COOPERATIVA DE BARKER	185,90	175,72	166,62	2022,67
CCHACA1W	COOP. CHACABUCO	183,78	174,22	164,46	2204,85
CCOMODUW	COOP.COMODORO RIVADAVIA	175,46	167,92	159,84	1952,64
CDORRE2W	COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	181,40	172,55	163,06	2035,94
CEVIGE3W	COOP. VILLA GESELL	190,43	180,10	171,20	1969,65
CGAIMAUW	COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	173,84	168,70	160,29	1952,64
CGCRUZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	182,35	172,62	163,17	2120,42
CLFLOR3W	COOP. DE LAS FLORES	185,59	175,82	166,30	2027,44
CLUJAN1W	COOP. LUJAN BS. AS.	176,27	166,60	156,83	2045,69
CMADRYUW	COOP. PUERTO MADRYN	177,27	167,54	157,97	1952,64
CMONTE1W	COOPERATIVA MONTE	177,93	168,39	158,44	1832,59
CMOREN1W	COOP. MNO. MORENO BS. AS.	180,34	170,76	161,02	2028,07
CNECNE3W	COOPERATIVA DE NECOCHEA	184,74	174,90	165,45	2122,39
COAZUL3W	COOP. AZULBS. AS.	177,02	167,29	157,70	2075,88
COLAVA3W	COOP. OLAVARRIA BS. AS.	185,66	176,51	166,61	2109,04
CPERGA1W	COOP. PERGAMINO BS. AS.	181,63	172,03	162,29	2054,15
CPIGUE2W	COOPERATIVA DE PIGUE-DISTRIB.	179,13	171,93	162,33	2075,01
CPRING2W	COOP. ELECT PRINGLES	181,98	175,11	166,05	2052,46
CPUNTA2W	COOP PUNTA ALTA	176,79	170,41	161,41	2016,36
CRAWSOUW	COOP. SERVICIOS DE RAWSON	179,12	174,12	165,52	1952,64
CROJAS1W	COOP.DE LUZ Y F.DE ROJAS	177,16	167,43	157,65	2088,68
CSALAD1W	COOPERATIVA SALADILLO	188,12	178,42	168,80	1921,73
CSALTO1W	COOP. SALTO BS. AS.	176,96	167,47	157,44	2037,96
CSBERN3W	CESOP LTDA SAN BERNARDO	183,75	173,33	164,60	1955,00
CSPEDR1W	COOP. SAN PEDRO	182,40	172,48	163,05	2026,73
CTRELEUW	COOP. TRELEW	173,83	168,78	160,18	1952,64
CTRLAU1W	COOP. TRENQUE LAUQUEN	184,14	174,29	164,72	2028,43
CZARAT1W	COOP. ZARATE BS. AS.	178,98	169,06	159,56	2110,07
C16OCTUW	COOP. 16 DE OCTUBRE	161,79	157,34	149,35	1952,64
C3AR3A3W	COOP. CELTA - TRES ARROYOS	182,09	172,49	162,78	2062,05
DGSPCHUD	DGSP Chubut-El Coihue	162,22	157,78	150,00	1952,64

ANEXO VII – Cont.

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	$PEST PICO	$PEST RESTO	$PEST VALLE	$POTREF
		$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MW-mes
DPCORRWD	DPE CORRIENTES	181,70	171,83	162,43	2028,56
EDEABA3D	EMP DIST ENERG ATLANTICA	182,47	172,74	163,18	2026,60
EDECATKD	ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	183,62	173,68	164,18	2003,51
EDEFORPD	EMPRESA DIS. FORMOSA SA	188,53	178,47	169,04	2003,11
EDELAPID	EDELAP SA	183,03	173,32	163,89	2135,72
EDELARFD	EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	180,65	171,03	161,06	1970,28
EDEMSAMD	ENERGIA DE MENDOZA SA	184,07	174,38	164,72	2122,01
EDENBA1D	EMP DIST ENERG NORTE	177,40	167,66	158,02	2051,68
EDENOROD	EDENOR DISTRIBUIDOR	182,41	172,84	163,17	2091,83
EDERPSAD	EMP DE ENER RIO NEGRO AREA SP	184,24	174,85	164,98	1952,64
EDERSARD	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	157,60	154,14	145,41	1990,68
EDESAEGD	EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	184,97	174,94	165,64	1971,64
EDESALDD	EDESAL DISTRIBUIDOR	178,59	168,88	159,18	2047,31
EDESASAD	EMP.DIST.ENERGIA DE SALTA	178,65	168,81	159,42	1993,21
EDESBA2D	EMP DIST ENERG SUR	173,18	166,69	157,51	2061,36
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	180,13	170,36	160,65	2006,66
EDESURCD	EDESUR DISTRIBUIDOR	181,43	172,11	162,23	2066,67
EDETUCTD	EDE TUCUMAN	181,05	171,27	161,80	1989,76
EJUESAYD	EMPRESA JUJENIA DE ENERGIA SA	179,00	169,15	159,82	1997,21
EMISSAND	EMP.ELECTRIC.DE MISIONES S.A.	178,87	167,91	158,79	2113,77
ENERSAED	ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	186,26	175,81	166,17	2039,84
EPECORXD	EPEC DISTRIBUIDOR	181,35	171,77	162,09	2059,45
EPENEUQD	EPEN DISTRIBUIDOR	166,61	163,58	155,26	1980,94
EPESAFSD	EPESF DISTRIBUIDOR	183,08	173,42	163,71	2078,16
ESANJUJD	ENERGIA SAN JUAN SA EX-EDESSA	177,64	167,99	158,33	2106,68
MUPITRZW	COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	173,53	168,43	160,53	1952,64
SECHEPHD	SECHEEP	183,76	172,67	163,29	2009,13
SPSECRZD	SPSE SANTA CRUZ	193,77	189,02	180,45	1952,64
TANDIL3W	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.	177,39	168,08	158,03	2079,22
CBARILRW (*)	COOP.ELECT.DE BARILOCHE	157,60	154,14	145,41	1990,68
CCASTE3W (*)	COOP. CASTELLI	182,47	172,74	163,18	2026,60
CCOLON1W (*)	COOP. COLON BS. AS.	177,40	167,66	158,02	2051,68
CEOSCOEW (*)	CEOS CONCORDIA	186,26	175,81	166,17	2039,84
CGUALEEW (*)	COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	186,26	175,81	166,17	2039,84
CLEZAM3W (*)	COOPERATIVA DE LEZAMA	182,47	172,74	163,18	2026,60
CRAMAL1W (*)	COOP. RAMALLO	177,40	167,66	158,02	2051,68
CRANCH3W (*)	COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	182,47	172,74	163,18	2026,60
CRIVAD1W (*)	COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	177,40	167,66	158,02	2051,68
CSPUAN2W (*)	COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	173,18	166,69	157,51	2061,36
DECSASJW (*)	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	177,64	167,99	158,33	2106,68

(*) A estos precios debe agregarse el peaje de la respectiva PAFTT

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 712/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.759, del 15/10/2009, Pág. 35-36

Citas Legales: Ley 26.190; Ley 26.093; Providencia MPFIPyS 0794/2009; Resolución SE 0220/2007; Resolución SEE 0061/1992; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 39; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 40; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00186/1995 - artículo 08; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Resolución SE 0008/2002; Resolución SE 0246/2002; Resolución SEE 0061/1992 - capítulo 2; Código civil - artículo 0513; Código civil - artículo 0514; Resolución SE 2022/2005 - artículo 1; Ley 24.065 - artículo 67; Comunicación BCRA "A" 3500; Resolución SEE 0061/1992 - procedimiento técnico 01; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 01; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 04; Resolución SEE 0061/1992 - procedimiento técnico 04; Norma IEC 61400-21; Resolución SE 0406/2003

> Habilítase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, presentadas por parte de ENARSA en su calidad de Agente del Mercado.

BUENOS AIRES, 9 DE OCTUBRE DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0344712/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 26.190 establece el REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA. Que dicha ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energías renovables con destino a la prestación del servicio público.

Que asimismo establece, como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energías renovables del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del régimen mencionado.

Que además, la Ley Nº 26.093 dispone un REGIMEN DE REGULACION Y PROMOCION PARA LA PRODUCCION Y USO SUSTENTABLES DE BIOCOMBUSTIBLES en el territorio de la Nación Argentina.

Que a los efectos de dar cumplimiento a los mandatos legislativos mencionados, esta Secretaría dentro del marco de su competencia pretende dar impulso al ingreso de nueva oferta de generación eléctrica utilizando fuentes renovables.

Que en tal sentido, a través de la Providencia MPFIPyS Nº 794 de fecha 13 abril de 2009 se instruyó a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) a instrumentar un proceso licitatorio convocando a ofertas de disponibilidad de generación de energía proveniente de fuentes de origen renovables por un total de MIL QUINCE MEGAVATIOS (1015 MW) de potencia instalada.

Que ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) ha convocado, a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE Nº 001/2009, a la presentación de ofertas de Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables.

Que atento lo expuesto, resulta necesario disponer las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas y normativas necesarias para la instalación de nueva oferta de generación de energía eléctrica, que utilice recursos renovables.

Que como antecedente cabe mencionar que, según lo dispuesto en la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha sido habilitada la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada.

Que de acuerdo a los recursos explotados para la generación de energía eléctrica, los proyectos sobre energías renovables implican la adopción de medidas particulares para el sector.

Que de acuerdo a la particularidad de estos proyectos es imprescindible establecer contratos a largo plazo para la comercialización de la energía generada.

Que a medida que se incorporen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) centrales de generación de energía eléctrica cuya producción tenga como origen un recurso primario de naturaleza aleatoria y renovable como es el caso de la energía eólica, solar, geotérmica u otras, las reservas de potencia destinadas a la

regulación de la frecuencia y las reservas operativas de corto plazo requerirán ser adecuadas con el fin de no disminuir la calidad de servicio existente.

Que a los efectos de contemplar adecuadamente las particularidades que presenta la operación de las centrales antes aludidas, corresponde incorporar a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, los criterios y las pautas básicas a aplicarse para su vinculación al Sistema Interconectado Nacional (SADI) y/o a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT), como así también aquellas asociadas a la programación y el despacho de la producción de energía eléctrica a partir de tales fuentes renovables.

Que, conforme lo anterior, se entiende necesario incorporar el Anexo 39 - GENERACION CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA, EXCLUIDA LA HIDRAULICA Y LA EOLICA.

Que, asimismo por el avance de la tecnología resulta pertinente adecuar aquellas estipulaciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS en lo que respecta a las centrales de generación eólica, resultando conveniente reemplazar el Anexo 40 - GENERACION EOLICA.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36, 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995, de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y las Resoluciones Nº 08 del 5 de abril de 2002 y Nº 246 del 4 de julio de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Habilítase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, presentadas por parte de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) en su calidad de Agente del Mercado que, a la fecha de publicación del presente acto no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante “CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES”.

Artículo 2º- Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presente ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), los cuales hayan sido seleccionados como resultado del proceso establecido a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE Nº 001/2009.

Artículo 3º- Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES podrán celebrarse tanto para proyectos que utilicen tecnologías que permitan respaldar la potencia de sus unidades generadoras, como en aquellos proyectos en los que esto no fuera posible de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada; entiéndase “CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES POR POTENCIA” y “CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES POR CANTIDAD DE ENERGIA SUMINISTRADA” respectivamente, cuyos modelos se adjuntan como ANEXO I y II, los cuales forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4º- Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES tendrán las siguientes características:

a) La vigencia será de QUINCE (15) años como máximo; siendo factible una prolongación de este plazo en hasta DIECIOCHO (18) meses para los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES POR CANTIDAD DE ENERGIA SUMINISTRADA.

b) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en su carácter de parte compradora, abonará mensualmente un cargo adicional de hasta el DIEZ POR CIENTO (10%) al pautado en los contratos a celebrarse en concepto de retribución por la generación y energía asociada, a los fines de garantizar, a través de la conformación de un Fondo de

Garantía de Pago, en hasta un VEINTE POR CIENTO (20%) las obligaciones futuras que surjan de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Artículo 5º- Todas aquellas ofertas de disponibilidad de generación en las que ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) pretenda la celebración de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES en el marco de esta norma, deberán presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la siguiente información:

a) Emplazamiento de las unidades comprometidas.

b) La/s unidad/es a ser habilitada/s y que asumirá/n el compromiso y su descripción técnica.

c) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/ es habilitada/s que asumirá/n el compromiso.

d) Duración y tipo del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES requerido a través de la oferta.

e) Período de vigencia de la oferta.

f) Precio y condiciones comerciales.

g) Punto de conexión y fecha de ingreso al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

En base a la evaluación de las solicitudes presentadas por ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), esta SECRETARIA DE ENERGIA deberá considerar la conveniencia de la contratación de la disponibilidad de generación y energía asociada, instruyendo a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre aquellas que resulten aceptadas para su contratación y remitir el texto del contrato a suscribir con las particularidades de la contratación, en base a la información remitida por ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) para cada caso en particular, conforme lo establecido en el presente artículo.

Artículo 6º- Incorpórase como Anexo 39 - “GENERACION CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA, EXCLUIDA LA HIDRAULICA Y LA EOLICA” a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, cuyo texto se encuentra contenido en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 7º- Sustitúyese el Anexo 40 - “GENERACION EOLICA” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por el que como Anexo IV forma parte de la presente resolución.

Artículo 8º- La remuneración en el Mercado Spot de la energía eléctrica producida por las centrales de generación alcanzadas por el Artículo 3º de la presente resolución, por fuera de los posibles compromisos en Contratos de Abastecimiento MEM que pudiera tener el correspondiente Agente Generador, será la dispuesta en LOS PROCEDIMIENTOS, conforme el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por dicho Generador y aceptado por esta SECRETARIA DE ENERGIA. La eventual diferencia positiva entre el valor antes indicado de Costo Variable de Producción (CVP) y el Precio de Nodo del Generador en operación (PN), será incluida en la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” del Fondo de Estabilización para su recuperación.

Artículo 9º- Establécese que, hasta tanto sea de aplicación la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el inciso e) del Artículo 4º de dicha Resolución. En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido en dicha Resolución, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Artículo 10.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica de esta Secretaría a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones

relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 11.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA).

Artículo 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

ANEXO II

ANEXO III

ANEXO IV

NO-2019-46174234-APN-SGE-MHA

Adjunto.pdf

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 732/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.765, del 23/10/2009, Pág. 10-11

Citas Legales: Ley 24.065; Ley 24.065 - artículo 36; Resolución SE 0220/2007; Resolución SE 1782/2006; Resolución SE 1836/2007; Resolución SEE 0061/1992; Resolución SEE 0061/1992 - capítulo 5 - punto 5.3.1.; Resolución SEE 0061/1992 - capítulo 5 - punto 5.7.

> Defínese como MEMSTDF al ámbito dentro del cual se ejecutan transacciones de energía eléctrica en bloque dentro de la Región Eléctrica de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

BUENOS AIRES, 20 DE OCTUBRE DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0241594/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que las tratativas y acciones desarrolladas entre la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR y el MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, define la necesidad de constituir el SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DE TIERRA DEL FUEGO, para la consolidación de un mercado eléctrico mayorista provincial con el objetivo de su progresiva incorporación al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), y la adecuación del sistema eléctrico de la provincia al ordenamiento fijado por la Ley Nº 24.065.

Que la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR está aislada eléctricamente del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

Que en la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR actúan dos prestadores del servicio público de distribución de electricidad: la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CERG), que atiende la ciudad homónima, y la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) que provee el servicio a las restantes localidades de la provincia.

Que ambas prestadoras del servicio público de distribución poseen grupos de generación para el abastecimiento normal y continuo de energía eléctrica a sus clientes.

Que las ciudades de USHUAIA y RIO GRANDE de la mencionada Provincia, concentran más del NOVENTA Y OCHO POR CIENTO (98%) de la demanda, están eléctricamente desvinculadas y separadas por DOSCIENTOS KILOMETROS (200 Km).

Que el Gobierno Provincial ha resuelto reformular la organización y administración de su sistema eléctrico, para adecuarlo al funcionamiento que presentan los demás sistemas del resto del país.

Que para ello ha diseñado y planteado una estrategia de desarrollo que contempla la interconexión de las redes eléctricas de las localidades de RIO GRANDE, TOLHUIN y USHUAIA y la concentración de la generación en torno a RIO GRANDE a través de una línea de alta tensión, con ventajas comparativas en el suministro de combustible, procurando una mayor eficiencia técnica y las consecuentes economías de escala en el abastecimiento eléctrico.

Que también, dicho Gobierno ha decidido fijar nuevos cuadros tarifarios, de conformidad con los principios estipulados en la normativa vigente a nivel nacional.

Que asimismo, corresponde establecer las condiciones técnicas y económicas bajo las cuales operarán los prestadores del servicio de distribución, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación de la operación, el despacho de cargas y las transacciones económicas.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en su carácter de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es la entidad responsable de calcular e informar los precios de referencia de la electricidad en los distintos mercados mayoristas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que el presente acto se dicta en virtud de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Defínese como el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) al ámbito dentro del cual se ejecutan transacciones de energía eléctrica en bloque dentro de la Región Eléctrica de la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR.

Artículo 2º- Establécese el nodo USHUAIA como el nodo mercado del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) a partir del momento en que se encuentre disponible la interconexión entre RIO GRANDE, TOLHUIN y USHUAIA, todas ellas localidades de la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR.

Artículo 3º- Establécese que Los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) dispuestos en la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, se aplicarán a la comercialización y despacho del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) con las adaptaciones indicadas en la presente resolución.

Artículo 4º- Establécese que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, determinará oportunamente, para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF), los precios estacionales y los precios de referencia para su aplicación en los cuadros tarifarios aplicando una metodología acorde a la establecida para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 5º- Créase el Fondo de Estabilización para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF), el que tendrá las mismas características que el indicado en el Punto 5.7 del Capítulo 5 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias. Este Fondo de Estabilización se mantendrá independiente, a todos sus efectos, del Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 6º- Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) será la encargada de realizar la administración de las transacciones económicas que se registren dentro del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF).

Artículo 7º- Establécese que el Factor de Proporcionalidad indicado en el punto 5.3.1 del Capítulo 5 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, se determinará para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) con independencia del resto del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Artículo 8º- Establécese, con el objeto de permitir la aplicación de las metodologías establecidas en la presente Resolución, los siguientes aspectos particulares:

a) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), deberá llevar a cabo todas las medidas que resulten necesarias con el objeto de conseguir la efectiva aplicación de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) establecidos en la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias y de toda normativa vigente para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF).

b) Se permitirá con carácter provisorio el ingreso como Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF), a la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) y a la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CERG), para lo cual deberán realizar las gestiones correspondientes para conseguir su ingreso como Agentes.

c) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) presentará inicialmente, en base a la información suministrada en carácter de declaración jurada por la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) y la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CERG), las Programaciones Estacionales, Semanales y Diaria, y realizará el cálculo de precios para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF).

d) Se encomendará a la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) de la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR, la coordinación de la operación en tiempo real y el relevamiento de la información operativa, subordinándose en todo ello a las instrucciones que le imparta la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

e) Hasta la habilitación comercial de los Sistemas de Medición Comercial (SMEC) y de los Sistemas de Operación en Tiempo Real (SOTR) de acuerdo a la normativa vigente, la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) y la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CERG), deberán informar en carácter de declaración jurada, todas las mediciones que se realicen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) que sean requeridas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

f) Las centrales de generación térmica de la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) y de la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CREG) serán tratadas inicialmente, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Nº 1782 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 15 de diciembre de 2006. En consecuencia, al considerarse esta operatoria como excepcional, dichos generadores serán despachados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cada vez que sea necesario, con el objeto de posibilitar el abastecimiento de los usuarios de la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) y de la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CREG). Las máquinas involucradas en esta operatoria, recibirán una remuneración igual a la de otras máquinas similares que operan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). A estos efectos sus propietarios deberán declarar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) los Costos Variables de Producción (CVP) de dichas unidades conforme a la normativa vigente.

g) La DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE) y la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CREG) deberán efectuar un Depósito de Garantía para el caso en que las centrales de generación térmica resultaran despachadas con combustible provisto por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Este Depósito de Garantía será de un monto suficiente para abonar el combustible correspondiente a dos meses de operación de las unidades generadoras a potencia máxima. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá determinar los montos de aplicación para los mencionados Depósitos de Garantía. El Depósito de Garantía debe ser integrado o repuesto, antes de que se realice el suministro de combustible, y a satisfacción del OED, en alguna de las siguientes formas:

I- Dinero en efectivo. En los casos en que el Agente opte por entregar dinero en efectivo como depósito de garantía, deberá expresar formalmente su acuerdo para que CAMMESA coloque dicho monto a plazo fijo en los bancos con los que opera normalmente, y acredite los respectivos intereses al mismo Depósito.

II- Fianza o aval bancario.

Cuando un agente incumpla sus pagos a las transacciones económicas por la provisión de combustible, el OED utilizará su Depósito de Garantía para cubrir la deuda impaga. El OED no podrá proveer combustible a aquellos Agentes que incumplan su obligación de constituir el Depósito de Garantía mencionado. Adicionalmente el OED dejará de suministrar el combustible en forma automática cuando el Depósito de Garantía no sea repuesto en su totalidad. En estas circunstancias el único responsable de suministrar el combustible necesario para generación de energía eléctrica será el Agente correspondiente. En estos casos el OED notificará la situación producida al sujeto incumplidor, a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

h) El despacho de las unidades de generación resultará del objetivo de mínimo costo, por lo tanto la autogeneración, cogeneración o la nueva generación que ingrese al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF), competirá con sus precios con el resto de los generadores, salvo requerimientos de generación forzada. Los prestadores del servicio público de distribución no podrán rechazar ofertas de generación por razones distintas a las de índole técnica debidamente fundadas.

i) Los Grandes Usuarios con capacidad para contratar su propia demanda, podrán realizar contratos para el abastecimiento de la misma con cualquier Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) habilitado para dicho propósito.

j) Se permitirá, hasta su habilitación definitiva, la habilitación provisoria de los Operadores de los nuevos Agentes.

k) En el caso que se presente oferta de generación, en el marco de la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA o de la Resolución Nº 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, o de sus modificatorias y complementarias, la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá oportunamente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la metodología a implementar para la inclusión de los costos que demande esta operatoria en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF).

l) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a los TRES (3) meses del inicio del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF), deberá remitir a la SECRETARIA DE ENERGIA para su consideración, un Informe sobre los criterios de detalle referidos a la implementación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF).

m) Hasta que la SECRETARIA DE ENERGIA sancione los precios estacionales y los precios de referencia para su aplicación en los cuadros tarifarios mencionados en el Artículo 4º de la presente resolución se mantendrán vigentes las actuales tarifas a usuarios finales y los montos a abonar por los Agentes deudores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA TIERRA DEL FUEGO (MEMSTDF) deberán ser iguales a los montos a cobrar por los Agentes acreedores del mismo.

Artículo 9º- Establécese que los procedimientos específicos indicados en los artículos precedentes serán de aplicación hasta que el SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DE TIERRA DEL FUEGO se vincule con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

Artículo 10.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 11.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a la COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS, ASISTENCIALES, CONSUMO Y VIVIENDA DE RIO GRANDE LIMITADA (CREG) y a la DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA (DPE), ambas de la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR.

Artículo 12.- Comuníquese, publíquese dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 762/2009

Publicación Boletín Oficial N° 31.778, del 11/11/2009, Pág. 13-14

Citas Legales: Resolución SE 0220/2007; Resolución SE 0200/2009; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 00186/1995; Resolución SE 2022/2005 - artículo 1

> Créase el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (el PROGRAMA NACIONAL), el cuál tendrá como objetivo principal incentivar y sostener la construcción de Centrales Hidroeléctricas, cuya duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen al mencionado Programa.

BUENOS AIRES, 05 DE NOVIEMBRE DE 2009.

VISTO el Expediente Nº S01:0443276/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el Marco del Plan Energético Nacional, presentado oportunamente por el GOBIERNO NACIONAL, se contempla la ejecución de Obras de Infraestructura Energética destinadas a fomentar el normal desenvolvimiento del Sistema Energético Nacional y de esa manera contribuir al crecimiento de la demanda existente, relacionada al desarrollo económico del País.

Que, como consecuencia de lo mencionado precedentemente, deviene necesario garantizar al aparato productivo, así como al conjunto de la población, un adecuado abastecimiento en materia energética, contribuyendo de esta manera con la continuidad del crecimiento de los sectores industriales del País.

Que dentro de las funciones asignadas a la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se encuentran las de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica.

Que para concretar los objetivos propuestos en los considerandos precedentes resulta necesario avanzar en la concreción de las obras hidroeléctricas que se encuentran en etapa de evaluación y/o licitación, como también de aquellas que se identifiquen como necesarias para lograr el fin reseñado.

Que tales obras conllevan períodos de construcción prolongados, los que deben ser acompañados por una estructura de financiamiento que permita hacer frente a las erogaciones asociadas a la construcción de dichas obras.

Que a través de la Resolución Nº 220 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 18 de enero de 2007, se habilitó la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que cumplan con las condiciones de dicha Resolución, la que fuera extendida por la Resolución Nº 200 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 16 de marzo de 2009, para permitir la participación de aquellos agentes que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL.

Que, de la misma manera que en las ofertas de generación aludidas en el considerando anterior, resulta conveniente la realización de contratos de abastecimiento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que permitan su comercialización en dicho Mercado y aseguren el flujo de fondos necesarios para el repago de las inversiones en estas obras hidroeléctricas.

Que, conforme lo anterior, corresponde fijar las pautas y condiciones a través de las cuales se reconocerán los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las centrales que se construyan bajo el régimen que se instaura por el presente acto.

Que corresponde a la SECRETARIA DE ENERGIA la tarea de determinar los términos y condiciones, en base a principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, bajo los cuales calificarán las obras hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS, que por la presente se crea.

Que en relación a lo señalado en el considerando anterior, esta SECRETARIA DE ENERGIA creará, en su ámbito, un Grupo Técnico específico, el cual asesorará a esta Secretaría en todas las tareas que demande la supervisión de la gestión de los contratos.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Créase el PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS (el PROGRAMA NACIONAL), el cual tendrá como objetivo principal incentivar y sostener la construcción de Centrales Hidroeléctricas, cuya duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen al mencionado Programa.

Artículo 2º- Habilítase la realización de Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) correspondientes a las Obras Hidroeléctricas que se incorporen al PROGRAMA NACIONAL, entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), actuando bajo los términos establecidos en el Artículo 1º de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, y el Agente Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que esta SECRETARIA DE ENERGIA instruya específicamente; cuyas condiciones particulares y adicionales de aplicación, serán determinadas por esta Secretaría en ocasión de informar las Centrales Hidroeléctricas a los que les serán aplicables.

Artículo 3º- Los Contratos de Abastecimiento para Obras Hidroeléctricas tendrán como objeto, entre otros, el repago de las inversiones realizadas y del financiamiento utilizado para la concreción de todas las obras hidroeléctricas incluidas en el PROGRAMA NACIONAL.

Artículo 4º- La vigencia de los Contratos de Abastecimiento referidos en el artículo anterior, será de hasta un máximo de QUINCE (15) años, el que podrá ser extendido excepcional y fundadamente, por esta SECRETARIA DE ENERGIA. Vencido el plazo de vigencia del contrato, cada Central Hidroeléctrica podrá comercializar su generación de energía eléctrica, al Precio que se reconozca en cada momento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Artículo 5º- La SECRETARIA DE ENERGIA establecerá los términos y condiciones, en base a principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, bajo los cuales calificarán las Obras Hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del PROGRAMA creado por el artículo precedente.

Artículo 6º- La implementación de la operatoria necesaria para poner en práctica el PROGRAMA NACIONAL instaurado por el artículo 1º de la presente norma, se establecerá en función de las condiciones generales y particulares a ser aprobadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA teniendo en cuenta las distintas particularidades y características de cada obra hidroeléctrica.

Artículo 7º- La SECRETARIA DE ENERGIA constituirá en su ámbito, el Grupo de “Asesoramiento Técnico para Aprovechamiento Hidroeléctricos”, el cual tendrá como función principal el asesoramiento a esta Secretaría en todas aquellas tareas que demande la gestión de los contratos.

Artículo 8º- La SECRETARIA DE ENERGIA definirá la metodología a aplicar por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a los efectos de realizar la facturación mensual a los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de los precios a reconocer a la generación de energía eléctrica producida por las centrales hidroeléctricas construidas bajo el PROGRAMA NACIONAL creado por el artículo 1º del presente acto.

Artículo 9º- Facúltese al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sean menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 10.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Artículo 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1067/2009

Citas Legales: Res SE N° 406/03, Res SE N° 1096/08, Res SE N° 537/09, Res SE N° 1032/09, Ley N° 26.422, Ley N° 15.336, Decreto N° 432 de 1982, Decreto N° 141 de 1995, Decreto N° 186 de 1985.

> Reconócese la deuda consolidada por aplicación de la RES S.E N° 406/2003, a EBISA, la suma de PESOS $ 351.449.718.- por la comercialización en el MEM de la Energía proveniente de YACIRETA por las Transacciones Económicas en el MEM del período comprendido entre el 1° de septiembre de 2009 y 30 de Noviembre de 2009.

BUENOS AIRES, 18 DE DICIEMBRE DE 2009.

VISTO el Expediente N° S01:0339606/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, SE CONSOLIDARON deudas por las acreencias de los generadores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA a partir de las Transacciones Económicas del mes de junio de 2003.

Que por el Expediente mencionado en el Visto se tramitaron las Resoluciones Nros. 1.096 de fecha 7 de octubre de 2008, 537 de fecha 8 de julio de 2009 y 1.032 de fecha 10 de diciembre de 2009, todas del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGIA, mediante las cuales se reconocieron las deudas por la comercialización en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA) y NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA).

Que conforme surge de la documentación agregada a fojas 100 del expediente citado en el Visto, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADOMAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), informa la deuda consolidada por aplicación de la Resolución N° 406/03 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA por las Transacciones Económicas correspondiente a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA por las operaciones de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA desde el 1° de septiembre de 2009 al 30 de noviembre de 2009, cuyos montos incluye las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACYRETÁ recibida en Clorinda, Provincia de FORMOSA; por los excedentes correspondientes a las provincias de ENTRE RÍOS, CORRIENTES y MISIONES, provenientes del COMPLEJO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE, por las Transacciones Económicas del período de 1° de septiembre de 2009 al 30 de noviembre de 2009; las Transacciones Económicas correspondientes a NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA por el período de 1° de septiembre de 2009 al 31 de noviembre de 2009.

Que el ESTADO NACIONAL mediante el Artículo 17 de la Ley N° 26.422., toma a cargo las deudas generadas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) por aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, correspondientes a las

acreencias de NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA y a los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE en el marco de las leyes Nros 24.954 y 25.671, por las transacciones económicas realizadas hasta el 31 de diciembre de 2008 y las que se generen en el ejercicio 2009.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente DE LA SUBSECRETARÍA LEGAL DEL MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 36, 37 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1 del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982, el Artículo 5° del Decreto N° 141 de fecha 26 de enero de 1995 y el Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 26 de julio de 1985.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Reconócese la deuda consolidada por aplicación de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), la suma de PESOS TRESCIENTOS CINCUENTA Y UN

MILLONES CUATROCIENTOS CUARENTA Y NUEVE MIL SETECIENTOS DIECIOCHO ($ 351.449.718) por la comercialización en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de la energía proveniente de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) del periodo comprendido entre el 10 de septiembre de 2009 y el 30 de noviembre de

2009, dicho importe incluye las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACYRETA recibida en Clorinda, Provincia de FORMOSA; PESOS CIENTO DOCE MILLONES OCHOCIENTOS CINCO MIL DOCIENTOS OCHENTA ($ 112.805.280) por los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) del periodo comprendido entre el 1° de septiembre de 2009 y el 30 de noviembre de 2009, en el marco de las leyes No 24.954 y 25.671.

ARTÍCULO 2°.- Reconócese la deuda consolidada por aplicación de Resolución SECRETARIA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, LA SUMA DE PESOS TREINTA Y NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS CUARENTA Y OCHO MIL SETECIENTOS .DOS ($ 39.848.702) por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que van desde el 1° de septiembre de 2009 al 30 de noviembre de 2009.

ARTÍCULO 3°.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAO ANÓNIMA (NASA), a la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ y a la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS.

ARTÍCULO 4°.- Regístrese, comuníquese y archívese.

Normativa del Año 2010

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 342/2010

Determínase el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales y del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del programa de Uso Racional de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 347/2010

Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA a esta Secretaría, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Mayo y el 31 de octubre de 2010.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 438/2010

Reconócese la deuda consolidada por aplicación de la Res. S.E. N° 406 de fecha 8 de Septiembre de 2003 a Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) por la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por $ 697.088,222, por las Transacciones Económicas en el MEM del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010, como también las correspondientes al Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande por $ 191.793.665 y a NASA por $ 92.234.041, ambas también por el mismo motivo y por las Transacciones Económicas en el MEM del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010.

RESOLUCIÓN SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 559/2010

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. S.E. N° 406/2003, conforme lo informado por CAMMESA, a EBISA por la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá, la suma de PESOS $ 389.403.245.- por las transacciones del MEM del período comprendido entre 1° de abril de 2010 y 30 de Junio de 2010. Asimismo, se reconocen las acreencias correspondientes a NASA, conforme lo informado por CAMMESA, por la suma de PESOS $ 76.650.893 respecto de las Transacciones Económicas en el MEM desde el 1° de abril de 2010 al 30 de junio de 2010.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 342/2010

Publicación Boletín Oficial N° 31.897, del 05/05/2010

Citas Legales: Res SE 415/04, Res SE 745/05, Res SE 1063/05, Res SE 942/06, Ley N° 25.957, Ley N° 25.561, Decreto 802/05

> Determínase el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales y del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica.

BUENOS AIRES, 29 DE ABRIL DE 2010.

VISTO el Expediente Nº S01:0069124/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, reglamentó para el ámbito de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), como parte del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA (PURE) instituido por la Resolución Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, destinado a instalar en la población el uso racional de la energía considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que conforme resulta del Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745/2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, corresponde a la misma determinar el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales, y del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del Programa mencionado.

Que mediante la Resolución Nº 1063 de fecha 9 de septiembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSIONPUBLICA Y SERVICIOS, se dispuso el destino de estos fondos excedentes, estableciéndose que las prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal depositen tales fondos, en plazos a determinar, en la cuenta específica perteneciente al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que mediante la Resolución Nº 942 de fecha 12 de julio de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se dispuso afectar el destino de tales excedentes al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de las sumas que las Distribuidoras abonen en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) establecido por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957.

Que a través del Decreto Nº 802 de fecha 7 de julio de 2005, y de conformidad con la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y sus normas complementarias, el PODER EJECUTIVO NACIONAL procedió a ratificar el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual, suscripta el 5 de abril de 2005, entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), instrumento por el cual las partes alcanzaron un ACUERDO sobre la ADECUACION DEL CONTRATO DE CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA.

Que la mencionada Distribuidora sujeta a jurisdicción federal ha solicitado a esta Secretaría el dictado de una Resolución que aplique el criterio recogido en las resoluciones Nº 1037 de fecha 27 de septiembre de 2007 y Nº 1838 de fecha 27 de noviembre de 2007 ambas de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, habilitando a esa Distribuidora a deducir de los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745/2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA los mayores costos resultantes de la aplicación del INDICE DE VARIACION DE COSTOS (IVC), establecido en la Cláusula Cuarta del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual, conforme el procedimiento establecido en la misma, cuyo efectivo traslado a la tarifa final se ha visto demorado en la práctica debido a la aplicación de los procedimientos administrativos vigentes.

Que por Nota Nº 1295 de fecha 6 de diciembre de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS información sobre el estado de dichas actuaciones a esa fecha, requerimiento que fue cumplido mediante la Nota Nº 78.348 de fecha 18 de enero de 2008 del ENRE.

Que asimismo mediante la Nota Nº 81.399 de fecha 25 de julio de 2008 del ENRE dirigida al SUBSECRETARIO DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 1º de la Resolución Nº 2000 de fecha 19 de diciembre de 2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se dio la información pertinente.

Que la solicitud de EDELAP S.A. sólo será posible de cumplimentar si se tiene en cuenta en primer lugar, que por la índole de los recursos considerados, sólo pueden ser asignados en calidad de un auxilio de carácter financiero hasta tanto se cumplimenten los mecanismos y procedimientos previstos en el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual y, en segundo lugar, que dicho auxilio deberá reconocer como límite, el valor del IVC verificado por el ENRE.

Que una vez producido el mencionado traslado de la metodología del IVC al respectivo cuadro tarifario, EDELAP S.A. deberá restituir a su destino original los fondos descontados oportunamente del PUREE, según el control de los fondos involucrados y el balance de los créditos y débitos respectivos que haga el ENRE en los plazos y formas que éste determine y abonando los intereses que correspondan.

Que para la implementación de lo dispuesto en el presente acto, el ENRE deberá tomar todas las medidas que considere necesarias y conducentes para la mejor implementación del mecanismo aquí descripto.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 2º, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065 y por el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745/2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Determínase que los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, serán destinados por la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de: a) las sumas que abone en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) instaurado por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), y b) los montos correspondientes al concepto del INDICE DE VARIACION DE COSTOS (IVC). Todo ello hasta tanto se reconozca el efectivo traslado a la tarifa de uno u otro concepto según corresponda.

Art. 2º — Dispónese que los porcentajes a utilizar en concepto del ajuste por el IVC son todos aquellos presentados por EDELAP S.A. y verificados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondientes al período de aplicación mayo de 2006 a abril de 2009, así como aquellos que sean devengados con posterioridad.

Art. 3º — Dispónese que una vez producido el mencionado traslado de la metodología del IVC al respectivo cuadro tarifario, EDELAP S.A. deberá restituir a su destino original los fondos descontados oportunamente del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), según el control de los fondos involucrados y el balance de los créditos y débitos respectivos que haga el ENRE, en los plazos y formas que éste determine y, en caso de verificarse saldo favorable al Fondo de Estabilización del MEM, abonando los intereses de las colocaciones financieras de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para dicho Fondo de Estabilización.

Art. 4º — Dispónese que en función de lo dispuesto en el Artículo 2 de la Resolución Nº 420 de fecha 12 de junio de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, respecto a que el gasto que demande la adquisición de lámparas fluorescentes compactas de bajo consumo energético deberá ser afrontado por los fondos recaudados por la aplicación del PUREE, la afectación máxima de fondos a realizar, tendrá como límite máximo, el monto dinerario que resulte luego de descontar los compromisos económicos que se hayan generado como consecuencia del proceso licitatorio al que alude la Resolución Nº 420/08 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 5º — Dispónese que con los recursos financieros adicionales que devendrán de lo expuesto, la Distribuidora deberá presentar, en un plazo máximo de QUINCE (15) días hábiles de emitida la presente, un plan de inversiones tendiente a mejorar la seguridad y calidad de servicio dentro de su área de distribución, cuya ejecución deberá ser auditada por el Organismo de Control.

Art. 6º — Instrúyese al ENRE a que disponga todas las medidas que considere necesarias para el mejor cumplimiento de lo dispuesto en el presente acto.

Art. 7º — Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en la presente resolución.

Art. 8º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 9º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 347/2010

Publicación Boletín Oficial N° 31.896, del 04/05/2010

Citas Legales: Ley N° 15.336, Ley N° 24.065, Decreto N° 432/1982, Decreto N° 186/1995.

> Apruébase por el presente acto de Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA a esta Secretaría, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Mayo y el 31 de octubre de 2010.

BUENOS AIRES, 30 DE ABRIL DE 2010.

VISTO el Expediente Nº S01:0328358/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la Programación Estacional Definitiva para el período mayo - octubre 2010 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizada de acuerdo a lo estipulado en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA ha recibido la Providencia MPFIPyS Nº 735 de fecha 19 de abril del 2010, del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS, con expresas instrucciones del Señor ministro de planificación federal, inversión pública y servicios para que, en el uso de sus facultades, esta SECRETARIA DE ENERGIA emita las resoluciones necesarias con el objeto de aplicar lo dispuesto en la citada Providencia.

Que se considera necesario disponer que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean acordes a la situación existente en el presente período estacional de invierno y compatibles con la capacidad de pago con que cuentan los distintos estratos sociales en la categoría residencial de los cuadros tarifarios de los Agentes referidos.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, en el momento que juzgue procedente, definirá a futuro el ajuste de los Precios Estacionales que corresponda aplicar para que la demanda señalada tenga una participación mayor en el soporte de los costos incurridos para abastecerla.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 2010, calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Art. 2º — Suspéndese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio de 2010 y el 30 de septiembre de 2010, de los artículos 6º, 7º y 8º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 3º — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio de 2010 y el 31 de julio de 2010, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado indicados en el Artículo 5º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a los identificados en el referido Artículo 5º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el Artículo 5º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, serán los definidos en el Anexo VIII de la misma norma.

Art. 4º — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto del 2010 y el 30 de septiembre de 2010 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL KILOVATIOS HORA (1000 kWh/bimestre) y no superen los UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1400 kWh/bimestre).

En horas de pico: PESOS VEINTICINCO CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (25,50 $/MWh).

En horas restantes: PESOS VEINTICINCO POR MEGAVATIO HORA (25,00 $/MWh).

En horas de valle: PESOS VEINTITRES CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (23,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo IX de la Resolución mencionada en último término, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de PESOS VEINTIUNO POR MEGAVATIO HORA (21 $/MWh).

Art. 5º — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2010 y el 30 de septiembre de 2010 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1400 kWh/bimestre) y no superen los DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: PESOS TREINTA Y CUATRO CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,20 $/MWh).

En horas restantes: PESOS TREINTA Y TRES CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (33,70 $/MWh).

En horas de valle: PESOS TREINTA Y DOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (32,20 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo X de la Resolución citada en último término, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de PESOS CUARENTA Y UNO CON TREINTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (41,30 $/MWh).

Art. 6º — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto del 2010 y el 30 de septiembre de 2010 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean superiores a DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: PESOS CINCUENTA Y DOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (52,20 $/MWh).

En horas restantes: PESOS CINCUENTA Y UNO CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,70 $/MWh).

En horas de valle: PESOS CINCUENTA CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (50,20 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo XI de la Resolución mencionada en último término, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de PESOS OCHENTA Y TRES CON TREINTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (83,30 $/MWh).

Art. 7º — Establécense que los Precios de Referencia Estacionales de la Potencia y Energía No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de mayo de 2010 y el 31 de octubre de 2010, como así también los factores, precios y cargos adicionales no subsidiados a aplicar en dicho Mercado para el mismo período, son los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 666 de fecha 21 de agosto de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, teniendo en cuenta las consideraciones establecidas en la Nota Nº 926 de fecha 7 de septiembre de 2009 del Registro de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), contemplando los Precios de Referencia de la Potencia y Energía No Subsidiados señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 666/2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, son los definidos en el Anexo VII de esta última norma.

Art. 8º — Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá efectuar las respectivas Transacciones Económicas de acuerdo a los precios definidos en los artículos precedentes, explicitando el subsidio correspondiente a cada estrato de demanda sobre el que se han aplicado los mismos, el que deberá identificar como "Subsidio Estado Nacional".

Art. 9º — Dispónese que para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y en la Resolución Secretaría de Energía Nº 666/2009, tendrá validez y aplicación lo establecido en la Resolución Secretaría de Energía Nº 1169/2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 10. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 11. — Notifíquese a la CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Art. 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 438/2010

Citas Legales: Res S.E. 406/03; Res S.E. 1067/09, Res S.E. 537/09, Res S.E. 1096/08, Res S.E. 1032/09, Ley N° 24.954, Ley N° 26.422, Ley N° 25.671, Ley N° 15.336, Ley N° 24.065, Decreto N° 432/82, Decreto N° 141/95, Decreto N° 186/85.

> Reconócese la deuda consolidada por aplicación de la Res. S.E. N° 406 de fecha 8 de Septiembre de 2003 a Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) por la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las Transacciones Económicas en el MEM del período comprendido entre el 1° de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010

Buenos Aires 20, de Mayo de 2010

VISTO el Expediente N° S01:0339606/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS, Y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se consolidaron deudas por las acreencias de los generadores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA a partir de las Transacciones Económicas del mes de junio de 2003.

Que por el Expediente mencionado en el Visto se tramitaron las Resoluciones Nros. 1.096 de fecha 7 de octubre de 2008, 537 de fecha I de julio de 2009, 1.032 de fecha 10 de diciembre de 2009 y 1067 de fecha 18 de diciembre de 2009, todas del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA, mediante las cuales se reconocieron las deudas por la comercialización en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA) Y NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA).

Que conforme surge de la documentación agregada a fojas 120 del expediente citado en el Visto, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), informa la deuda consolidada por aplicación de la Resolución N° 406/03 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA por las Transacciones Económicas correspondiente a EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA) por las operaciones de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA, cuyos montos incluye las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACYRETA recibida en Clorinda, Provincia de FORMOSA; por los excedentes correspondientes a las provincias de ENTRE RÍOS, CORRIENTES y MISIONES, provenientes del COMPLEJO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE, y por las Transacciones Económicas correspondientes a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA).

Que en la información suministrada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) se reconoce, las transacciones reales del mes de noviembre de 2009 estimadas en la Resolución N° 1067/09 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGÍA, las transacciones reales desde el 1° de diciembre de 2009 al 31 de marzo de 2010.

Que el ESTADO NACIONAL mediante el Artículo 17 de la Ley N° 26.422 tomó a cargo las deudas generadas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por las transacciones hasta el ejercicio 2009, y por el Artículo 16 de la Ley N° 26.546, toma a cargo las deudas generadas en el

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante el ejercicio 2010, por aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, correspondientes a las acreencias de NUCLEOELECTRTCA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA), de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA y a los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671.

QUE LA DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 36, 37 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1" del Decreto N" 432 de fecha 25 de agosto de 1982, el Artículo 5 del Decreto N°141 de fecha 26 de enero de 1995 y el Artículo B" del Decreto N' 186 de fecha 26 de julio de 1985.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Reconócese la deuda consolidada por aplicación de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 08 de Septiembre de 2003, a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), la suma de PESOS SEISCIENTOS NOVENTA Y SIETE MILLONES OCHENTA Y OCHO MIL DOSCIENTOS VEINTIDOS ($ 697.0 88,222) por la comercialización en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de la energía proveniente de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) del periodo comprendido entre el 1° de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010, dicho importe incluye las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACYRETA recibida en Clorinda, provincia DE FORMOSA; PESOS CIENTO OCHENTA Y UN MILLONES SETECIENTOS NOVENTA Y TRES MIL SEISCTENTOS SESENTA y CINCO ($ 181.793.665) por los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELECTRICO DE SALTO GRANDE por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) del periodo comprendido entre el 1° de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010, en el marco de las leyes No 24.954 y 25.671.

ARTÍCULO 2".- Reconócese la deuda consolidada por aplicación de Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 40; de fecha 8 de septiembre de 2003, a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA), LA SUMA DE PESOS NOVENTA Y DOS MILLONES DOSCIENTOS TREINTA Y CUATRO MIL CUARENTA Y UNO ($ 92.234.041) por las transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que van desde el 1° de noviembre de 2009 y el 31 de marzo de 2010.

ARTÍCULO 3°.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), a NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA), a La ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ y a la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS.

ARTÍCULO 4°.- Regístrese, comuníquese y archivase.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 559/2010

Citas Legales: Res. SE 406/2003, Res SE N° 1096/08, Res. SE. N° 537/09, Res SE N° 1092/09, Res SE N° 1067/09, Res SE N° 438/10; Ley N° 26.422, Ley N° 26.546, Ley N° 24.065, Decreto N° 432 de 1982, Decreto N° 141 de 1995.

> Reconócense las acreencias por aplicación de la RES S.E. 406/2003 de, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de PESOS $ 389.403.245.-, respecto de la comercialización del MEM de la energía proveniente de YACIRETÁ por las transacciones del MEM, del período comprendido entre 1° de abril de 2010 y 30 de Junio de 2010.

BUENOS AIRES, 14 de julio de 2010

VISTO el expediente N° S01:0339606/2008 del registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO

Que mediante la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se consolidaron deudas por las acreencias de los generadores en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA a partir de las Transacciones Económicas del mes de junio de 2003 que por el Expediente mencionado en el Visto se tramitaron las Resoluciones Nros. 1.096 de fecha 7 de octubre de 2008, 537 de fecha 8 de julio de 2009. 1.092 de fecha 10 de diciembre de 2009, 1067 de fecha 18 de .diciembre de 2009 y 438 de fecha 20 de mayo de 2010, todas del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, mediante las cuales se reconocieron las deudas por la comercialización en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA) y NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA).

Que conforme surge de la documentación agregada a fojas 144 del expediente citado en el visto, la Compañía Administradora del MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA), informa las acreencias por aplicación de la Resolución N° 406/03 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA por las transacciones Económicas desde el mes de Abril hasta el mes de Junio de 2010 correspondiente a Emprendimientos ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA) por las Operaciones de la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ, cuyos montos incluye las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACIRETÁ recibida en Clorinda, Provincia de FORMOSA; por los excedentes correspondientes a las provincias de ENTRE RÍOS, CORRIENTES Y MISIONES, provenientes del COMPLEJO HIDROELÉTRICO DE SALTO GRANDE, y por las Transacciones Económicas correspondientes a NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA).

Que en la información suministrada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), se detallan las transacciones definitivas del mes de abril de 2010 y una programación de las Transacciones correspondientes a los meses de Mayo, Junio y Julio de 2010. Que debido a la necesidad de contar con los fondos en tiempo y forma parte de las Empresas de Generación de Energía Eléctrica del ESTADO NACIONAL, resulta indispensable el reconocimiento de las Acreencias por las Transacciones programadas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA S.A. (CAMMESA).

Que las acreencias reconocidas por los meses Abril, Mayo y Junio de 2010, conforme lo informado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA (CAMMESA) se ajustarán y serán reconocidas como las definitivas por esta SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que el ESTADO NACIONAL mediante el Artículo 17 de la Ley N° 26.422 tomó a cargo las deudas generadas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) por las transacciones hasta el ejercicio 2009, y por el Artículo 16 de la Ley N° 26.546, toma a cargo las deudas generadas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) durante el ejercicio 2010 por aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, correspondientes a las acreencias de NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA S.A. (NASA), de la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ y a los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 36,37 y 85 de la Ley N° 24.065, EL Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de

Agosto de 1982 el Artículo 5° del Decreto N° 141 de fecha 26 de enero de 1995 y el Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 26 de julio de 1985.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Reconócense las acreencias por aplicación de la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, conforme lo informado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), por la suma de PESOS TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS TRES MIL DOCIENTOS CUARENTA Y CINCO ($389.403,245) respecto de la comercialización en el Mercado Mayorista (MEM) de la energía proveniente de la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ por la Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) del período comprendido entre el 1° de abril de 2010 y el 30 de Junio de 2010, incluyendo dicho importe las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACIRETÁ recibida en Clorinda, Provincia de FORMOSA; y PESOS NOVENTA MILLONES CIENTO DOS MIL SEISCIENTOS TREINTA Y TRES ($90.102.633) por los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE por las Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) del período comprendido entre el 1° de Abril de 2010 y el 30 de junio de 2010, en el marco de las leyes N° 24.954 Y 25.671.

ARTÍCULO 2°.- Reconócense las acreencias por aplicación de Resolución N° 406/03 antes citada, a NUCLEOELÉTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA), conforme lo informado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) por la suma de PESOS SETENTA Y SEIS MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y TRES ($ 76.650.893) respecto de las Transacciones Económicas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) desde el 1° de abril de 2010 al 30 de junio de 2010.

ARTÍCULO 3°.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MEYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), a NUCLEOELÉTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) a la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ y a la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS.

ARTÍCULO 4° - Regístrese, comuníquese y archívese.

Normativa del Año 2011

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 3/2011

Prorrógase, "ad-referendum" del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por un plazo de CIENTO VEINTE (120) meses contados a partir del 1º de enero de 2011 y con un valor de TRES PESOS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (3,60 $/MWh), la aplicación transitoria del cargo establecido por la Resolución Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005 de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 108/2011

Habilítase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, que a la fecha de publicación del presente acto no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que habiendo concretado su interconexión al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad a la publicación del presente acto, no hayan comprometido, en cualquier tipo de modalidad contractual, su disponibilidad de generación y energía asociada. En adelante, CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 147/2011

Establécese la prórroga del procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución N° 225/08.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 172/2011

Extiéndanse las reglas de asignación y demás criterios establecidos por la Resolución Nº 599/11, relacionada con el Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 202/2011

Apruébese por el presente acto la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Mayo y el 31 de Octubre de 2011.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 705/2011

Aclarase, que constituyen mecanismos excepcionales de cobros y pagos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a tal fin están afectados, los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Tambúes en los que es fiduciante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) como Administradora de los fondos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en su condición de organismo encargado del despacho (OED). Consecuentemente, las cuentas bancarias utilizadas en la operatoria de tales fideicomisos están destinadas a asegurar tales mecanismos de cobros y pagos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 932/2011

Incorporase al PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS, creado por el Artículo 1º de la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, el Complejo Hidroeléctrico CONDOR CLIFF – LA BARRANCOSA, sobre el Rio Santa Cruz, de MIL SETECIENTOS CUARENTA MEGAVATIOS (1740 MW) de Potencia, ubicado en la Provincia de Santa Cruz; el aprovechamiento multipropósito los BLANCOS I y II, sobre el Rio Tunuyan, DE CUATROCIENTOS OCHENTA Y CINCO MEGAVATIOS (485 MW) de Potencia, en la Provincia de Mendoza; el aprovechamiento multipropósito CHIHUIDO I, sobre el Rio Neuquén, DE SEISCIENTOS TREINTA Y SIETE (637 MW) de Potencia, en la Provincia de Neuquén; y el APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO PUNTA NEGRA, sobre el Rio San Juan, DE SESENTA MEGAVATIOS (60 MW) de Potencia; como OBRA COMPLEMENTARIA DEL APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO LOS CARACOLES sobre dicho Rio, en la Provincia de San Juan.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1301/2011

EXP S01: 0423810/2011. Apruébese la Programación Estacional de verano para el MEM elevada por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGÍA, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Noviembre de 2011 y el 30 de Abril de 2012.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1408/2011

EXP S01: 0339606/2008. Reconócense las acreencias por aplicación de la RES 406/2003 por la suma de PESOS $ 690.673.853 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la EBY por las Transacciones Económicas para el período entre 1° de febrero y el 31 de mayo de 2011.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1537/2011

Implementar el Formulario de "Renuncia Voluntaria al Subsidio", el Formulario de "Declaración Jurada sobre la necesidad de subsidio", el modelo de Nota de Finalización del Trámite de Renuncia, y el modelo de factura de servicio que como ANEXO forman parte integrante de la presente.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 3/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.075, del 21/01/2011

Citas Legales: Decreto 00186/1995; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 01216/2006; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Ley 26.095; Resolución MPFIPyS 2000/2005; Resolución SE 1193/2005; Resolución SE 1427/ 2004; Resolución SE 1866/2005

> Prorrógase, "ad-referendum" del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por un plazo de CIENTO VEINTE (120) meses contados a partir del 1º de enero de 2011 y con un valor de TRES PESOS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (3,60 $/MWh), la aplicación transitoria del cargo establecido por la Resolución Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005 de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

BUENOS AIRES, 13 DE ENERO DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:478880/2010 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS, la Ley 26.095 y el Decreto Nº 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006 y la Resolución Nº 1866 de fecha 29 de noviembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución Nº 1866/2005 citada en el VISTO, se estableció transitoriamente, por un plazo de SESENTA (60) meses contados a partir del 1º de diciembre de 2005 y con un valor definido en TRES CON SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (3,60 $/ MWh), un cargo tarifiario identificado como "CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM", a ser aplicado a la totalidad de la energía eléctrica realmente consumida por los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), con excepción de aquella declarada por los Agentes Distribuidores de dichos Mercados como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no supere los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) y sea identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

Que la aplicación de dicho cargo ha sido fijada para cumplimentar los objetivos comprometidos en el "ACUERDO DEFINITIVO PARA LA GESTION Y OPERACION DE LOS PROYECTOS PARA LA READAPTACION DEL MEM EN EL MARCO DE LA RESOLUCION S.E. 1427/ 2004", y en la Resolución Nº 1193 del 7 de octubre de 2005 de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Que los resultados exitosos de dicha aplicación, han sido demostrados con la construcción de la CENTRAL TERMOELECTRICA MANUEL BELGRANO (CTMB) con una potencia de OCHOCIENTOS CINCO MEGAVATIOS (805 MW) en la Ciudad de Campana, Provincia de BUENOS AIRES, que entró en operación comercial total el día 7 de enero de 2010 y la CENTRAL TERMOELECTRICA TIMBUES (CTT) con una potencia de OCHOCIENTOS VEINTICUATRO MEGAVATIOS (824 MW) en la Comuna de Timbúes, Provincia de SANTA FE, que entró en operación comercial total el día 2 de febrero de 2010.

Que con fecha 25 de noviembre de 2010 se suscribió un nuevo Acuerdo, denominado ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011 (ACUERDO 2008-2011) entre esta SECRETARIA DE ENERGIA y un conjunto de Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), por el cual se consigna entre sus objetivos el avanzar en el proceso de adaptación de dicho Mercado, buscando llevar adelante el ingreso de nueva generación eléctrica para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia, y propiciar la cancelación de Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) de los Generadores.

Que en virtud del compromiso asumido en dicho Acuerdo, se presentaron distintos proyectos ante esta SECRETARIA DE ENERGIA de este Ministerio, para la construcción de dos nuevas centrales térmicas, una de ellas denominada "CENTRAL TERMICA VUELTA DE OBLIGADO", y otra central, Proyecto II. Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA), ha comunicado que ante la imperiosa necesidad de abastecer la creciente demanda del Mercado Eléctrico, los proyectos de generación recibidos resultan beneficiosos para lograr la satisfacción de dicha demanda.

Que a su vez indicó que a partir del equipamiento que está previsto para la Central Térmica Vuelta de Obligado, se considera que "el proyecto propuesto se entiende razonable desde la óptica técnica de generación de origen térmico, dado que la tecnología de ciclos combinados, que pueden operar con gas

natural y gas oil, resulta ser una de las más nuevas y experimentadas tecnologías con dicho objeto, siendo su más reciente exponente en operación en el país, las Centrales del FONINVEMEM (CT Manuel Belgrano y CT Timbúes)".

Que a tal efecto esta SECRETARIA DE ENERGIA, a través de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, ha evaluado y aprobado dichos proyectos teniendo en cuenta las posibilidades y condiciones necesarias para ampliar la oferta de generación, a través de la construcción y puesta en funcionamiento de dichas centrales.

Que por su parte, el Acuerdo suscripto con fecha 25 de noviembre de 2010 establece en su punto 3.1.(i) que serán destinados a los proyectos de dicho Acuerdo 2008-2011, los recursos que se originen a partir de la demanda existente en el mercado eléctrico a instrumentarse mediante la aplicación de un Cargo Específico a los Agentes Demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMPS), en términos similares y con igual aplicación que el "CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM" establecido por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1866/2005, razón por la cual resulta necesario prorrogar la aplicación de dicho cargo.

Que en virtud de lo expuesto por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) y la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, los proyectos para la construcción de la central de ciclo combinado "CENTRAL TERMICA VUELTA DE OBLIGADO" y la central térmica identificada como "PROYECTO II" presentados por los Agentes Generadores, resultan concordantes con los objetivos planteados en dicho Acuerdo, respecto a la incorporación de nueva generación de energía eléctrica.

Que en atención a lo establecido por la Ley Nº 26.095 y su Decreto Reglamentario Nº 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006, la prórroga que se aprueba por la presente, debe ser "ad-referendum" del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Que ha tomado intervención la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS en virtud de lo establecido por la Resolución Nº 2000 de fecha 19 de diciembre de 2005 de dicho Ministerio.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado de la presente surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Prorrógase, "ad-referendum" del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por un plazo de CIENTO VEINTE (120) meses contados a partir del 1º de enero de 2011 y con un valor de TRES PESOS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (3,60 $/MWh), la aplicación transitoria del cargo establecido por la Resolución Nº 1866 del 29 de noviembre de 2005 de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 2º — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a facturar mensualmente, a partir del 1º de enero de 2011, el referido cargo a todos los agentes demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) y a transferir la totalidad de los montos recaudados a una cuenta custodia específica y separada en el ámbito del FONDO DE ESTABILIZACION del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a identificarse como FONDO PARA EL AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA, hasta tanto se constituyan los fideicomisos específicos de las obras necesarias para la construcción y puesta en funcionamiento de los proyectos a desarrollarse bajo el marco del ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011, momento en el cual el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS, a través de esta SECRETARIA DE ENERGIA, instruirá los pasos a seguir para la transferencia de dichos recursos desde el mencionado fondo a tales fideicomisos.

Serán admitidos aportes de capital de terceros a los fideicomisos específicos a crearse, en cuyo caso será facultad de la SECRETARIA DE ENERGIA reducir el plazo de aplicación del citado cargo.

Art. 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL del REGISTRO OFICIAL y archívese. — Daniel O. Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 108/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.129, del 13/04/2011

Citas Legales: Código civil - artículo 0513; Código civil - artículo 0514; Comunicación BCRA “A” 3500; Decreto 00186/1995 - artículo 08; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Ley 15.336; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 67; Ley 24.065 - artículo 85; Ley 26.190; Resolución SE 0008/2002; Resolución SE 0246/2002; Resolución SE 0406/2003; Resolución SE 0712/2009; Resolución SE 2022/2005 - artículo 01; Resolución SEE 0061/1992; Resolución SEE 0061/1992 - capítulo 5 - punto 5.3 - apartado 5.3.4; Resolución SEE 0061/1992 - capítulo 5 - punto 5.6 - apartado 5.6.1

Habilítase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada.

BUENOS AIRES, 29 DE MARZO DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:0451377/2010 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que como se explicitara en la Ley Nº 24.065, dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, se incluye, además de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, el de alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que la Ley Nº 26.190 establece el REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dicha ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energías renovables con destino a la prestación del servicio público.

Que asimismo establece, como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energías renovables del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del régimen mencionado.

Que de acuerdo a la naturaleza de los recursos explotados la generación de energía eléctrica con fuentes energéticas renovables requiere la adopción de medidas particulares para favorecer su desarrollo y sustentabilidad en el tiempo.

Que la viabilidad de estos proyectos está claramente signada por la posibilidad de establecer un régimen normativo que permita el repago en el largo plazo de inversiones que se destacan por sus altos costos de instalación.

Que a través de la Resolución Nº 712 de fecha 9 de octubre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS se habilitó la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES permitiendo su suscripción entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) en representación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), sentando un antecedente normativo en la contratación por parte del mercado de energía eléctrica de origen renovable.

Que resulta necesario ampliar, para expandir la oferta de generación con energías alternativas, la habilitación para contratar generación adicional a partir de fuentes renovables a todos los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Que atento lo expuesto, resulta necesario disponer las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas y normativas necesarias para la instalación de nueva oferta de generación que utilice recursos renovables.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 35, 36, 85 de la Ley Nº 24.065, del Artículo 8º del Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995, de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y las Resoluciones Nº 8 del 5 de abril de 2002 y Nº 246 del 4 de julio de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Habilítase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, que a la fecha de publicación del presente acto no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que habiendo concretado su interconexión al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad a la publicación del presente acto, no hayan comprometido, en cualquier tipo de modalidad contractual, su disponibilidad de generación y energía asociada. En adelante, CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Art. 2º — Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presenten los Agentes del MEM antes mencionados, en los que participe el Estado Nacional, ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determine.

Art. 3º — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES podrán celebrarse tanto para proyectos que utilicen tecnologías que permitan respaldar la potencia de sus unidades generadoras, como en aquellos en los que esto no fuera posible de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada. Se adjunta como ANEXO el modelo de contrato, el cual forma parte integrante de la presente.

Art. 4º — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES tendrán las siguientes características:

a) La vigencia será de hasta QUINCE (15) años; siendo factible una prolongación de este plazo en hasta DIECIOCHO (18) meses.

b) Parte Vendedora: el Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta haya sido aprobada por la SECRETARIA DE ENERGIA.

c) Parte Compradora: El MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto, representado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" de dicho Mercado a Precio Estacional. En ese sentido, dicha Compañía actuará en los términos establecidos en el Artículo 1º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005.

d) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos e ingresos aceptados por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

e) Las centrales y máquinas afectadas al cubrimiento de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, serán despachadas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), considerando especialmente las modificaciones a LOS PROCEDIMIENTOS incluidos en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 712/2009.

f) El presente régimen es aplicable a las tecnologías incluidas en la Ley Nº 26.190 y a todas aquellas que puedan ser consideradas renovables por parte de la Autoridad de aplicación de la misma.

Art. 5º — Todas aquellas ofertas de disponibilidad de generación que pretendan la celebración de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES en el marco de esta norma, deberán presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, la siguiente información:

a) Emplazamiento de las unidades comprometidas.

b) El recurso energético a explotar.

c) La/s unidad/es a ser habilitadas y que asumirá/n el compromiso y su descripción técnica.

d) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/es habilitadas que asumirá/n el compromiso.

e) Duración del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES requerido a través de la oferta.

f) Período de vigencia de la oferta.

g) Precio y condiciones comerciales.

h) Punto de conexión y fecha de ingreso al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

i) La desagregación de todos los costos fijos y variables y, en particular, los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la capacidad ofertada junto con la documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

j) El cálculo de producción eléctrica junto a toda la información relativa al recurso a explotarse, incluyendo los estudios y documentación que permitan acreditar el funcionamiento de las máquinas a comprometer. Dichos estudios deberán estar avalados por un organismo de reconocido prestigio en la materia.

Esta SECRETARIA DE ENERGIA remitirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) las actuaciones correspondientes, a fin de que esta última, tramite e informe los resultados obtenidos sobre la viabilidad técnica y económica-financiera de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada habilitadas en los términos del artículo 2º de la presente, utilizando para ello el asesoramiento de una Universidad Nacional o entidad similar con experiencia y capacidad técnica en la evaluación de proyectos de similares características.

En base a la información remitida, esta Secretaría evaluará las ofertas presentadas e instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre aquellas propuestas que resulten aceptadas para su contratación, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables aceptados a ser reconocidos en el contrato de abastecimiento a suscribir por la operación del equipamiento comprometido. Junto con dicha instrucción, esta Secretaría de Energía remitirá el texto del contrato a suscribir, como así también la metodología a implementar para su inclusión en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Asimismo, a los fines de la evaluación de las ofertas, esta SECRETARIA DE ENERGIA, podrá solicitar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la realización de todos los estudios técnicos necesarios para verificar que el aporte de energía proveniente de la nueva capacidad sea conveniente para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad del sistema en su conjunto.

Art. 6º — Establécese que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología que se defina en el respectivo contrato.

Los referidos costos podrán ser revisados por esta SECRETARIA DE ENERGIA cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Los agentes Distribuidores y/o Prestadores de dicha función del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que abonen sus compras en el Mercado "Spot" a Precio Estacional, abonarán el precio ofertado en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM a través de dichos precios estacionales.

La remuneración en el Mercado Spot de la energía eléctrica producida por las centrales de generación precedentes, por sobre las comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES que pudiera tener el correspondiente Agente Generador, será la dispuesta en LOS PROCEDIMIENTOS, conforme el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por dicho Generador y aceptado por la SECRETARIA DE ENERGIA. La eventual diferencia positiva entre el valor antes indicado de Costo Variable de Producción (CVP) y el Precio de Nodo del Generador en operación (PN), será incluida en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización para su recuperación.

Art. 7º — Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) deberá emitir la documentación comercial que resulte necesaria para la realización de la facturación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM, así como realizar las adecuaciones que resulten pertinentes sobre todas aquellas cuestiones transaccionales u operativas que fueren menester.

Art. 8º — Establécese que los Agentes Generadores que hayan suscripto CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES deberán cumplir, en función de sus características técnicas, con todos los requisitos establecidos en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)". El Señor Subsecretario de

Energía Eléctrica podrá adecuar dichos procedimientos en todo lo relativo a la adaptación de las normas de despacho que sean menester para un correcto funcionamiento del sistema en su conjunto.

Art. 9º — Establécese que, en tanto sea de aplicación la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, las obligaciones de pago derivadas de los presentes contratos, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del artículo 4º de esta resolución.

En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406/2003, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Art. 10. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 11. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

ANEXO

"CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES"

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a los ……. días del mes de ……., en cumplimiento de lo instruido en la nota S.E. Nº ……. de fecha ……., entre el COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO ARGENTINO S.A. (CAMMESA), actuando por INSTRUCCION REGULATORIA en los términos del artículo 1º de la Resolución SE Nº 2022/2005, con domicilio legal en Av. ……., representada en este acto por ……; y ……., con domicilio legal en ……., actuando como Agente Generador del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO por la CENTRAL ……., con domicilio legal en ……., representada en este acto por ……., acuerdan celebrar el presente Contrato, sujetándolo a los términos y condiciones que seguidamente se estipulan.

I. DEFINICIONES

I.1. CAMMESA: significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. SOCIEDAD ANONIMA, que en virtud del Decreto 1192/92 tiene a su cargo la función de Organismo Encargado del Despacho.

I.2. CENTRAL: es la Central …….

I.3. CONTRATO: es el presente contrato.

I.4. DOLARES ESTADOUNIDENSES o U$S: es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de Norte América, o la que pudiera reemplazarla en el futuro.

I.5. DTE: es el DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS emitido por CAMMESA.

I.6. EMPRESA: es ……., en su función de Agente Generador MEM por la CENTRAL …….

I.7. ENERGIA CONTRATADA: es la cantidad de energía que el VENDEDOR se compromete a generar y el COMPRADOR a recibir durante la vigencia del CONTRATO.

I.8. ENERGIA SUMINISTRADA: es la energía que la PARTE VENDEDORA entrega a la PARTE COMPRADORA en virtud del presente CONTRATO.

I.9. LOS PROCEDIMIENTOS: Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992, sus normas modificatorias y complementarias.

I.10. MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

I.11. PARTE COMPRADORA: CAMMESA.

I.12. PARTE VENDEDORA: Es el Agente Generador del MEM ……

I.13. PARTE: cada una de las PARTES individualmente.

I.14. PARTES: son en conjunto la PARTE VENDEDORA y la PARTE COMPRADORA.

I.15. PESOS ó $: es la moneda vigente y de curso legal en la República Argentina, o la que en el futuro pudiera reemplazarla.

I.16. PLAZO NOMINAL DEL PROYECTO: el tiempo estimado (valor esperado) necesario para que la CENTRAL entregue la ENERGIA CONTRATADA.

I.17. POTENCIA CONTRATADA: es la potencia máxima que la PARTE COMPRADORA se compromete a adquirir a la PARTE VENDEDORA siempre que las condiciones de despacho de generación, en cumplimiento de lo indicado en LOS PROCEDIMIENTOS, lo permitan.

I.18. PUNTO DE ENTREGA: es el nodo del SADI y/o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte correspondiente, y en la cual la PARTE VENDEDORA se compromete a entregar la ENERGIA SUMINISTRADA.

I.19. "SADI": Es el Sistema Argentino de Interconexión.

II. REGLAS DE INTERPRETACION

II.1. Los términos en "mayúscula", tendrán el significado asignado por el presente CONTRATO. Los términos definidos comprenderán tanto el singular como el plural.

II.2. Salvo una disposición en particular en contrario, todas las menciones de este CONTRATO a determinados artículos y subdivisiones son referencias a artículos y subdivisiones del presente CONTRATO. Los títulos de cada cláusula se incluyen al solo efecto de facilitar su referencia y no deben ser tenidos en cuenta en la interpretación del CONTRATO.

II.3. Si cualquier disposición, cláusula o parte del CONTRATO fuera declarada ilegal, inaplicable, inejecutable, nula y/o de cumplimiento imposible por un tribunal competente, el CONTRATO y sus disposiciones y partes no cuestionadas continuarán en plena vigencia, y la disposición, cláusula o parte que hubiere sido afectada por la antedicha declaración deberá ser reemplazada por otra, en un todo de acuerdo con el espíritu fundamental del CONTRATO.

II.4. Todos los términos del presente que impliquen una denotación o connotación contable, serán interpretados con el significado que a dichos términos le asignan las reglas de uso, prácticas contables y los Principios de Contabilidad generalmente aceptados en la República Argentina.

II.5. Salvo que en este CONTRATO se haga referencia a Días Hábiles, cualquier referencia a "días" se entenderá como "días corridos".

II.6. El presente CONTRATO se rige e interpreta conforme a las leyes argentinas y particularmente por:

II.6.1. El Marco Regulatorio Eléctrico integrado por la Ley Nº 15.336 y Nº 24.065 y sus Reglamentaciones y Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Previos (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992, con sus normas modificatorias y complementarias.

II.6.2. La Resolución Nº..... de la SECRETARIA DE ENERGIA y los términos del presente CONTRATO.

III. OBJETO Y ALCANCE

III.1. El objeto del presente CONTRATO es establecer las relaciones entre las PARTES para el abastecimiento de energía eléctrica por la PARTE VENDEDORA a la PARTE COMPRADORA en las condiciones y con los alcances que se estipulan en las cláusulas siguientes.

IV. CARACTERISTICAS DEL ABASTECIMIENTO

IV.1. La PARTE VENDEDORA se compromete a entregar la ENERGIA CONTRATADA a la PARTE COMPRADORA en las condiciones y con el alcance que se define a continuación.

IV.2. La ENERGIA SUMINISTRADA es la energía generada por la CENTRAL no forzada por requerimientos del generador, multiplicada por una hora, que resultará en cada momento de la disponibilidad de máquinas, las condiciones meteorológicas y el despacho que realice CAMMESA.

IV.3. Los excedentes de energía en cada hora por encima de la POTENCIA CONTRATADA serán comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con Agentes del MEM y no serán contabilizados a los efectos del cálculo de la Energía Contratada.

IV.4. La PARTE VENDEDORA entrega la ENERGIA SUMINISTRADA bajo la forma de corriente alterna de frecuencia igual a 50 Hz y a la tensión correspondiente al PUNTO DE ENTREGA.

IV.5. La calidad de la frecuencia y tensión del abastecimiento estarán regidas por las normas operativas vigentes, y por los reglamentos asociados al transporte establecidos por la autoridad competente.

IV.6. Los compromisos asumidos por la PARTE VENDEDORA se extienden a la totalidad del PLAZO DE VIGENCIA definido en la Cláusula VII.

IV.7. La PARTE COMPRADORA se compromete a pagar mensualmente a la PARTE VENDEDORA o a quien ésta designe ceder los créditos correspondientes, un monto por la ENERGIA SUMINISTRADA, calculado en base a los valores efectivamente entregados cada mes y al precio definido en la Cláusula IX.3.

V. POTENCIA CONTRATADA

V.1. La POTENCIA CONTRATADA es de …… MW durante la totalidad de las horas del PLAZO DE VIGENCIA. Este valor se entenderá como un máximo, es decir, la PARTE COMPRADORA no estará obligada a tomar ni pagar en cada hora una energía superior al valor que resulta de multiplicar la POTENCIA CONTRATADA (POTCONT) por una hora.

VI. ENERGIA CONTRATADA

VI.1. La PARTE COMPRADORA se compromete a adquirir hasta un máximo de …… MWh durante el Plazo de Vigencia del CONTRATO. En el caso que se cumpla el PLAZO MAXIMO establecido en la Cláusula VII, la PARTE COMPRADORA no estará obligada a recibir y pagar la ENERGIA SUMINISTRADA cumplido dicho período.

VI.2. La ENERGIA CONTRATADA se ha determinado como el valor esperado de la energía producida por la CENTRAL durante el PLAZO NOMINAL DEL PROYECTO, fijado en 15 años.

VII. PLAZO DE VIGENCIA

VII.1. El presente CONTRATO tendrá un PLAZO DE VIGENCIA de QUINCE (15) años, prorrogables por la SECRETARIA DE ENERGIA por hasta un máximo de dieciocho (18) meses (PLAZO MAXIMO), contados a partir de la HABILITACION COMERCIAL de la primera unidad generadora de la POTENCIA CONTRATADA, salvo que la PARTE VENDEDORA entregue la ENERGIA CONTRATADA en un plazo menor, en cuyo caso se dará por cumplido el PLAZO DE VIGENCIA.

VII.2. El presente CONTRATO quedará sin efecto cuando la HABILITACION COMERCIAL del total de la POTENCIA CONTRATADA demande un plazo 50% mayor al previsto originalmente […… (……) días corridos contados a partir de la fecha del presente CONTRATO]. CAMMESA se reserva el derecho de prorrogar los plazos de forma tal que se finalicen las obras y se realice la HABILITACION COMERCIAL.

VIII. PUNTO DE ENTREGA

VIII.1. Se define como PUNTO DE ENTREGA, el nodo de vinculación de la CENTRAL …… a la ET …… en …… kV, del SADI, perteneciente a ……

IX. PRECIOS

IX.1. Precio de la POTENCIA

No se remunera la potencia. El generador no percibe ningún pago en concepto de potencia.

Se remunera la energía efectivamente entregada por el generador a la red hasta un valor máximo igual a la cantidad de energía máxima establecida para la hora, al precio que se indica más adelante.

IX.2. Reintegro de Costos Fijos

Se reintegrarán al generador una fracción de los costos fijos correspondientes al mes "m" de la operación de las MAQUINAS COMPROMETIDAS en el MEM, integrado por entre otros componentes a estipular por la SECRETARIA DE ENERGIA:

- Cargo Complementario que corresponde abonar por la CENTRAL a Transportistas de Energía Eléctrica Nacionales o Troncales ($).
- Cargos correspondientes a la CENTRAL por la participación en el pago del Canon de Ampliaciones Menores ($).
- Cargos correspondientes a la CENTRAL por la participación en el pago del Canon a Transportistas Independientes ($).
- Cargos por Conexión abonados a Transportistas de Energía Eléctrica Nacionales o Troncales ($).
- Cargos de Transporte abonados a Prestadores de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) ($).
- Cargo correspondiente a la CENTRAL por gastos CAMMESA, según lo especificado en el apartado 5.3.4. - "REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED" del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS ($).
- Tasa de Fiscalización y Control correspondiente a abonar por la CENTRAL al ENRE, según lo previsto en el artículo 67 de la Ley 24.065 ($).
- Cargo por uso de la regulación primaria de frecuencia.

Estos costos serán determinados en base a la información publicada en el DTE del mes correspondiente, que emita CAMMESA. En tanto no se instruya la incorporación de otro término a tener en cuenta, los mismos serán los que determine CAMMESA en cada Transacción Económica mensual, más la tasa de Fiscalización y Control que el ENRE informe.

La fracción de los costos fijos a reintegrar al GENERADOR será la que resulta de dividir la energía comercializada mensualmente con este contrato del total de la energía comercializada cada mes por la CENTRAL en el MEM.

IX.3. Precio de la ENERGIA SUMINISTRADA

El precio de la ENERGIA SUMINISTRADA (Pr.ENESUM) se fija en ……. U$S/MWh y será constante durante toda la vigencia del CONTRATO. El Pr.ENESUM es neto de los conceptos definidos en los apartados IX.2 y XI.

X. AJUSTE DEL PRECIO DE LA ENERGIA SUMINISTRADA

X.1. La PARTE VENDEDORA tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada (Pr.ENESUM) cuando se produzcan modificaciones en Impuestos, Tasas y Cargos Nacionales, Provinciales y Municipales, comprometiéndose a ese efecto a suministrar a la SECRETARIA DE ENERGIA antes del último día hábil de cada mes, la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada (Pr. ENESUM).

X.2. El nuevo precio de la energía suministrada deberá contar con la aceptación expresa de la SECRETARIA DE ENERGIA para su aplicación.

X.3. Hasta tanto no se cuente con un nuevo valor para el precio de la energía suministrada, la PARTE COMPRADORA realizará la liquidación de ventas utilizando los valores aceptados hasta ese momento, la que será corregida cuando se informen el nuevo precio y su entrada en vigencia.

XI. GRAVAMENES

XI.1. A los reintegros fijados en la Cláusula IX.2 se les deberán adicionar todos los Gravámenes que sean aplicables al abastecimiento objeto del CONTRATO, los que serán todos por cuenta y cargo de la PARTE COMPRADORA.

XI.2. Sin que ello implique limitación, se encuentran incluidos dentro de los Gravámenes a cargo de la PARTE COMPRADORA, el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y otros cargos o gravámenes que deban ser incluidos en la liquidación de ventas a favor de la PARTE VENDEDORA con motivo del presente CONTRATO, conforme a la normativa general aplicable.

XI.3. Quedan excluidos de la presente Cláusula los impuestos directos que graven la actividad o utilidades de la PARTE VENDEDORA o la PARTE COMPRADORA, los que estarán a cargo de cada una de las nombradas, respectivamente.

XI.4. La modificación de la alícuota de cualquier Gravamen aplicable al abastecimiento objeto del CONTRATO serán considerados por la SECRETARIA DE ENERGIA conforme a lo establecido en la Cláusula X.

XI.5. En todos los casos, excepto en lo que respecta al impuesto al valor agregado (IVA), la consideración de los cargos y/o gravámenes involucrados en la presente cláusula deberá contar con la correspondiente autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA, conforme a lo establecido en la Cláusula X.

XII. LIQUIDACION DE VENTAS

XII.1. Mensualmente, la PARTE COMPRADORA calculará:

XII.1.1. La ENERGIA SUMINISTRADA, como:

$$ENESUM = \Sigma h{=}HSMES\ mínimo\ ([ENESUM\ h];\ [POTCONT{*}1(h)])$$

Donde:

ENESUM = ENERGIA SUMINISTRADA mensual (MWh).

HSMES = horas del mes.

$ENESUM_h$ = Energía generada en la hora "h" (MW).

POTCONT = POTENCIA CONTRATADA.

XII.1.2. El monto total mensual a liquidar (MONLIQ) a la PARTE VENDEDORA, como:

$$MONLIQ = Pr.ENESUM * ENESUM + CARFIJMEM$$

Donde:

CARFIJMEM = Costos fijos reintegrables al generador correspondientes al mes "m" por la operación de sus MAQUINAS COMPROMETIDAS en el MEM.

XIII. DOCUMENTACION COMERCIAL Y PAGO

XIII.1. Mensualmente, CAMMESA publicará en el DTE respectivo toda la información necesariay suficiente para la adecuada verificación de los términos físicos y económicos definidos en el CONTRATO.

XIII.2. A los efectos de la publicación del DTE, CAMMESA convertirá los valores informados por la PARTE VENDEDORA nominados en DOLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS, utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)" correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el DTE.

XIII.3. Mensualmente, la PARTE COMPRADORA emitirá a favor de la PARTE VENDEDORA, la liquidación de ventas correspondiente al CONTRATO, calculada en base a la información publicada en el DTE provisorio correspondiente al mes.

XIII.4. Si posteriormente hubiere diferencias entre la información utilizada para el cálculo de las liquidaciones de venta y la información publicada en el DTE definitivo, la PARTE COMPRADORA emitirá notas de crédito o débito a favor de la PARTE VENDEDORA, según corresponda en cada oportunidad.

XIII.5. La documentación comercial será remitida por la PARTE COMPRADORA en el domicilio establecido por la PARTE VENDEDORA en la Sección XXI.1.

XIII.6. La PARTE COMPRADORA depositará a la fecha de vencimiento y en las cuentas que indique la PARTE VENDEDORA la cantidad de PESOS necesaria para adquirir los DOLARES ESTADOUNIDENSES

que hubieren resultado de convertir los PESOS consignados en la liquidación de venta aplicando la tasa de cambio establecida en XIII.2. Para ello, utilizará la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)" correspondiente al día hábil previo a la fecha de vencimiento.

XIII.7. En caso que la referencia adoptada para la obtención de la tasa de cambio se modifique, sustituya o no se publique en el futuro, las PARTES acordarán de común acuerdo una nueva referencia, debiendo contar la misma con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA.

XIII.8. Las fechas de vencimientos de la documentación comercial emitida serán las establecidas en el Apartado 5.6.1 del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

XIV. MORA

XIV.1. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones especificadas en el CONTRATO por una de las partes constituirá a esta en mora automática, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna. Asimismo, cada una de las PARTES se constituirá en mora automática, cuando:

XIV.1.1. La PARTE COMPRADORA incurra en:

i) la falta de pago en término de cualquier suma adeudada en relación al cumplimiento del presente contrato;

ii) la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el CONTRATO dejen de ser válidas y exigibles;

iii) su disolución o entrada en liquidación;

iv) la entrada en cesación de pagos;

v) la presentación en concurso preventivo o quiebra;

vi) la declaración en quiebra;

vii) la petición de su quiebra por un tercero que no fuera recurrida en la primer oportunidad procesal de hacerlo;

viii) el acaecimiento de cualquier hecho o acto que, de conformidad con el Marco Normativo, tuviere efectos análogos a los descritos anteriormente;

ix) el estado de acuerdo preventivo extrajudicial; o

x) la intervención judicial, la respectiva administración empresaria, o la ejecución de más del 50% de los bienes o de la mayoría de los bienes.

XIV.1.2. La PARTE VENDEDORA incurra en:

i) la falta de pago en término de cualquier suma adeudada en relación al cumplimiento del presente contrato;

ii) la pérdida de su calidad de Agente Generador del MEM;

iii) la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el CONTRATO dejen de ser válidas y exigibles;

iv) su disolución o entrada en liquidación;

v) la entrada en cesación de pagos;

vi) la presentación en concurso preventivo o quiebra;

vii) la declaración en quiebra;

viii) la petición de su quiebra por un tercero que no fuera recurrida en la primer oportunidad procesal de hacerlo;

ix) el acaecimiento de cualquier hecho o acto que, de conformidad con el Marco Normativo, tuviere efectos análogos a los descritos anteriormente;

x) la cesión por la PARTE VENDEDORA de una parte sustancial de sus bienes o derecho que, a criterio exclusivo de la PARTE COMPRADORA, afecte o pudiera afectar el cumplimiento de las obligaciones asumidas bajo el CONTRATO.

xi) el estado de acuerdo preventivo extrajudicial;

xii) la intervención judicial de la respectiva administración empresaria, o la ejecución de más del 50% de los bienes o de la mayoría de los bienes; o

xiii) el incumplimiento del compromiso de abastecimiento asumido en el CONTRATO, por una causa exclusivamente imputable a la PARTE VENDEDORA, que se extienda por DOS (2) meses.

XIV.2. Producida la mora, que operará automáticamente, por el mero vencimiento de los plazos convenidos, o por el acaecimiento de cualquiera de los hechos enumerados en la presente cláusula, la PARTE que cumplió podrá ejercer los derechos que se establecen en XIV.3.

XIV.3. Consecuencias de la mora

XIV.3.1. En el caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, la PARTE cumplidora tendrá derecho a percibir las sumas adeudadas más el pago de los intereses y montos en concepto de sanciones, establecidas para las obligaciones de pago por transacciones de energía eléctrica en el MEM en LOS PROCEDIMIENTOS.

XIV.3.2. Para el resto de los incumplimientos, la PARTE cumplidora tendrá derecho a optar por:

i) Exigir el cumplimiento por la PARTE incumplidora de la obligación incumplida, notificando la misma a la SECRETARIA DE ENERGIA, o

ii) Rescindir el CONTRATO, sin necesidad de declaración judicial, bastando a tal efecto la sola manifestación de la voluntad de la PARTE cumplidora de su decisión de rescindir y de la fecha en que tendrá efecto la rescisión, junto con la respectiva notificación a la SECRETARIA DE ENERGIA.

El ejercicio por la PARTE cumplidora de la primera de las citadas alternativas no obstará al ejercicio posterior de la segunda, en caso de que el incumplimiento persistiere. Lo previsto precedentemente lo será sin perjuicio de los restantes derechos que conforme a la ley pudieren corresponder a la PARTE cumplidora ante el incumplimiento de la otra.

XIV.4. Las PARTES, en ningún caso, excepto en el caso de dolo, serán responsables de pérdidas y/o daños indirectos o lucro cesante.

XV. RESOLUCION DEL CONTRATO POR ACUERDO DE LAS PARTES

XV.1. Las PARTES, en conjunto, podrán proponer a la SECRETARIA DE ENERGIA la resolución del CONTRATO, cuando medien razones justificadas para ello.

XV.2. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá autorizar o rechazar, a su solo juicio, la propuesta de resolución presentada.

XVI. RESOLUCION POR CULPA DE LA PARTE VENDEDORA

XVI.1. La PARTE COMPRADORA podrá resolver el CONTRATO por culpa de la PARTE VENDEDORA, sin derecho a indemnización ni reclamos de ninguna especie, cuando se verifique alguno de los siguientes supuestos:

a) Cuando la PARTE VENDEDORA sea culpable de fraude o grave negligencia,

b) Cuando la PARTE VENDEDORA contravenga las obligaciones y condiciones estipuladas en el CONTRATO;

c) Cuando la PARTE VENDEDORA solicite su concurso de acreedores o sea declarada su quiebra;

d) La PARTE VENDEDORA venda o ceda total o parcialmente el CONTRATO sin cumplir las condiciones previstas en el CONTRATO.

e) Demás supuestos previstos en el CONTRATO.

XVI.2. En los casos previstos por los apartados b) y e) anteriores, con carácter previo a la resolución, la PARTE COMPRADORA deberá intimar a la regularización de la conducta debida por la PARTE VENDEDORA, en cada caso, en un plazo de quince (15) días salvo que se acordare uno mayor.

Si la PARTE VENDEDORA no regulariza su conducta a satisfacción de la PARTE COMPRADORA en dicho plazo, el CONTRATO podrá ser resuelto sin más. Recibida la comunicación de la PARTE COMPRADORA resolviendo el CONTRATO, la PARTE VENDEDORA podrá continuar con la comercialización de la generación conforme lo dispuesto en el apartado IV.3.

XVII. RESOLUCION POR CULPA DE LA PARTE COMPRADORA

XVII.1. LA PARTE VENDEDORA podrá resolver el CONTRATO por culpa de la PARTE COMPRADORA, cuando se verifique alguno de los siguientes supuestos:

XVII.1.1. Si la PARTE COMPRADORA incumple por su culpa con sus obligaciones por un plazo que exceda los noventa (90) días;

XVII.1.2. Cuando la PARTE COMPRADORA sea culpable de fraude o grave negligencia, o contravenga sustancialmente las obligaciones y condiciones estipuladas en el CONTRATO.

XVIII. CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

XVIII.1. Ninguna de las PARTES será responsable por incumplimientos de sus obligaciones debidas a caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo establecido en esta cláusula. El alcance del caso fortuito o fuerza mayor será regido por lo dispuesto en los artículos 513, 514 y concordantes del Código Civil Argentino.

XVIII.2. Ocurrido el caso fortuito o la fuerza mayor, las PARTES no serán responsables por los daños y perjuicios causados a la otra PARTE con motivo del incumplimiento que se derivase del caso fortuito o la fuerza mayor, quedando suspendido el cumplimiento de las obligaciones de las PARTES bajo este CONTRATO mientras perdure la causa que le dio origen.

XVIII.3. La suspensión en el cumplimiento de las obligaciones asumidas o la rescisión del CONTRATO en las condiciones descritas en esta cláusula no dará lugar a reclamo alguno por daños y perjuicios.

XVIII.4. La PARTE que alegue el caso fortuito o fuerza mayor deberá notificar el hecho por escrito a la otra PARTE y a la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de los dos (3) días hábiles de producido o conocido el mismo. En dicha notificación se deberá informar la duración, extensión y consecuencias estimadas del caso fortuito o fuerza mayor y si el incumplimiento será total o parcial, acompañando asimismo la documentación probatoria. El transcurso del plazo indicado sin que se efectúe la denuncia de la causa o causas de impedimento, importará la caducidad del derecho a alegar los eximentes de responsabilidad.

XVIII.5. Recibida la notificación, la parte cumplidora deberá expedirse respecto del caso fortuito o fuerza mayor invocados dentro de los diez (10) días hábiles de notificado el hecho. Si no lo hiciere, se dará por aceptada la causal invocada.

XVIII.6. Acordado por las PARTES la existencia del caso fortuito o fuerza mayor y su extensión, cualquiera de las partes podrá comunicar a los organismos y sociedades competentes y otros terceros que pudiesen corresponder, la suspensión de los efectos del CONTRATO con la conformidad y colaboración de la otra PARTE, que no podrá ser irrazonablemente denegada.

XVIII.7. Desaparecidas las causales del caso fortuito o fuerza mayor o del caso fortuito invocadas y aceptadas, deberá cumplirse con las obligaciones pendientes bajo el CONTRATO.

XVIII.8. Las PARTES acuerdan que en el supuesto de que la imposibilidad de cumplir con las obligaciones asumidas se prolongue por más de CIENTO VEINTE (120) días como consecuencia del caso fortuito o fuerza mayor denunciado conforme a esta cláusula, cualquiera de las partes podrá dejar sin efectos unilateralmente la relación contractual a su sola voluntad, sin que su actitud genere responsabilidad alguna por daños y perjuicios, procediendo, en su caso, a la pertinente comunicación a los organismos competentes y a terceros que pudiesen corresponder. A tal fin, deberá notificar fehacientemente esa circunstancia con una antelación no menor a TREINTA (30) días de la fecha prevista para la extinción del CONTRATO.

XVIII.9. Dada la naturaleza de la obligación asumida por la PARTE VENDEDORA, la PARTE COMPRADORA no podrá invocar la existencia de caso fortuito o fuerza mayor y las dispensas concedidas en esta cláusula para justificar el incumplimiento en el pago de sumas de dinero líquidas y exigibles adeudadas por cualquier concepto bajo este CONTRATO, incluyendo —pero sin limitarse a ello— la Potencia y Energía Eléctrica abastecidas hasta ese momento por la PARTE VENDEDORA a la PARTE COMPRADORA, los intereses y los reembolsos que deba realizar conforme a lo previsto en este CONTRATO.

XIX. CESION DEL CONTRATO

XIX.1. La PARTE VENDEDORA no podrá ceder total ni parcialmente los derechos y obligaciones emergentes de este CONTRATO. No obstante, se podrán ceder los créditos que posea contra la PARTE COMPRADORA a efectos de facilitar la obtención del financiamiento para la adquisición de las unidades

generadoras, o la construcción y/o ampliación de la capacidad de generación eléctrica, para respaldar la POTENCIA CONTRATADA.

XX. RESOLUCION DE CONTROVERSIAS. JURISDICCION.

XX.1. Las eventuales controversias derivadas de la interpretación y/o ejecución del presente CONTRATO deberán ser resueltas por las PARTES de conformidad con lo establecido a continuación.

XX.1.1. En primer término, en forma amistosa entre los respectivos representantes de las PARTES, los cuales intentarán resolver las controversias dentro de un período de TREINTA (30) días corridos, contados a partir de la fecha en la cual una de las PARTES por escrito de la otra indicando la existencia de una controversia que se desea resolver conforme a este procedimiento.

XX.1.2. Si transcurrido el plazo mencionado la controversia subsistiera, la misma será remitida a la SECRETARIA DE ENERGIA para su resolución final.

XX.2. Subsidiariamente, las PARTES se someten a la jurisdicción de los tribunales federales de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, renunciando a cualquier otra que pudiera corresponderles.

XXI. DOMICILIOS Y NOTIFICACIONES

XXI.1. A todos los efectos derivados del presente CONTRATO, las PARTES constituyen domicilio en los lugares que a continuación se indican:

LA PARTE VENDEDORA: .....;

LA PARTE COMPRADORA: .....

XXI.2. Cualquier comunicación o notificación —ya sea judicial o extrajudicial— que deba efectuarse en relación con el CONTRATO debe ser realizada por escrito, en idioma castellano y puede ser efectuada personalmente o enviada por telegrama colacionado con aviso de recibo o carta documento a la PARTE a la que está dirigida, al domicilio constituido en XXI.1. Dichas notificaciones se considerarán realizadas: a) Si es entregada personalmente, en el momento de entrega; o b) Si es enviada por servicio de correo, con la confirmación de la entrega del servicio de correo.

En prueba de conformidad se firman tres ejemplares, de un mismo tenor y a un solo efecto, en la fecha indicada ut supra.

Por la PARTE VENDEDORA: _____

Por CAMMESA: _____

NOTA MEyM Nº 35/16

Archivo PDF Nota N° 35/16

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 147/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.140, del 02/05/2011

Citas Legales: Resolución SE 0225/2008; Ley 24.065 - artículo 17; Resolución SE 0154/1993 - anexo I; Resolución SE 0182/1995; Resolución ENRE 0881/1999; Resolución ENRE 0371/2000; Resolución SEyM 0108/2001; Resolución SE 0724/2008; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 85; Decreto 01398/1992 - anexo I - artículo 17

Establécese la prórroga del procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución N° 225/08.

BUENOS AIRES, 26 DE ABRIL DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:0101313/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que conforme surge del Artículo 17 de la Ley Nº 24.065, se ha facultado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para establecer los estándares de emisión de contaminantes en el orden nacional para los diferentes equipamientos generadores de energía eléctrica de origen térmico, independientemente de cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional.

Que en el Anexo I de la Resolución Nº 154 de fecha 27 de mayo de 1993 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se especificaron las condiciones y requerimientos para las emisiones provenientes de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica.

Que mediante la Resolución Nº 182 de fecha 25 de abril de 1995, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se fijaron nuevos parámetros de emisiones de plantas térmicas de generación de energía eléctrica, así como la frecuencia y registros de las mediciones a la atmósfera, reemplazando el mencionado Anexo I de la Resolución Nº 154/1993, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que mediante Nota Nº 295 de fecha 2 de abril de 1998 de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICOS PUBLICOS, se facultó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, a establecer la frecuencia de las mediciones obligatorias de las emisiones de las generadoras térmicas.

Que conforme lo expuesto, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) emitió la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999, en la cual desarrolló los procedimientos para la medición y el registro de las mediciones a la atmósfera, la cual a su vez, fue modificada mediante la Resolución Nº 371 de fecha 28 de junio de 2000 del ENRE.

Que conforme las facultades mencionadas en el primer considerando, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA dictó la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, mediante la cual especificó nuevos límites máximos para las emisiones, derivados del desarrollo tecnológico y los lineamientos ambientales considerados en el contexto global, con la finalidad de reducir la carga de contaminantes a la atmósfera para equipamiento de generación de energía eléctrica de centrales térmicas. Asimismo ratificó la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999.

Que por otra parte, es competencia de la SECRETARIA DE ENERGIA fijar políticas acordes a una realidad energética nacional, regional y global que acota las posibilidades de provisión de determinados combustibles, especialmente el Gas Natural, debiendo ser reemplazado por combustibles líquidos.

Que actualmente existen posibilidades técnicas que permiten alcanzar niveles de emisiones que encuadren dentro de lo especificado para cada tipo de equipamiento, según el sistema de generación y/o la antigüedad, existiendo en el parque de generación equipamientos que a la fecha cumplen con los límites máximos de emisiones especificados por la normativa, utilizando Gas Natural y combustibles líquidos.

Que oportunamente se manifestó que, de acuerdo a las previsiones disponibles continuará el uso prioritario de combustible gaseoso para la demanda residencial y comercial, lo que impactará en el sistema de generación de energía eléctrica el cual se encuentra con un nivel de utilización pleno de todas las unidades instaladas, por lo cual para asegurar el abastecimiento eléctrico será necesario que las unidades térmicas como las de turbogás y ciclo combinado existentes, continúen funcionando con un alto porcentaje de

utilización de combustibles líquidos hasta la readaptación del sistema, analizando los requerimientos del Despacho, para el periodo Octubre/2010 - Abril/2011 se mantiene la necesidad planteada en aquella oportunidad.

Que existen equipamientos que con el cambio a combustible líquido les resulta difícil a la fecha alcanzar los límites especificados, para lo cual deberían realizar inversiones no programadas ni contempladas oportunamente, y que además sumado a los plazos de transición en cuanto a la provisión e instalación de dicho equipamiento para la correspondiente adecuación, se verían seriamente restringidas sus posibilidades de generación.

Que mediante la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se estableció un procedimiento excepcional y transitorio, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010, debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa vigente.

Que por lo expresado anteriormente, se instruyó a CAMMESA para que, por intermedio del Grupo Técnico, creado por la Resolución Nº 724 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 21 de julio de 2008, analice la información aportada por los generadores en el marco de la Resolución Nº 225/2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA y eleve un informe con las conclusiones u observaciones que fuesen menester realizar, por la diversidad y heterogeneidad de la información aportada por los agentes.

Que el citado Grupo Técnico en el capítulo de comentarios y conclusiones de su informe expresa que "... atendiendo a la situación actual del parque de generación y los proyectos y programas de mejoramiento de las instalaciones que se están encarando en el marco de la Resolución Nº 724/08 y los Planes Verano e Invierno 2011, se considera muy conveniente y oportuno extender por un plazo razonable (se estima un año) la actual excepción que vence a fin de este año...".

Que, considerando que se ha previsto el uso intensivo de combustible líquido, para el próximo período y el informe del Grupo Técnico, surge la conveniencia de mantener vigente la Norma de excepcionalidad, establecida en la Resolución S.E. Nº 225 del año 2008, hasta el 31 de diciembre de 2011.

Que es importante fijar conductas sobre las emisiones, principalmente NOx, para lo cual esta Secretaría contará con el respaldo y el asesoramiento de una Institución independiente y de prestigio, como es la Facultad Regional Avellaneda de la UNIVERSIDAD TECNOLOGICA NACIONAL, que realizará, un pormenorizado seguimiento de los avances de los agentes generadores, las soluciones técnicas adoptadas y las eventuales dificultades en la implementación de las mismas y a su vez fijará pautas de procedimientos futuros.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que el presente acto se dicta conforme lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 17 y 85 de la Ley Nº 24.065, y el Artículo 17 del Anexo I del Decreto Nº 1398 de fecha 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Establécese la prórroga del procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS hasta el 31 de diciembre de 2011.

Art. 2º — Establécese que los agentes generadores involucrados deberán continuar informando y cumplimentando, en todos sus aspectos, lo requerido en el Artículo 2º de la citada Resolución.

Art. 3º — La presente Resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el BOLETIN OFICIAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA.

Art. 4º — Facúltase a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a resolver todas las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

A tales efectos, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 5º — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA).

Art. 6º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 172/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.140, del 02/05/2011

Citas Legales: Decreto 180/2004, Decreto 181/2004, RES ENARGAS 1410/2010. Ley Nº 17.319, Ley 26.197

> Extiéndanse las reglas de asignación y demás criterios establecidos por la Resolución Nº 599/11, relacionada con el Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.

BUENOS AIRES, 29 DE DICIEMBRE DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:0119818/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y lo establecido en las Leyes Nº 17.319, Nº 24.076 y Nº 26.197, su reglamentación, los Decretos Nº 180 y 181, ambos de fecha 13 de febrero de 2004, la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA Nº 599, de fecha 13 de junio de 2007 y en la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) Nº 1410, de fecha 28 de septiembre de 2010, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 599, de fecha 13 de junio de 2004, homologó una propuesta de Acuerdo a ser suscripta con los productores de gas natural para el período 2007-2011.

Que dicho Acuerdo fue finalmente suscripto por productores de gas natural representativos de más del noventa por ciento de la producción total de gas natural del país y puesto en marcha en julio de 2007.

Que posteriormente se hizo necesario contar con una reglamentación sobre el despacho operativo de gas, que permitiera una administración eficiente e integradora del suministro de gas natural, el transporte y la distribución, y como consecuencia de ello se estableció el PROCEDIMIENTO PARA SOLICITUDES, CONFIRMACIONES Y CONTROL DE GAS propuesto por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS y aprobado por esta SECRETARIA DE ENERGIA, procedimiento que se implementó mediante la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Nº 1410/2010.

Que mediante la ejecución de dicho Acuerdo y su posterior complementación con el procedimiento implementado mediante la ya mencionada Resolución de la Intervención del ENARGAS Nº 1410/2010, junto a otras medidas adicionales significativas, como por ejemplo la regasificación de Gas Natural Licuado, se logró mantener plenamente abastecida a la demanda de gas natural, respetando los criterios de segmentación de precios establecidos en los Artículos 10 y 11 del Decreto Nº 181, de fecha 13 de febrero de 2004.

Que habiendo llegado al término del plazo de vigencia del Acuerdo, resulta conveniente procurar alcanzar un nuevo Acuerdo con los Productores de Gas Natural, a efectos de establecer las condiciones de abastecimiento de gas natural para el Mercado Interno para los próximos años.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) ha asesorado a esta SECRETARIA DE ENERGIA en relación con el despacho de gas natural destinado al abastecimiento del Mercado Interno, dentro del marco de la finalización de la vigencia del Acuerdo.

Que por lo hasta aquí dicho, y a efectos de dar continuidad a las políticas que han regido al sector en los últimos ocho años, es conveniente trabajar en el diseño de un nuevo Acuerdo, que permita contemplar el pleno abastecimiento de la demanda y la retribución razonable de la producción de gas natural o, en su defecto, en una nueva reglamentación que lleve a obtener similares resultados.

Que por cuanto debe mantenerse el objetivo de que todos los operadores involucrados, productores y consumidores, puedan adoptar definiciones concretas respecto de sus necesidades de inversiones y previsiones de gastos de explotación y necesidades de abastecimiento, es necesario establecer las condiciones que mantengan pautas provisorias; y ello hasta tanto se determinen las nuevas medidas que regirán de un modo más permanente la actividad del sector.

Que por ello, y teniendo en cuenta la vigencia de la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Nº 1410/2010 que tiene por objetivo preservar el abastecimiento de los servicios de acuerdo con sus prioridades, evitando situaciones críticas del Sistema en la búsqueda de otorgar previsibilidad a los consumidores de la demanda doméstica, se considera oportuno y necesario mantener de forma provisional las actuales reglas en las que se desenvuelve el suministro de gas natural.

Que por tal motivo es razonable y necesario disponer que las reglas de asignación de obligaciones asumidas por los productores de gas natural en el marco del Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011 se vean extendidas temporalmente hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

Que, mientras esta extensión temporal esté en vigencia, se trabajará en la definición de los diversos aspectos que regirán, en adelante, al suministro de gas natural a la totalidad de la demanda de nuestro país.

Que este proceso, junto a su culminación positiva, permitirá mantener cumplidas las mandas legales que surgen de lo establecido en los Artículos 3º y 6º de la Ley Nº 17.319 y 2º de la Ley Nº 24.076.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se adopta en función de lo establecido en el Artículo 31 del Decreto Nº 180, de fecha 13 de febrero de 2004, en los Artículos 3º y 97 de la Ley Nº 17.319 y en el Artículo 2º de la Ley 26.197.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º — Extiéndanse temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución de esta SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, Nº 599, de fecha 13 de junio de 2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 202/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.158, del 27/05/2011

Citas Legales: Decreto 00186/1995; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Providencia MPFIPyS 0817/2011; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 0652/2009; Resolución SE 0666/2009; Resolución SE 0666/2009 - anexo VII; Resolución SE 0666/2009 - artículo 2; Resolución SE 0666/2009 - artículo 3; Resolución SE 1169/2008; Resolución SE 1169/2008 - anexo VIII; Resolución SE 1169/2008 - anexo X; Resolución SE 1169/2008 - anexo XI; Resolución SE 1169/2008 - artículo 02; Resolución SE 1169/2008 - artículo 03; Resolución SE 1169/2008 - artículo 05; Resolución SE 1169/2008 - artículo 06; Resolución SE 1169/2008 - artículo 07; Resolución SE 1169/2008 - artículo 08; Resolución SEE 0061/1992; Resolución SEE 0061/1992 - anexo 01

> Apruébese por el presente acto la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 01 de Mayo y el 31 de Octubre de 2011.

BUENOS AIRES, 23 DE MAYO DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:0133629/2011 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la Programación Estacional Definitiva para el período mayo-octubre 2011 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizada de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA ha recibido la Providencia MPFIPyS Nº 817 del 20 de abril del 2011 con expresas instrucciones del Señor MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para que, en el uso de sus facultades, esta SECRETARIA DE ENERGIA emita las Resoluciones necesarias con el objeto de aplicar lo dispuesto en la citada Providencia.

Que se considera necesario disponer que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean acordes a la situación existente en el presente período estacional de invierno y compatibles con la capacidad de pago con que cuentan los distintos estratos sociales en la categoría residencial de los cuadros tarifarios de los Agentes referidos.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, en el momento que juzgue procedente, definirá a futuro el ajuste de los Precios Estacionales que corresponda aplicar para que la demanda señalada tenga una participación mayor en el soporte de los costos incurridos para abastecerla.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase por el presente acto la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 2011, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex

SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Suspéndase la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio de 2011 y el 30 de septiembre de 2011, de los Artículos 6º, 7º y 8º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 3º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio de 2011 y el 31 de julio de 2011, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado indicados en el Artículo 5º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a los identificados en el referido Artículo 5º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA , incluyendo la modificación introducida en el Artículo 5º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, serán los definidos en el Anexo VIII de la misma norma.

Artículo 4º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2011 y el 30 de septiembre de 2011 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL KILOVATIOS HORA (1.000 kWh/bimestre) y no superen los UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1.400 kWh/bimestre).

En horas de pico: VEINTICINCO PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (25,50 $/MWh).

En horas restantes: VEINTICINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA (25,00 $/MWh).

En horas de valle: VEINTITRES PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (23,50 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo IX de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de VEINTIUN PESOS POR MEGAVATIO HORA (21 $/MWh).

Artículo 5º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2011 y el 30 de septiembre de 2011 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean mayores a UN MIL CUATROCIENTOS KILOVATIOS HORA (1400 kWh/bimestre) y no superen los DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: TREINTA Y CUATRO PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (34,20 $/MWh).

En horas restantes: TREINTA Y TRES PESOS CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (33,70 $/MWh).

En horas de valle: TREINTA Y DOS PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (32,20 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo X de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de CUARENTA Y UN PESOS CON TREINTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (41,30 $/MWh).

Artículo 6º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de agosto de 2011 y el 30 de septiembre de 2011 de los siguientes Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyos consumos bimestrales sean superiores a DOS MIL OCHOCIENTOS KILOVATIOS HORA (2800 kWh/bimestre).

En horas de pico: CINCUENTA Y DOS PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (52,20 $/MWh).

En horas restantes: CINCUENTA Y UN PESOS CON SETENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (51,70 $/MWh).

En horas de valle: CINCUENTA PESOS CON VEINTE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (50,20 $/MWh).

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) en el Mercado y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos contemplando los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación introducida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo XI de la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores ($PEST) indicados en dicho Anexo con una reducción de OCHENTA Y TRES PESOS CON TREINTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (83,30 $/MWh).

Artículo 7º- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de mayo de 2011 y el 31 de octubre de 2011 de los siguientes Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

En horas de pico: PESOS CIENTO SETENTA Y UNO CON CUARENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 171,49 MWh).

En horas restantes: PESOS CIENTO SESENTA Y SEIS CON CUARENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 166,47 MWh).

En horas de valle: PESOS CIENTO SESENTA Y DOS CON DIECIOCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 162,18 MWh).

Los restantes Precios de Referencia Estacionales de la Energía y Potencia No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de mayo de 2011 y el 31 de octubre de 2011, como así también los factores, precios y cargos adicionales no subsidiados a

aplicar en dicho Mercado para el mismo período, son los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 666 de fecha 21 de agosto de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, teniendo en cuenta las consideraciones establecidas en la Nota Nº 926 de fecha 7 de septiembre de 2009 del Registro de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de esta SECRETARIA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), contemplando los Precios de Referencia de la Energía No Subsidiados señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, equivalentes a los establecidos en los artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 666/2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación establecida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo VII de esta última norma, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) indicados en dicho Anexo con un incremento de SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (60 $/MWh).

Artículo 8º- Establécese que CAMMESA deberá efectuar las respectivas Transacciones Económicas de acuerdo a los precios definidos en los artículos precedentes, explicitando el subsidio correspondiente a cada estrato de demanda sobre el que se han aplicado los mismos, el que deberá identificar como “Subsidio Estado Nacional”.

Artículo 9º- Dispónese que para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 y en la Resolución Nº 666 de fecha 21 de agosto de 2009 ambas del Registro de SECRETARIA DE ENERGIA, tendrá validez y aplicación lo establecido en la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 10.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 11.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 705/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.227, del 05/09/2011

Citas Legales: Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 01364/2004; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Ley 25.551; Resolución SE 0406/2003; Resolución SE 0712/2004; Resolución SE 0943/2003; Resolución SE 1866/2005.

> Aclarase, que constituyen mecanismos excepcionales de cobros y pagos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a tal fin están afectados, los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Tambúes en los que es fiduciante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) como Administradora de los fondos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en su condición de organismo encargado del despacho (OED). Consecuentemente, las cuentas bancarias utilizadas en la operatoria de tales fideicomisos están destinadas a asegurar tales mecanismos de cobros y pagos.

BUENOS AIRES, 17 DE AGOSTO DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:0036827/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria declarado por la Ley Nº 25.551, dictó la Resolución Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, por las cuales se estableció un mecanismo transitorio de asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), con el objeto de preservar la operatividad de las centrales de generación eléctrica y el abastecimiento de las demandas que no estaban respaldadas por contratos en el mercado a término.

Que como consecuencia de la insuficiencia de recursos para satisfacer la totalidad de esas acreencias, los agentes generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) acumularon acreencias documentadas mediante Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD).

Que la SECRETARIA DE ENERGIA mediante el dictado de la Resolución Nº 712 de fecha 12 de julio de 2004 dispuso la constitución, en el ámbito de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), del FONDO PARA INVERSIONES NECESARIAS QUE PERMITAN INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (FONINVEMEM), como vehículo para encauzar recursos económicos destinados a realizar las inversiones necesarias que permitieran incrementar la oferta de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que para ello se entendió conveniente dar la oportunidad a los agentes acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para que invirtieran en el citado FONINVEMEN parte de sus acreencias documentadas con las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) 2004-2006.

Que por Resolución Nº 1866 de fecha 29 de noviembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS se estableció un cargo tarifario transitorio identificado como “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION `DEL FONINVEMEM”, con el objeto de complementar los aportes de capital que realizaran los agentes privados acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/u otros inversores privados.

Que el 4 de abril de 2006 se suscribieron DOS (2) contratos de fideicomiso, constituyéndose los fideicomisos denominados respectivamente “Fideicomiso Central Termoeléctrica Manuel Belgrano” y “Fideicomiso Central Termoeléctrica Timbúes” con el objeto de llevar adelante la construcción de las DOS (2) Centrales de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado del Acuerdo Definitivo del FONINVEMEM, así como su operación y mantenimiento por un plazo de DIEZ (10) años desde la habilitación comercial, durante el cual estará vigente un Contrato de Abastecimiento.

Que, en resumen, la participación correspondiente al financiamiento del FONINVEMEM constituye un mecanismo regulatorio para el cobro y pago de las transacciones presentes y futuras de la energía eléctrica en el MEM.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el Decreto Nº 1364 de fecha 6 de octubre de 2004, a través del cual se amplió la exención del impuesto sobre los débitos y créditos bancarios a las cuentas corrientes

abiertas a nombre de los fideicomisos constituidos por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para asegurar mecanismos de cobros y pagos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que ante la consulta efectuada por el Fiduciario se considera conveniente y oportuno aclarar las características de los Fideicomisos constituidos por CAMMESA en el marco del denominado Proyecto FONINVEMEM.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen del Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, de los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065 y de lo dispuesto por el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 26 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º- Aclárase, que constituyen mecanismos excepcionales de cobros y pagos en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a tal fin están afectados, los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes en los que es Fiduciante la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) como administradora de los Fondos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su condición de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Consecuentemente, las cuentas bancarias utilizadas en la operatoria de tales fideicomisos están destinadas a asegurar tales mecanismos de cobros y pagos.

ARTICULO 2º- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 932/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.239, del 21/11/2011

Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas. Incorporación.
Incorporase al PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS, creado por el Artículo 1º de la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, el Complejo Hidroeléctrico CONDOR CLIFF – LA BARRANCOSA, sobre el Rio Santa Cruz, de MIL SETECIENTOS CUARENTA MEGAVATIOS (1740 MW) de Potencia, ubicado en la Provincia de Santa Cruz; el aprovechamiento multipropósito los BLANCOS I y II, sobre el Rio Tunuyan, DE CUATROCIENTOS OCHENTA Y CINCO MEGAVATIOS (485 MW) de Potencia, en la Provincia de Mendoza; el aprovechamiento multipropósito CHIHUIDO I, sobre el Rio Neuquén, DE SEISCIENTOS TREINTA Y SIETE (637 MW) de Potencia, en la Provincia de Neuquén; y el APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO PUNTA NEGRA, sobre el Rio San Juan, DE SESENTA MEGAVATIOS (60 MW) de Potencia; como OBRA COMPLEMENTARIA DEL APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO LOS CARACOLES sobre dicho Rio, en la Provincia de San Juan

BUENOS AIRES, 13 DE SEPTIEMBRE DE 2011

VISTO el Expediente Nº S01:0066096/2011 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y,

CONSIDERANDO:

Que el ESTADO NACIONAL, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha definido los lineamientos para el Planeamiento Estratégico Energético a fin de disponer de los elementos de juicio imprescindibles para diseñar escenarios sobre el futuro del Sector Energético y a través de ello viabilizar la definición de las políticas públicas de largo plazo en la materia que, complementando los mecanismos del mercado, sirvan de sustento a un desarrollo social y económico armónico y equitativo.

Que ello ha permitido definir y poner en práctica un Programa Nacional para el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos en la REPUBLICA ARGENTINA que junto con la reiniciación del Plan Nuclear Argentino y el lanzamiento del Plan de Generación en base a Energías Renovables, tiene como objeto diversificar la matriz energética y revertir así la tendencia de ampliar la oferta en generación de energía eléctrica en función de un uso preponderante de combustibles fósiles.

Que para el diseño de esta política energética se ha tenido en cuenta el contexto energético internacional de costos crecientes en función del marcado incremento de los precios de los combustibles fósiles y de exigencias ambientales cada vez mayores, y la abundancia de recursos naturales de la REPUBLICA ARGENTINA que permite asegurar un futuro energético concordante con objetivos de crecimiento económico sustentable.

Que en el año 2006, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) realizó una Evaluación Expeditiva de aprovechamientos hidroeléctricos con el objeto de jerarquizar los TREINTA (30) proyectos existentes de aprovechamientos hidroeléctricos en función de un criterio de viabilidad que considerara aspectos técnicos, ambientales y económicos.

Que EMPRENDIMIENTOS ENERGETICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) en su propuesta de corto plazo definió la necesidad de revalorizar los estudios necesarios en el menor lapso posible para proceder a la construcción de TRES (3) aprovechamientos hidroeléctricos, los cuales han surgido de una selección que priorizó aquellos proyectos con: a) fuerte impacto en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por la energía y potencia que aportan, b) que se desarrollasen sobre cursos de agua en territorio argentino y c) que permitiesen construir más de una obra por provincia a efectos de viabilizar su ejecución a través de acuerdos a celebrar con las provincias en cuya jurisdicción se encontraran.

Que aplicando tales criterios han sido catalogados como relevantes el Complejo Hidroeléctrico CONDOR CLIFF — LA BARRANCOSA, sobre el Río SANTA CRUZ, de MIL SETECIENTOS CUARENTA MEGAVATIOS (1740 MW) de potencia, en la Provincia de SANTA CRUZ; el Aprovechamiento Multipropósito LOS BLANCOS I y II, sobre el Río TUNUYÁN, de CUATROCIENTOS OCHENTA Y CINCO MEGAVATIOS (485 MW) de potencia, en la Provincia de MENDOZA; y el Aprovechamiento Multipropósito

CHIHUIDO I, sobre el Río NEUQUEN, de SEISCIENTOS TREINTA Y SIETE MEGAVATIOS (637 MW) de potencia, en la Provincia del NEUQUEN.

Que, a su vez, se incorporó el Aprovechamiento Hidroeléctrico PUNTA NEGRA, sobre el Río SAN JUAN, de SESENTA MEGAVATIOS (60 MW) de potencia; como obra complementaria del Aprovechamiento Hidroeléctrico LOS CARACOLES sobre dicho Río, en la Provincia de SAN JUAN.

Que la ejecución de tales aprovechamientos hidroeléctricos permitirá incorporar al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) una potencia de punta de DOS MIL NOVECIENTOS MEGAVATIOS (2900 MW) y una energía eléctrica media anual total del orden de los OCHO MIL TRESCIENTOS GIGAVATIOS HORA POR AÑO (8300 GWh/año), lo que en un equipamiento de generación eléctrica de origen térmico de rendimiento medio requeriría un consumo de Fuel Oil de DOS MILLONES DE TONELADAS POR AÑO (2.000.000 t/año).

Que la incorporación de estos grandes aprovechamientos hidroeléctricos por su escala e impacto en la gestión de largo plazo resulta ser de trascendental importancia para viabilizar el objetivo de política energética que oportunamente definiera la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que, a tales efectos, la SECRETARIA DE ENERGIA, la SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS y la SECRETARIA DE OBRAS PUBLICAS del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, han celebrado convenios marcos con las provincias de MENDOZA, del NEUQUEN y de SANTA CRUZ, a efectos de brindar asistencia técnica en el marco de las obras hidroeléctricas que llevarán a cabo las citadas provincias.

Que, dada la envergadura de los proyectos a llevar a cabo y a efectos de facilitar la participación de la hidroelectricidad en el total de generación de energía eléctrica de la REPUBLICA ARGENTINA, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS dictó la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, que estableció el PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS, cuyo objetivo principal es incentivar la construcción de centrales hidroeléctricas y facilitar su financiamiento a través de los citados contratos de abastecimiento con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), creados por la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que tales contratos de abastecimiento se celebran entre la demanda del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), representado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y las nuevas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada que se comercialicen en dicho Mercado, y tienen como objetivo asegurar el financiamiento de dichas obras.

Que tales contratos, a efectos de disminuir los riesgos propios de proyectos de largo plazo, especialmente el riesgo cambiario, el propio del mercado y el hidrológico, incluyen dos componentes principales, uno asociado a la energía y en relación a los costos variables de operación y mantenimiento, y otro asociado a la disponibilidad de potencia y en relación a la recuperación de costos fijos y de capital para las distintas fuentes de financiamiento, con un plazo base de QUINCE (15) años, en DOLARES ESTADOUNIDENSES (U$S) y con una prioridad de pago equivalente a la de los costos de combustible en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Asimismo, tales contratos reconocen los costos mensuales relacionados con el funcionamiento de dicho mercado.

Que actualmente las obras “Complejo Hidroeléctrico CONDOR CLIFF — LA BARRANCOSA”, “Aprovechamiento Multipropósito CHIHUIDO I”, “Aprovechamiento Multipropósito LOS BLANCOS I y II” y “Aprovechamiento Hidroeléctrico PUNTA NEGRA” están siendo llevadas a cabo por las provincias de SANTA CRUZ, NEUQUEN, MENDOZA y SAN JUAN, respectivamente.

Que en virtud de lo expuesto las provincias de MENDOZA, SAN JUAN, SANTA CRUZ y del NEUQUEN han solicitado la inclusión al “PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS”, dispuesto por Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, del Complejo Hidroeléctrico CONDOR CLIFF — LA BARRANCOSA, el Aprovechamiento Multipropósito CHIHUIDO I, el Aprovechamiento Multipropósito LOS BLANCOS I y ll y el Aprovechamiento Hidroeléctrico PUNTA NEGRA, como obra complementaria del Aprovechamiento Hidroeléctrico LOS CARACOLES.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Incorpórase al PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS, creado por el Artículo 1º de la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, el Complejo Hidroeléctrico CONDOR CLIFF – LA BARRANCOSA, sobre el Río SANTA CRUZ, de MIL SETECIENTOS CUARENTA MEGAVATIOS (1740 MW) de potencia, ubicado en la Provincia de SANTA CRUZ; el Aprovechamiento Multipropósito LOS BLANCOS I y II, sobre el Río TUNUYÁN, de CUATROCIENTOS OCHENTA Y CINCO MEGAVATIOS (485 MW) de potencia, en la Provincia de MENDOZA; el Aprovechamiento Multipropósito CHIHUIDO I, sobre el Río NEUQUEN, de SEISCIENTOS TREINTA Y SIETE (637 MW) de potencia, en la Provincia del NEUQUEN; y el Aprovechamiento Hidroeléctrico PUNTA NEGRA, sobre el Río SAN JUAN, de SESENTA MEGAVATIOS (60 MW) de potencia; como obra complementaria del Aprovechamiento Hidroeléctrico LOS CARACOLES sobre dicho Río, en la Provincia de SAN JUAN.

Art. 2º — Apruébase, dentro del marco establecido por la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, el Modelo de Contrato de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a ser aplicado a los Complejos Hidroeléctricos incorporados al PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS que como ANEXO forma parte integrante de la presente.

Art. 3º — Vencido el plazo de vigencia del contrato de abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), los complejos hidroeléctricos a los que les fuese aplicable podrán comercializar su energía y potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) al Precio que se reconozca en cada momento en dicho Mercado.

Art. 4º — A efectos de la debida operatividad del contrato de abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuyo modelo se aprueba por el artículo 2º de la presente resolución, la empresa que lo suscriba en su condición de responsable de la operación comercial del Complejo Hidroeléctrico, ha de ser titular del contrato de concesión nacional para generar hidroelectricidad, en los términos de los artículos 11, 14 y 15 de la Ley Nº 15.336 y será oportunamente reconocido Agente Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 5º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y, a las provincias involucradas.

Art. 6º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO

CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

En la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, a los [ ] días del mes de [ ] de [ ], entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA actuando por INSTRUCCION REGULATORIA en los términos del artículo 1º de la Resolución Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, con domicilio legal en Avenida Eduardo Madero 942, Piso 1º, CAPITAL FEDERAL representada en este acto por el [ ]; y [ ] con domicilio legal en [ ], en su carácter de Agente Generador del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO por la Central Hidroeléctrica [ ], representada en este acto por su [ ], acuerdan celebrar el presente Contrato de Abastecimiento, sujetándolo a los términos y condiciones que seguidamente se estipulan.

I. DEFINICIONES

I.1. CAMMESA: es la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA que, en virtud del Decreto Nº 1192 de fecha 10 de julio de 1992 tiene a su cargo la función de Organismo Encargado del Despacho (OED).

I.2. CENTRAL: es la Central Hidroeléctrica [ ], a las que pertenecen las unidades de generación que la PARTE VENDEDORA compromete para poner a disposición la POTENCIA CONTRATADA.

I.3. CONTRATO: el presente Contrato de Abastecimiento MEM.

I.4. DOLARES ESTADOUNIDENSES o U$S: es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de Norte América.

I.5. DTE: es el DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS emitido por CAMMESA.

I.6. ENERGIA SUMINISTRADA: es la energía que la PARTE VENDEDORA entrega a la PARTE

COMPRADORA a través del presente CONTRATO.

I.7. FONDO DE CONTINGENCIA o FONCONT: es el que se constituirá conforme lo establecido en la Cláusula X.1.6 del CONTRATO, con el objeto de asegurar los fondos necesarios para cubrir, en el caso de insuficiencia de recursos, el pago mensual de los compromisos de repago por el financiamiento de las OBRAS y el aporte al Fideicomiso del Programa Nacional.

I.8. LOS PROCEDIMIENTOS: Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61, de fecha 29 de abril de 1992, y sus normas modificatorias y complementarias.

I.9. MEM: MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

I.10. PARTE VENDEDORA: HIDROELECTRICA [ ], Agente Generador del MEM, autorizado por Resolución Nº [ ] de fecha [ ] de [ ] de [ ] de la SECRETARIA DE ENERGIA.

I.11. PARTE COMPRADORA: CAMMESA

I.12. PARTES: son en conjunto la PARTE VENDEDORA y la PARTE COMPRADORA

I.13. PARTE: cada una de las PARTES individualmente.

I.14. PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES: Es el Pliego de Bases y Condiciones para la Presentación Técnico Económica relativo a la Central Hidroeléctrica [ ].

I.15. PESOS ó $: es la moneda vigente y de curso legal en la REPUBLICA ARGENTINA.

I.16. POTENCIA CONTRATADA: es la potencia que la PARTE VENDEDORA pone a disposición de la PARTE COMPRADORA a través del presente CONTRATO.

I.17. PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS (el PROGRAMA NACIONAL): Es el PROGRAMA NACIONAL creado por el artículo 1º de la Resolución Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, de donde derivan los Fideicomisos constituidos o a constituirse para la Financiación, Administración y Ejecución de Obras Hidroeléctricas.

I.18. PUNTOS DE ENTREGA: son los nodos del SADI en la Provincia de [ ], en los cuales la PARTE VENDEDORA pone a disposición de la PARTE COMPRADORA la POTENCIA CONTRATADA y entrega la ENERGIA SUMINISTRADA.

I.19. SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

I.20. UNIDAD DE EJECUCION: CAMMESA, en relación al Fideicomiso de Administración Hidroeléctrica [ ].

I.21. OBRA o LAS OBRAS: significa la Central Hidroeléctrica [ ] incluyendo las obras complementarias necesarias para su funcionamiento y entrega de la energía producida (presas, conducciones, equipamiento hidroelectromecánico y sistema propio de transmisión de energía eléctrica).

II. REGLAS DE INTERPRETACION

II.1. Los términos en “mayúscula”, tendrán el significado asignado por el presente CONTRATO. Los términos definidos comprenderán tanto el singular como el plural.

II.2. Salvo una disposición en particular en contrario, todas las menciones de este CONTRATO a determinados artículos y subdivisiones son referencias a artículos y subdivisiones del presente CONTRATO. Los títulos de cada cláusula se incluyen al solo efecto de facilitar su referencia y no deben ser tenidos en cuenta en la interpretación del CONTRATO.

II.3. Si cualquier disposición, cláusula o parte del CONTRATO fuera declarada ilegal, inaplicable, inejecutable, nula y/o de cumplimiento imposible por un tribunal competente, el CONTRATO y sus disposiciones y partes no cuestionadas continuarán en plena vigencia y la disposición, parte o cláusula que hubiere sido afectada por la antedicha declaración deberá ser reemplazada por otra, en un todo de acuerdo con el espíritu fundamental del CONTRATO.

II.4. Todos los términos del presente que implique una denotación o connotación contable, serán interpretados con el significado que a dichos términos le asignan las reglas de uso, prácticas contables y los Principios de Contabilidad generalmente aceptados en la REPUBLICA ARGENTINA.

II.5. Salvo que en este CONTRATO se haga referencia a días hábiles, cualquier referencia a 'días' se entenderá como 'días corridos'.

II.6. El presente CONTRATO se rige e interpreta conforme la Ley Argentina y particularmente el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por la Ley Nº 15.336 y Nº 24.065 y sus Reglamentaciones y Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos), aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 con sus normas modificatorias y complementarias.

III. OBJETO

El objeto del CONTRATO es establecer las relaciones entre las PARTES para el abastecimiento de potencia y energía por la PARTE VENDEDORA a la PARTE COMPRADORA en las condiciones y con el alcance que se estipulan en las cláusulas siguientes.

IV. CARACTERISTICAS DEL ABASTECIMIENTO

IV.1. La PARTE VENDEDORA se compromete a poner a disposición de la PARTE COMPRADORA la POTENCIA CONTRATADA, en las condiciones y con el alcance que se definen a continuación

IV.2. La POTENCIA CONTRATADA es respaldada con las unidades de generación de la CENTRAL.

IV.3. El compromiso asumido por la PARTE VENDEDORA alcanza únicamente a las cantidades de POTENCIA CONTRATADA.

IV.4. La PARTE VENDEDORA pone a disposición la POTENCIA CONTRATADA en los PUNTOS DE ENTREGA.

IV.5. El compromiso asumido por la PARTE VENDEDORA se extiende a la totalidad del PLAZO DE VIGENCIA definido en la Cláusula VII.

IV.6. La PARTE COMPRADORA se compromete a pagar mensualmente a la PARTE VENDEDORA, o a quien ésta designe, una remuneración por POTENCIA CONTRATADA y por ENERGIA SUMINISTRADA, calculada en base a los valores efectivamente realizados cada mes y a los cargos definidos en las Cláusulas IX.1 y IX.2 respectivamente, con excepción de las partes cedidas que se indican en la Cláusula XVI.2.

IV.7. Los incumplimientos de los compromisos asumidos por la PARTE VENDEDORA serán penalizados en función de su duración, del apartamiento registrado respecto de los compromisos asumidos y de la existencia o no de restricciones a la demanda en el MEM evitables total o parcialmente por el despacho de la CENTRAL.

IV.8. Adicionalmente, en el caso de existir incumplimiento en cualquiera de las obligaciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS aplicables a los Agentes Generadores del MEM, tal el caso de suministro de información, prestación de servicios, u otras cuestiones asociadas, como ser SOTR, SMEC, potencia reactiva, regulación de frecuencia, etc., lo que implique la aplicación de sanciones o penalidades derivadas de dicho incumplimiento, las mismas serán descontadas de la remuneración que se establece en el presente CONTRATO.

IV.9. El Agente Generador no tendrá derecho a percibir ningún tipo de remuneración adicional a la explícitamente enunciada en este CONTRATO por eventuales servicios prestados al MEM.

V. POTENCIA CONTRATADA

V.1. La POTENCIA CONTRATADA total es [ ] MW, que se corresponde con el porcentaje de la potencia neta disponible en los Puntos de Entrega de la CENTRAL (%a), en función de la deducción de las regalías en especie que asume la Provincia, considerando las potencias nominales en bornes de generador indicadas en el Apartado VI y el porcentaje de pérdidas y consumo de servicios auxiliares (%P) indicado en el Apartado XI.1.1 del presente Contrato. El inicio del Contrato será en coincidencia con la habilitación comercial de la primera unidad de generación. Considerando que la habilitación comercial de las unidades de generación de la CENTRAL será escalonada, la Potencia Contratada será función de las unidades habilitadas comercialmente.

V.2. Las eventuales modificaciones de la potencia disponible debidas exclusivamente a variaciones en las cotas de los embalses, no serán tenidas en consideración a los efectos de este CONTRATO. HIDROELECTRICA [ ] deberá informar a CAMMESA las curvas de potencia disponible en función de la cota del embalse de la CENTRAL.

VI. MAQUINAS Y POTENCIAS COMPROMETIDAS

VI.1. La PARTE VENDEDORA respalda el CONTRATO con el porcentaje de la potencia nominal en bornes de los generadores trasladada a los PUNTOS DE ENTREGA (%a), considerando el porcentaje de pérdidas y consumo de servicios auxiliares (%P) indicado en el Apartado XI.1.1 del presente Contrato, cuyos valores son los siguientes:

• Central Hidroeléctrica [ ]:

Unidad Uno: [ ] MW

Unidad Dos: [ ] MW

Unidad Tres: [ ] MW

Unidad [ ]: [ ] MW

Potencia Nominal comprometida de la Central: PN= [ ] MW

VI.2. Los valores de potencia indicados precedentemente se corresponden a la cota de referencia del embalse.

VII. PLAZO DE VIGENCIA

El presente CONTRATO tendrá una vigencia de QUINCE (15) años contados a partir de la habilitación comercial de la primera unidad de generación. El Plazo de Vigencia podrá ser prorrogado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

VIII. PUNTOS DE ENTREGA

VIII.1. Se definen como PUNTOS DE ENTREGA las barras [ ] de los nodos de vinculación al SADI de la CENTRAL [ ].

IX. CARGOS FIJOS Y VARIABLES

IX.1. Cargos Fijos

El Cargo Fijo Total será determinado, a partir de la vigencia del CONTRATO, para cada mes “m” de acuerdo a la siguiente fórmula:

CARFIJTOTm =

CARFIJOFER + CARFFIN + CARFC + {COSFIJMEMm / [PN / (%a)]}

Donde:

CARFIJTOTm: Cargo Fijo Total correspondiente al mes “m” [U$S/MW-mes]

PN: Potencia Nominal de la CENTRAL según se indica en el apartado VI.1. [MW]

CARFIJOFER: Cargo Fijo aceptado al Oferente adjudicado de acuerdo a lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones, correspondiente al costo del financiamiento aportado por el mismo [U$S/MW-mes], abonado en la moneda de curso legal de la REPUBLICA ARGENTINA, ajustado a la Potencia del Contrato.

CARFIJOFER = [ ] U$S/MW-mes

CARFFIN: Cargo Fijo que considera los costos del financiamiento [U$S/MW-mes] necesario para cubrir la diferencia entre el monto total de obra y costos de gestión asociados y el monto aportado por la financiación ofertada, más el aporte al Fideicomiso del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas, en el marco de lo establecido en la Resolución SE 762/2009.

CARFFIN = [ ] U$S/MW-mes

El valor del CARFFIN podrá ser modificado por la SECRETARIA DE ENERGIA, en función del conocimiento de los costos y la estructura financiera de la Obra, así como el aporte al Fideicomiso del Programa Nacional.

CARFC: es el Cargo Fijo en [U$S/MW-mes], necesario para constituir y mantener actualizado el Fondo de Contingencia (FONTCONT), conforme lo establecido en la Cláusula XI.1.6 del presente Contrato.

COSFIJMEMm: Costos Fijos correspondientes al mes “m” de la operación de la CENTRAL en el MEM, integrado, entre otros componentes a estipular, por la SECRETARIA DE ENERGIA [$]:

• Cargos Variables de Contrato y cargo Complementario que corresponde abonar por la CENTRAL a Transportistas de Energía Eléctrica Nacionales o Troncales en el mes “m” [$] y costos asociados al régimen de Calidad de Servicio.

• Cargos correspondientes a la CENTRAL por la participación en el pago del Canon de Ampliaciones Menores en el mes “m” [$].

• Cargos correspondientes a la CENTRAL por la participación en el pago del Canon de Transportistas Independientes en el mes “m” [s] y costos asociados al régimen de Calidad de Servicio.

• Cargos por Conexión abonados a Transportistas de Energía Eléctrica Nacionales o Troncales en el mes “m” [$] y costos asociados al régimen de Calidad de Servicio.

• Cargos de transporte abonados a Prestadores de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) en el mes “m” [$] y costos asociados al régimen de Calidad de Servicio.

• Cargo correspondiente a la CENTRAL por los gastos CAMMESA, según lo especificado en el apartado 5.3.4 - “REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED” del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS en el mes “m” [$].

• Canon correspondiente a la Autoridad de Cuenca y al Organismo de Seguridad de Presas (ORSEP) en caso que correspondan, en función de lo definido en el correspondiente CONTRATO DE CONCESION de la CENTRAL en el mes “m” [$].

• Tasa de Fiscalización y Control correspondiente a abonar por la CENTRAL al ENRE, según lo previsto en el Artículo 67 de la Ley 24.065 en el mes “m” [$].

Estos costos serán determinados en base a la información publicada en el DTE del mes “m” correspondiente, que emita CAMMESA y a la tasa de Fiscalización y Control que el ENRE informe.

Durante el período de vigencia del Contrato de Abastecimiento las regalías se cubren con la energía suministrada fuera del contrato, equivalente al DOCE POR CIENTO (12%).

IX.2. Cargo Variable

Se establece un cargo variable total CARVARTOT [U$S/MWh] para compensar todos los costos variables de acuerdo a lo cotizado por el Oferente de acuerdo a lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones, ajustado a la Energía del Contrato:

CARVARTOT = CARVAROFER

Donde:

CARVAROFER: Cargo Variable de operación y mantenimiento cotizado por el Oferente adjudicado de acuerdo a lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones [u$s/MWh], ajustado a la Energía del Contrato.

CARVARTOT: Cargo Variable Total de la ENERGIA SUMINISTRADA [u$s/MWh].

CARVAROFER = [ ] U$S/MWh

El cargo variable CARVARTOT será aplicable a toda la ENERGIA SUMINISTRADA bajo el presente CONTRATO por la PARTE VENDEDORA.

X. INFORMACION A SUMINISTRAR POR LA PARTE VENDEDORA

X.1. La PARTE VENDEDORA presentará a. CAMMESA, conforme lo establecido en el Capítulo 2 - PRECIOS ESTACIONALES de LOS PROCEDIMIENTOS, los programas de mantenimiento periódicos de las unidades de generación de la CENTRAL, cuyo plazo de duración máximo anual será definido por la SECRETARIA DE ENERGIA. La PARTE VENDEDORA deberá acordar con CAMMESA la oportunidad en que estos pueden realizarse. Cualquier apartamiento respecto de las fechas definidas para la realización de los mantenimientos programados acordadas con CAMMESA será considerado como indisponibilidad no programada y tratado en consecuencia.

XI. LIQUIDACION DE VENTAS

XI.1. Mensualmente la PARTE COMPRADORA, calculará:

XI.1.1.Para cada hora “h” del mes se calcula:

PDISPEn,h,i = (1 -%Pi) * (%a) * PDISPBn,h,i

Donde:

PDISPEn,h,i: potencia disponible de la unidad “n” en la hora “h” en el PUNTO DE ENTREGA correspondiente a la Central “i”. Para establecer el valor de potencia disponible en los PUNTOS DE ENTREGA se debe multiplicar la potencia disponible en bornes sin considerar la afectación por cota, por un factor de corrección de potencia por pérdidas y consumo de servicios auxiliares, establecido como UNO MENOS [ ] POR CIENTO (1 –%P).

%P: porcentaje de pérdidas de potencia y consumo de servicios auxiliares. Este valor será igual a [ ]% durante todas las horas de vigencia del contrato, independientemente de las condiciones de disponibilidad que se verifiquen en la CENTRAL.

PDISPBn,h,i: potencia disponible en bornes del generador “n” en la hora “h” de la Central “i”. Esta disponibilidad de potencia no deberá tener en cuenta eventuales disminuciones de la misma que sean producto exclusivamente de la disminución de la cota del embalse de la CENTRAL. La indisponibilidad forzada de su vínculo con el SADI se tratará como indisponibilidad de la CENTRAL.

PDISPh = Sn,i PDISPEn,h,i

PCONh = POTCONT – [(1-%P) * (%a) * Sn,i POTMANTh,n,i]

POTMANTh,n,i: Potencia total, en bornes del generador y a la cota de referencia del embalse, de cada unidad de generación “n” de la CENTRAL “i” fuera de servicio por mantenimiento programado en la hora “h”, en los términos de la Cláusula X.1 [MW].

POTCONT: POTENCIA CONTRATADA [MW] de acuerdo a lo definido en la Cláusula V.

Si PCONh > 0

DISPh = mínimo (PDISPh ; PCONh) / PCONh

Si PCONh = 0

DISPh = 1.0

DISPMES = Sh: HSMES DISPh / NHSMES

Donde:

HSMES: horas del mes.

NHSMES: número horas del mes.

XI.1.2. La potencia disponible a los efectos de la remuneración por potencia como:

POTDISP = DISPMES * POTCONT

Donde:

POTDISP: potencia disponible mensual [MW].

DISPMES: disponibilidad media mensual.

POTCONT: POTENCIA CONTRATADA [MW] de acuerdo a lo definido en la Cláusula V.

XI.1.3.La ENERGIA SUMINISTRADA como:

ENESUM =%a * Sh:HSMES ENEMEDh

Donde:

ENESUM: ENERGIA SUMINISTRADA mensual [MWh].

HSMES: horas del mes.

ENEMEDh: Total de energía medida en los Puntos de Entrega en la hora “h”.

XI.1.4. A los efectos del correspondiente contrato, las penalizaciones por indisponibilidad se calcularán como:

PENHSh = Kh * CPh * (1 – DISPh) * PCONh * (1 + Mj) (*)

PENMES = Sh:HSMES PENHSh

Donde:

CPh: CINCO DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO HORA (5 U$S/MWh) si la hora

“h” corresponde a un día sábado, domingo, feriado o no laborable, de acuerdo con la definición establecida en Los Procedimientos y DIEZ DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO HORA (10 U$S/MWh) para el resto de los días.

Kh: Coeficiente que depende del estado del sistema y si la CENTRAL ha sido requerida para despacho:

Estado del sistema: Kh

Si no se aplican restricciones a la demanda o de existir, que las mismas no puedan ser evitadas total o parcialmente por el despacho de la CENTRAL 2

Si se aplican restricciones a la demanda que puedan ser evitadas total o parcialmente por el despacho de la CENTRAL 10

(*) La penalización por indisponibilidad será calculada por cada MW de potencia efectivamente indisponible y por cada hora de indisponibilidad.

Mj: Coeficiente de mayoración de las penalizaciones:

Mj = [ ] durante los [ ] meses posteriores a la habilitación comercial de la central.

Mj = 0 durante el resto del período.

Xl. 1.5. El monto total mensual a liquidar (MONLIQm) a la PARTE VENDEDORA se define como

MONLIQm = CARFIJTOTm* POTDISP + CARVARTOT * ENESUM – PENMES

Donde:

CARFIJTOTm: Cargo Fijo total correspondiente al mes “m” de acuerdo a lo definido en la Cláusula IX.1 [$/MW-mes]

POTDISP: potencia disponible mensual de acuerdo a lo definido en la Cláusula 0 [MW].

CARVARTOT: cargo variable total de la ENERGIA SUMINISTRADA de acuerdo a lo definido en la Cláusula IX.2 [U$S/MWh].

ENESUM: ENERGIA SUMINISTRADA MENSUAL es la suma de la ENERGIA SUMINISTRADA en los PUNTOS DE ENTREGA [MWh], en todas las horas del mes.

PENMES: Penalización mensual por indisponibilidad de acuerdo a lo definido en la Cláusula 0 [$].

XI.1.6.CONSTITUCION DEL FONDO DE CONTINGENCIA (FONCONT)

A partir de la vigencia del presente CONTRATO y hasta su extinción, el Fideicomiso de Administración Hidroeléctrica [ ] mantendrá constituido un Fondo de Contingencia con el objeto de que, en caso de insuficiencia de recursos, se pueda disponer de los fondos necesarios para efectuar pagos de acreencias de la PARTE VENDEDORA que estén destinados a cubrir los compromisos de repago mensual del financiamiento de las OBRAS y el aporte al Fideicomiso del Programa Nacional.

Dicho Fondo contará con los recursos equivalentes al monto necesario para cubrir durante un mes, un pago mensual calculado de la siguiente manera:

FONCONT = (CARFIJOFER + CARFFIN) * POTCONT

El cálculo indicado más arriba será efectuado por el Fideicomiso de Administración Hidroeléctrica [ ] y propuesto a la Unidad de Ejecución para su aprobación y activación correspondiente. El primer cálculo será efectuado previo a la entrada en vigencia del presente Contrato previendo el compromiso medio mensual del primer trimestre de vigencia del mismo. Trimestralmente se procederá a su actualización previendo los compromisos del trimestre siguiente.

La eventual utilización del Fondo de Contingencia para el objeto con que se constituye sólo podrá ser instruida por la Unidad de Ejecución (CAMMESA). Asimismo, en el trimestre final de vigencia del presente Contrato, CAMMESA, como Parte Compradora en virtud del presente CONTRATO y Unidad de Ejecución del Fideicomiso referido, podrá utilizar el Fondo de Contingencia para pagar los conceptos que lo conforman hasta agotar su saldo.

En ningún caso el Fondo de Contingencia podrá ser utilizado a los efectos de compensar caídas de ingresos en los casos de indisponibilidad forzada de las Máquinas Comprometidas, o suplir recargos, sanciones o penalidades establecidas por el presente CONTRATO. Tampoco se destinará a compensar atrasos en el pago de los montos que le corresponde percibir a la PARTE VENDEDORA por el cargo variable.

XII. DOCUMENTACION COMERCIAL Y PAGO

XII.1.Mensualmente, CAMMESA publicará en el DTE respectivo toda la información necesaria y suficiente para la adecuada verificación de los términos físicos y económicos definidos en el CONTRATO. A los efectos de la publicación del DTE CAMMESA convertirá los valores informados por la PARTE VENDEDORA nominados en DOLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS, utilizado la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el DTE.

Xll.2.La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá a CAMMESA acerca de los términos físicos y económicos correspondientes al CONTRATO que deberán ser publicados en el DTE.

XII.3.Mensualmente, la PARTE COMPRADORA emitirá a favor de la PARTE VENDEDORA, la liquidación de ventas correspondiente al CONTRATO, calculada en base a la información publicada en el DTE provisorio correspondiente al mes.

XII.4. Si, posteriormente, hubiere diferencias entre la información utilizada para el cálculo de las liquidaciones de venta y la información publicada en el DTE definitivo, la PARTE COMPRADORA emitirá notas de crédito o débito a favor de LA PARTE VENDEDORA, según corresponda en cada oportunidad.

XII.5. La documentación comercial será remitida por la PARTE COMPRADORA en el domicilio establecido por la PARTE VENDEDORA en la Sección 0.

XII.6. La PARTE COMPRADORA depositará a la fecha de vencimiento, y en las cuentas que indique la PARTE VENDEDORA, la cantidad de PESOS necesaria para adquirir los DOLARES ESTADOUNIDENSES que hubiesen resultado de convertir los PESOS consignados en la liquidación de venta aplicando la tasa de cambio establecida en XII.1. Para ello utilizará la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” correspondiente al día hábil previo a la fecha de vencimiento.

Xll.7. En caso que la referencia adoptada para la obtención de la tasa de cambio se modifique, sustituya o no se publique en el futuro, las PARTES acordarán de común acuerdo una nueva referencia, debiendo contar la misma con la aprobación de la Secretaría de Energía.

Xll.8. Las fechas de vencimientos de la documentación comercial emitida serán las establecidas en el Apartado 5.6.1 del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS y demás normativa aplicable al respectó.

XIII. INCUMPLIMIENTOS

XIII.1. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones especificadas en el CONTRATO por una de las PARTES constituirá a ésta en mora automática, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna. Asimismo, cada una de las PARTES se constituirá en mora automática cuando:

XIII.1.1. La PARTE COMPRADORA incurra en:

i. la falta de pago en término de cualquier suma adeudada,

ii. la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el CONTRATO dejen de ser válidas o exigibles,

iii. su disolución o entrada en liquidación,

iv. la entrada en cesación de pagos,

v. la declaración en quiebra,

vi. la presentación en concurso preventivo o quiebra,

vii. la petición de su quiebra por un tercero que no fuera recurrida en la primera oportunidad procesal para hacerlo,

viii. el acaecimiento de cualquier hecho o acto que, de conformidad con el Marco Normativo, tuviere efectos análogos a los descriptos anteriormente,

ix. el estado de acuerdo preventivo extrajudicial, o

x. la intervención judicial de la respectiva administración empresaria, o la ejecución de una parte sustancial de los bienes;

XIII.1.2. La PARTE VENDEDORA incurra en:

i. la falta de pago en término de cualquier suma adeudada,

ii. la pérdida de la CENTRAL de su calidad de Agente del MEM,

iii. la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el CONTRATO dejen de ser válidas o exigibles,

iv. su disolución o entrada en liquidación,

v. la entrada en cesación de pagos,

vi. la declaración en quiebra,

vii. la presentación en concurso preventivo o quiebra,

viii. la petición de su quiebra por un tercero que no fuera recurrida en la primera oportunidad procesal para hacerlo,

ix. el acaecimiento de cualquier hecho o acto que, de conformidad con el Marco Normativo, tuviere efectos análogos a los descriptos anteriormente,

x. la cesión por la PARTE VENDEDORA de una parte sustancial de sus bienes o derechos que, a criterio exclusivo de LA PARTE COMPRADORA, afecte o pudiera afectar el cumplimiento de las obligaciones asumidas bajo el CONTRATO,

xi. el estado de acuerdo preventivo extrajudicial,

xii. la intervención judicial de la respectiva administración empresaria o la ejecución de una parte sustancial de los bienes,

xiii. el incumplimiento del compromiso de abastecimiento asumido en el CONTRATO, por una causa enteramente imputable a la PARTE VENDEDORA, que se extienda por DOS (2) meses.

XIII.2. Producida la mora, que operará automáticamente, por el mero vencimiento de los plazos convenidos, o por el acaecimiento de cualquiera de los hechos enumerados en la presente cláusula, la PARTE que cumplió podrá ejercer los derechos que se establecen en 0.

XIII.3. Consecuencias de la mora:

XIII.3.1. En el caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, la PARTE cumplidora tendrá derecho a percibir las sumas adeudadas más el pago de los intereses y montos en concepto de sanciones, establecidas para las obligaciones de pago por transacciones de energía eléctrica en el MEM en LOS PROCEDIMIENTOS.

XIII.3.2. Para el resto de los incumplimientos la PARTE cumplidora tendrá derecho a optar por:

i. exigir el cumplimiento por la PARTE incumplidora de la obligación incumplida, notificando la misma a la SECRETARIA DE ENERGIA, o

ii. rescindir el CONTRATO, sin necesidad de declaración judicial, bastando a tal efecto la sola manifestación de la voluntad de la PARTE cumplidora de su decisión de rescindir y de la fecha en que tendrá efecto la rescisión, junto con la respectiva notificación a la SECRETARIA DE ENERGIA. El ejercicio por la PARTE cumplidora de la primera de las citadas alternativas no obstará al ejercicio posterior de la segunda en caso de que el incumplimiento persistiere. Lo previsto precedentemente lo será sin perjuicio de los restantes derechos que conforme a la ley pudieren corresponder a la PARTE cumplidora ante el incumplimiento de la otra.

XIII.3.3. Las PARTES, en ningún caso, excepto en el de dolo, serán responsables de pérdidas y/o daños indirectos y/o lucro cesante.

XIV. RESOLUCION DEL CONTRATO POR ACUERDO DE LAS PARTES

XIV.1. Las PARTES, en conjunto, podrán proponer a la SECRETARIA DE ENERGIA la resolución del CONTRATO, cuando medien razones objetivas para ello.

XIV.2. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá autorizar o rechazar, a su solo juicio, la propuesta de resolución presentada.

XV. CASO FORTUITO Y FUERZA MAYOR

XV.1. Ninguna de las PARTES será responsable por incumplimientos de sus obligaciones debidas a caso fortuito o fuerza mayor conforme lo establecido en esta Cláusula. Sujeto a lo dispuesto en este CONTRATO el alcance y efectos del caso fortuito o fuerza mayor serán los previstos en los artículos 513, 514 y concordantes del Código Civil Argentino.

XV.2. Ocurrido el caso fortuito o la fuerza mayor, las PARTES no serán responsables por daños y perjuicios causados a la otra PARTE con motivo del incumplimiento que se derivase del caso fortuito o de la fuerza mayor, quedando suspendido el cumplimiento de las obligaciones de las PARTES bajo este CONTRATO mientras perdure la causa que le dio origen.

XV.3. La suspensión en el cumplimiento de las obligaciones asumidas o la rescisión del CONTRATO en las condiciones descriptas en esta Cláusula no dará lugar a reclamo alguno por daños y perjuicios.

XV.4. La PARTE que alegue el caso fortuito o la fuerza mayor deberá notificar el hecho por escrito a la otra PARTE y a la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de los TRES (3) días hábiles de producida o conocida la interrupción. En dicha notificación se deberá informar la duración, extensión y consecuencias estimadas del caso fortuito o de la fuerza mayor y si el incumplimiento será total o parcial, acompañando asimismo la documentación probatoria. El transcurso del plazo indicado sin que se efectúe la denuncia de la causa o causas de impedimento, importará la caducidad del derecho a alegar los eximentes de responsabilidad.

XV.5. Recibida la notificación, la PARTE cumplidora deberá expedirse respecto del caso fortuito o de la fuerza mayor invocada dentro de los DIEZ (10) días hábiles de notificado el hecho. Si así no lo hiciere, se dará por aceptada la causal invocada.

XV.6. Acordado por las PARTES la existencia del caso fortuito o de la fuerza mayor y su extensión, cualquiera de las PARTES podrá comunicar a los organismos y sociedades competentes y terceros, que pudiesen corresponder, la suspensión de los efectos del CONTRATO con la conformidad y colaboración de la otra PARTE, la que no podrá ser irrazonablemente denegada.

XV.7. Desaparecidas las causales de la fuerza mayor o del caso fortuito invocadas y aceptadas, deberá cumplirse con las obligaciones pendientes bajo el CONTRATO.

XV.8. Las PARTES acuerdan que en el supuesto de que la imposibilidad de cumplir con las obligaciones asumidas se prolongue por más de los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días como consecuencia del caso fortuito o de la fuerza mayor denunciado conforme esta Cláusula, cualquiera de las PARTES podrá dejar sin efecto unilateralmente la relación contractual a su sola voluntad sin que su actitud genere responsabilidad alguna por daños y perjuicios, procediendo, en su caso, a la pertinente comunicación a los organismos competentes y a terceros que pudiesen corresponder. A tal fin, deberá notificar fehacientemente esa circunstancia con una antelación no menor a los TREINTA (30) días de la fecha prevista para la extinción del CONTRATO.

XV.9. Las PARTES acuerdan que, dada la naturaleza de la obligación asumida por la PARTE VENDEDORA, la PARTE COMPRADORA no podrá invocar la existencia de caso fortuito o de fuerza mayor y las dispensas concedidas en esta Cláusula para justificar el incumplimiento en el pago de sumas de dinero líquidas y exigibles adeudadas por cualquier concepto bajo este CONTRATO, incluyendo —pero sin limitarse a ello— la Potencia y Energía Eléctrica abastecidas hasta ese momento por la PARTE VENDEDORA a la PARTE COMPRADORA, los intereses y los reembolsos que deba realizar conforme a lo previsto en este CONTRATO.

XVI. CESION DEL CONTRATO

XVI.1. Las PARTES no podrán ceder total ni parcialmente los derechos y obligaciones emergentes de este CONTRATO, a excepción de lo indicado en el apartado XVI.2 siguiente.

XVI.2. La PARTE VENDEDORA deberá ceder al FIDEICOMISO DE ADMINISTRACION HIDROELECTRICA [ ], en un plazo no mayor a los [ ] días corridos a partir de la fecha de entrada en vigencia del presente CONTRATO, el [ ]% de las partes de los Cargos Fijos y Variables correspondientes a los aportes de los cargos CARFIJTOTm y CARVARTOT definidos en las Cláusulas IX.1 y IX.2, respectivamente.

XVII. RESOLUCION DE DIVERGENCIAS. JURISDICCION

XVII.1. Resolución de divergencias. Las eventuales divergencias o controversias derivadas de la interpretación y/o ejecución del presente CONTRATO deberán ser resueltas por las PARTES de conformidad con lo establecido a continuación.

XVII.1.1. En primer término, en forma amistosa entre los respectivos representantes de las PARTES, los cuales intentarán resolver la controversia dentro de un período de TREINTA (30) días corridos contados a partir de la fecha en la cual una de las PARTES reciba la notificación por escrito de la otra indicando la existencia de una divergencia o controversia que se desea resolver conforme este procedimiento.

XVII.1.2. Si, transcurrido el plazo mencionado, subsistiera la divergencia o controversia, la misma será remitida a la SECRETARIA DE ENERGIA para su resolución final.

XVIII. DOMICILIOS Y NOTIFICACIONES

XVIII.1. Domicilios. A todos los efectos derivados del presente Contrato, las Partes constituyen domicilio en los lugares que a continuación se indican:

LA PARTE VENDEDORA: en calle [ ], Ciudad de [ ].

LA PARTE COMPRADORA: Avenida Eduardo Madero Nº 942, Piso 1º, CAPITAL FEDERAL.

XVIII.2. Notificaciones. Cualquier comunicación o notificación —ya sea judicial o extrajudicial— que deba efectuarse en relación con el CONTRATO debe ser realizada por escrito, en idioma castellano y puede ser efectuada personalmente o enviada por telegrama colacionado con aviso de recibo o carta documento a la PARTE a la que está dirigida, al domicilio constituido en XVIII.1. Dichas notificaciones se considerarán realizadas: (a) si es entregada personalmente, en el momento de la entrega; o (b) si es enviada por servicio de correo, con la confirmación de la entrega del servicio de correo.

En prueba de conformidad se firman DOS (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto a los [ ] días del mes de [ ] de 2011.

Por HIDROELECTRICA [ ]

Por CAMMESA

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1301/2011

Publicación Boletín Oficial N° 32.274, del 10/11/2011

Citas Legales: Decreto 00186/1995; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Resolución general AFIP 0485/1999; Resolución MEyFP 0693/2011 y MPFIPyS 1900/2011 (conjunta); Resolución SE 0093/2004; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 0652/2009; Resolución SE 0666/2009; Resolución SE 0666/2009 - anexo VII; Resolución SE 0666/2009 - artículo 2; Resolución SE 0666/2009 - artículo 3; Resolución SEE 0061/1992

Programación Estacional de Verano correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2011 y el 30 de abril de 2012.

BUENOS AIRES, 7 DE NOVIEMBRE DE 2011.

VISTO el Expediente Nº S01:0423810/2011 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la Programación Estacional Definitiva para el período noviembre de 2011 y abril de 2012 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizada de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que por Resolución Conjunta Nº 693 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS y Nº 1900 del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS de fecha 2 de noviembre de 2011, se creó el Grupo de Trabajo para el análisis y estudio de la incidencia en los distintos sectores, de los subsidios a los servicios públicos establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que en el caso del Servicio de Energía Eléctrica se considera necesario disponer que, a los efectos de una aplicación más eficiente de los fondos que el ESTADO NACIONAL destina a subsidiar a este servicio, los Precios Estacionales que abonen los diferentes y distintos tipos de usuarios de energía eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se relacionen con su capacidad de pago.

Que en este sentido se considera que existen actividades económicas que se encuentran en condiciones de afrontar los reales costos que deben incurrirse para lograr el abastecimiento de su demanda de energía eléctrica a través de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), siendo dichos costos, en el último período anual móvil, de PESOS TRESCIENTOS VEINTE POR MEGAVATIO HORA ($ 320 MWh).

Que teniendo en cuenta lo expuesto y a los fines de hacer más operativa y eficiente la distinción entre las demandas atendidas y la aplicación de los Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), resulta necesario para aquellos usuarios no residenciales, la identificación de los mismos por actividad económica conforme al “Codificador de Actividades” establecido en la Resolución General Nº 485 de fecha 9 de marzo de 1999 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP) entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PUBLICAS.

Que asimismo, es necesaria la creación de un registro en el ámbito de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de esta SECRETARIA DE ENERGIA a fin de atender los casos de excepción que puedan generarse.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA actualizará e incorporará las actividades que así correspondan, a los efectos de que éstas tengan una participación en el soporte de los costos incurridos para abastecer su demanda de energía eléctrica acorde a su capacidad de pago.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º — Apruébase la Programación Estacional de verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2011 y el 30 de abril de 2012 calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Art. 2º — Conforme los reales costos del abastecimiento de energía eléctrica que se verifican en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA cuyo valor monómico medio anual es de PESOS TRESCIENTOS VEINTE POR MEGAVATIO HORA ($ 320/MWh), establécese la aplicación durante el período comprendido entre el 1º de noviembre de 2011 y el 30 de abril de 2012, de los siguientes Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM):

En horas de pico: PESOS DOSCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO CON CUARENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 254,49 MWh).

En horas restantes: PESOS DOSCIENTOS CUARENTA Y NUEVE CON CUARENTA Y SIETE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 249,47 MWh).

En horas de valle: PESOS DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO CON DIECIOCHO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($ 245,18 MWh).

Los restantes Precios de Referencia Estacionales de la Energía y Potencia No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1º de noviembre de 2011 y el 30 de abril de 2012, como así también los factores, precios y cargos adicionales no subsidiados a aplicar en dicho Mercado para el mismo período, son los establecidos en los Artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 666 de fecha 21 de agosto de 2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, teniendo en cuenta las consideraciones establecidas en la Nota Nº 926 de fecha 7 de septiembre de 2009 del Registro de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de esta SECRETARIA DE ENERGÍA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia No Subsidiado ($POTREFNS) y el Precio Estacional de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), contemplando los Precios de Referencia de la Energía No Subsidiados señalados precedentemente, conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, equivalentes a los establecidos en los Artículos 2º y 3º de la Resolución Nº 666/2009 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, incluyendo la modificación establecida en el presente artículo, serán los definidos en el Anexo VII de esta última norma, afectando los Precios Estacionales de la Energía para Distribuidores No Subsidiado ($PESTNS) indicados en dicho Anexo con un incremento de PESOS CIENTO CUARENTA Y TRES POR MEGAVATIO HORA ($143 MWh).

Art. 3º — Establécese que los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica deberán comunicar e identificar discriminadamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con la información requerida por la Resolución S.E. Nº 93/2004 y sus normas complementarias y continuadoras, la demanda de aquellos usuarios no residenciales atendida por los mismos, en función del "Codificador de Actividades" establecido en la Resolución General de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS Nº 485 de fecha 9 de marzo de 1999, que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución, atendiendo a la actividad principal o secundaria que desarrollen en el correspondiente punto de suministro.

Asimismo, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ENERGIA ELECTRICA (ENRE), organismo descentralizado actuante en el ámbito de esta SECRETARIA DE ENERGIA y los Entes Reguladores Provinciales deberán instruir a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de su jurisdicción, a los efectos de identificar y discriminar en las facturas que éstos emitan a sus usuarios finales no residenciales conforme al "Codificador de Actividades" aludido en el párrafo anterior.

Art. 4º — Aplícase a partir del 1º de diciembre de 2011, los Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecidos en el Artículo 2º

de la presente Resolución, a los puntos de suministros donde se desarrolle como actividad principal o secundaria las enumeradas en el Anexo II que forma parte integrante de la presente Resolución.

Asimismo la SECRETARIA DE ENERGIA informará a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) las incorporaciones y actualizaciones de actividades que correspondan para la aplicación de los Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados.

Art. 5º — Créase en el ámbito de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA de esta SECRETARIA DE ENERGIA el “Registro de Excepciones a la Resolución S.E. Nº XXXX/2011”, en el que se incorporarán aquellos usuarios alcanzados por lo dispuesto en el Artículo 4º de la presente Resolución, que justifiquen y acrediten no poder afrontar los Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados.

Art. 6º — Dispónese que para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 y en la Resolución Nº 666 de fecha 21 de agosto de 2009 ambas del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS tendrá validez y aplicación lo establecido en la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Art. 7º — Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá efectuar las respectivas Transacciones Económicas de acuerdo a los precios definidos en los artículos precedentes, explicitando el subsidio correspondiente a cada estrato de demanda sobre el que se han aplicado los mismos, el que deberá identificar como “Subsidio Estado Nacional”.

Art. 8º — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGÍA.

Art. 9º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los Entes y Organismos Provinciales y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Art. 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

ANEXO I

ANEXO II

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1408/2011

Citas Legales: Res. S.E. 406/03, Res. S.E. 177/11; Ley N° 26.422, Ley 24.954,

Ley 25.671, Ley N° 15.336; Decreto N° 2.053/2010, Decreto N° 2.054/2010, Decreto N° 432/1982, Decreto N° 141/1995.

> Reconócense las acreencias por aplicación de la RES 406/2003 por la suma de PESOS $ 690.673.853 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la EBY por las Transacciones Económicas para el período entre 1° de febrero y el 31 de mayo de 2011.

BUENOS AIRES, 17 DE NOVIEMBRE DE 2011.

VISTO el Expediente N° S01:0339606/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, Y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se consolidaron deudas por las acreencias de los generadores en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir de las Transacciones Económicas del mes de junio de 2013.

Que por el Expediente mencionado en el Visto se tramitaron las resoluciones Nros. 1.096 de fecha 7 de Octubre de 2008, 537 de fecha 8 de julio de 2009, 1.032 de fecha 10 de diciembre de 2009, 1.067 de fecha 18 de diciembre de 2009, 438 de fecha 20 de mayo de 2010, 559 de fecha 14 de julio de 2010, 1.087 de fecha 30 de septiembre de 2010, 1.729 de fecha 21 de diciembre de 2010 y 177 de fecha 10 de mayo de 2011, todas del registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, mediante las cuales se reconocieron las deudas por la comercialización en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) de EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) y NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA).

Que conforme surge de la documentación agregada a fojas 235/236 del expediente citado en el visto, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), informa las acreencias por aplicación de la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA por las Transacciones Económicas para los meses de febrero, marzo, abril y mayo de 2011, correspondiente a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA) por las operaciones de la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETA (EBY), cuyos montos incluye las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACIRETA recibida en CLORINDA, Provincia de FORMOSA y por las Transacciones Económicas definitivas del mes de enero de 2011 y las Transacciones económicas programadas para los meses de febrero, marzo, abril y mayo de 2011, por los excedentes provenientes del COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE correspondientes a las provincias de ENTRE RÍOS, CORRIENTES y MISIONES.

Que debido a la necesidad de contar con los fondos en tiempo y forma por parte de las empresas de generación de energía eléctrica del ESTADO NACIONAL, resulta indispensable el reconocimiento de las acreencias por las transacciones programadas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Que mediante Resolución N° 177 de fecha 10 de mayo de 2011 del Registro de la SECRETARÍA DE ENERGÍA se reconocieron las acreencias definitivas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para el período del 1° de octubre de 2010 al 31 de enero de 2011.

Que mediante Nota N° B-64689-1, a fojas 235/236, COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) modificó el valor de las acreencias correspondientes a las transacciones del mes de enero de 2011 por la generación del COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE.

Que las acreencias reconocidas por los excedentes correspondientes a las provincias de ENTRE RÍOS, CORRIENTES y MISIONES, provenientes del COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE, para los meses de febrero, marzo, abril y mayo de 2011, conforme lo informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA). Se ajustarán y serán reconocidas como las definitivas por esta SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que el ESTADO NACIONAL mediante el artículo 17 de la Ley N° 26.422 tomó a cargo las deudas generadas en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) por las transacciones hasta el ejercicio

2009, y por el artículo 16 de la Ley N° 26.546, toma a cargo las deudas generadas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA durante el ejercicio 2010 por la aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, correspondiente a las acreencias de NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA), de la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ (EBY) y a los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671.

Que mediante el Decreto N° 2.053 de fecha 22 de diciembre de 2010, complementado por el Decreto N° 2.054 de fecha 22 de diciembre de 2010, rigen a partir del 1° de enero de 2011, en virtud del Artículo 27 de la Ley de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Nacional N° 24.156, las disposiciones de la Ley N° 26.546 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2010, sus normas modificatorias y complementarias, con las modificaciones efectuadas por el señor Jefe de Gabinete de Ministros.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las atribuciones para le dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 36,37 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de Agosto de 1982, el artículo 5° del Decreto N° 141 de fecha 26 de enero de 1995 y el artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 26 de julio de 1985.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Reconócense las acreencias por aplicación de la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL , INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, conforme lo informado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANONIMA (EBISA), por la suma de PESOS SEISCIENTOS NOVENTA MILLONES SEISCIENTOS SETENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y TRES ($690.673.853) respecto de la comercialización en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de la energía proveniente de la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ (EBY) por las transacciones económicas para el período entre el 1° de febrero y el 31 de mayo de 2011, incluyendo dicho importe las Regalías de las provincias de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACIRETA recibida en CLORINDA Provincia de FORMOSA; y PESOS CIENTO TREINTA Y UN MILLONES SETECIENTOS VEINTITRES MIL SETECIENTOS VEINTISÉIS ($131.723.726) por los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE por el ajuste de las Transacciones Económicas definitivas del mes de enero de 2011 más las Transacciones Económicas programadas para el período entre el 01 de febrero y el 31 de mayo de 2011, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671.

ARTÍCULO 2°.- Notifíquese de la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a EMPRENDIMIENTOS ENERGÉTICOS BINACIONALES SOCIEDAD ANÓNIMA (EBISA), a NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA), a la ENTIDAD BINACIONAL YACIRETÁ (EBY) y la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS.

ARTÍCULO 3°.- Regístrese, comuníquese y Archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1537/2011

Citas Legales: Decreto 432/1982; Decreto 186/1995; Ley 15.336; Ley 24.065, Disposición Conjunta 209 SSCyG y N° 770 SSP

> Implementar el Formulario de "Renuncia Voluntaria al Subsidio", el Formulario de "Declaración Jurada sobre la necesidad de subsidio", el modelo de Nota de Finalización del Trámite de Renuncia, y el modelo de factura de servicio que como ANEXO forman parte integrante de la presente

BUENOS AIRES, 02 DE DICIEMBRE DE 2011.

VER RESOLUCIÓN

Normativa del Año 2012

+

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 252/2012

Reconócense las acreencias por aplicación de la RES SE 406/2003 conforme lo informado por CAMMESA a EBISA por la suma de PESOS $ 1.305.456.282 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yaciretá por las transacciones económicas para el período comprendido entre el 1° de Junio y el 21 de Diciembre de 2011.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 255/2012

Suspéndase la aplicación, durante el período comprendido entre el 01 de junio de 2012 y el 30 de septiembre de 2012, los artículos 6, 7 y 8 de la RES SE 1169/2008.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 718/2012

Dase por prorrogado el procedimiento excepcional y transitorio previsto en la Resolución Nº 225/08.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1049/2012

Considerase a los agentes del MEM, generadores, autogeneradores y cogeneradores, que sean titulares de Contratos de Abastecimiento MEM, en los términos de la RES 220/2007 y que utilicen unidades de generación modulares, de rápida instalación y transportables o estacionarias, como generadores que desarrollan la actividad de GEED.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1132/2012

Los importes a los cuales es acreedora Nucleoeléctrica Argentina S.A. se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen en los meses de marzo y abril de 2012, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de PESOS $ 123,50 por cada MW/h generado y entregado al MEM.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1436/2012

Establécese el precio a recibir por las Empresas elaboradoras de Biodiesel por parte de las Empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1725/2012

Establécese el precio a recibir por las empresas elaboradoras de Biodiesel por parte de las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con Biodiesel. Compleméntense medidas establecidas en la Resolución Nº 56/2012.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1755/2012

Reconócense las acreencias por aplicación de la RES SE 406/2003 conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de PESOS $ 983.076.626, respecto de la comercialización en el MEM de la Energía proveniente de la Entidad Binacional Yaciretá (EBY) por las transacciones económicas para el período entre el 01 de febrero y el 31 de julio de 2012.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1994/2012

Los importes a los cuáles es acreedora NASA en el marco del Artículo 37 de la Ley N°24065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de mayo de 2012 y febrero de 2013, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de $123,50 por cada MW/h generado y entregado al MEM.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 2016/2012

Apruébese la Programación Estacional de verano para el MEM elevada por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGIA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2012 y el 30 de abril de 2013.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 252/2012

Citas Legales: Resolución 406/2003; Resolución 1.408/2011; Ley 26.422; Ley 26.546; Ley 24.954; Ley 25.671; Ley 26.728; Ley 15.336; Ley 24.065; Decreto 432/1982; Decreto 141/1995; Decreto 186/1985.

Reconócense las acreencias por aplicación de la RES SE 406/2003 conforme lo informado por CAMMESA a EBISA por la suma de PESOS $ 1.305.456.282 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacireta por las transacciones económicas para el período comprendido entre el 1° de Junio y el 21 de Diciembre de 2011.

BUENOS AIRES, 04 DE JUNIO DE 2012.

VER RESOLUCIÓN

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 255/2012

Publicación Boletín Oficial N° 32.075, del 21/01/2011

Citas Legales: Providencia MPFIPyS 1280/2012, Resolución SE 1301/2011; Ley 15.336, Ley 24.065; Decreto 432/1982, Decreto 186/1995.

> Suspéndese la aplicación, durante el período comprendido entre el 01 de junio de 2012 y el 30 de septiembre de 2012, los artículos 6, 7 y 8 de la RES SE 1169/2008.

BUENOS AIRES, 05 DE JUNIO DE 2012.

VER RESOLUCIÓN

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 718/2012

Publicación Boletín Oficial N° 32.430, del 03/07/2012

Citas Legales: Decreto 01398/1992 - anexo I - artículo 17; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 17; Ley 24.065 - artículo 85; Resolución ENRE 0371/2000; Resolución ENRE 0881/1999; Resolución SE 0147/2011; Resolución SE 0154/1993; Resolución SE 0154/1993 - anexo I; Resolución SE 0182/1995; Resolución SE 0225/2008; Resolución SE 0225/2008 - artículo 2; Resolución SEyM 0108/2001.

Dase por prorrogado el procedimiento excepcional y transitorio previsto en la Resolución Nº 225/08.

BUENOS AIRES, 27 DE JUNIO DE 2012.

VISTO el Expediente Nº S01:0101313/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que conforme surge del artículo 17 de la Ley Nº 24.065, se ha facultado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para establecer los estándares de emisión de contaminantes en el orden nacional para los diferentes equipamientos generadores de energía eléctrica de origen térmico, independientemente de cuál fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional.

Que en el Anexo I de la Resolución Nº 154 de fecha 27 de mayo de 1993 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se especificaron las condiciones y requerimientos para las emisiones provenientes de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica.

Que mediante la Resolución Nº 182 de fecha 25 de abril de 1995, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se fijaron nuevos parámetros de emisiones de plantas térmicas de generación de energía eléctrica, así como la frecuencia y registros de las mediciones a la atmósfera, reemplazando el mencionado Anexo I de la Resolución Nº 154/1993, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que mediante Nota Nº 295 de fecha 2 de abril de 1998 de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICOS PUBLICOS, se facultó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, a establecer la frecuencia de las mediciones obligatorias de las emisiones de las generadoras térmicas.

Que conforme lo expuesto, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) emitió la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999, en la cual desarrolló los procedimientos para la medición y el registro de las mediciones a la atmósfera, la cual a su vez, fue modificada mediante la Resolución Nº 371 de fecha 28 de junio de 2000 del ENRE.

Que conforme las facultades mencionadas en el primer considerando, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA dictó la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, mediante la cual especificó nuevos límites máximos para las emisiones, derivados del desarrollo tecnológico y los lineamientos ambientales considerados en el contexto global, con la finalidad de reducir la carga de contaminantes a la atmósfera para equipamiento de generación de energía eléctrica de centrales térmicas. Asimismo ratificó la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999.

Que por otra parte, es competencia de la SECRETARIA DE ENERGIA fijar políticas acordes a una realidad energética nacional, regional y global que acota las posibilidades de provisión de determinados combustibles, especialmente el Gas Natural, debiendo ser reemplazado por combustibles líquidos.

Que, como se mencionó oportunamente, actualmente existen posibilidades técnicas que permiten alcanzar niveles de emisiones que encuadren dentro de lo especificado para cada tipo de equipamiento, según el sistema de generación y/o la antigüedad, existiendo en el parque de generación equipamientos que a la fecha cumplen con los límites máximos de emisiones especificados por la normativa, utilizando Gas Natural y combustibles líquidos.

Que de acuerdo con las previsiones disponibles continuará el uso prioritario de combustible gaseoso para la demanda residencial y comercial, lo que impactará en el sistema de generación de energía eléctrica el cual se encuentra con un nivel de utilización pleno de todas las unidades instaladas, por lo cual para asegurar el

abastecimiento eléctrico será necesario que las unidades térmicas como las de turbogás y ciclo combinado existentes, continúen funcionando con un alto porcentaje de utilización de combustibles líquidos hasta la readaptación del sistema, analizando los requerimientos del Despacho, para el año 2012 se mantiene la necesidad planteada en aquella oportunidad.

Que tal como se manifestó oportunamente, existen equipamientos que con el cambio a combustible líquido les resulta difícil a la fecha alcanzar los límites especificados, para lo cual deberían realizar inversiones no programadas ni contempladas oportunamente, y que además sumado a los plazos de transición en cuanto a la provisión e instalación de dicho equipamiento para la correspondiente adecuación, se verían seriamente restringidas sus posibilidades de generación.

Que mediante la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se estableció un procedimiento excepcional y transitorio, la que fuera oportunamente prorrogada por la Resolución Nº 147 de fecha 26 de abril de 2011 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2011, debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa vigente.

Que atento la necesidad de obtener una solución integral a esta problemática, esta Secretaría celebró un “Programa de Asistencia Técnica” con la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Facultad Regional Avellaneda, mediante el cual se encuentran en análisis diversas acciones tendientes a obtener pautas para la implementación de un pormenorizado seguimiento de la conducta y los avances de los agentes generadores, referentes a las emisiones, las medidas a adoptarse y las eventuales dificultades en la implementación de las mismas.

Que considerando la complejidad del tema abordado, la existencia de informes parciales presentados por dicha Unidad Académica y la necesidad de mantener el normal suministro, la UTN sugiere considerar la prórroga de la excepcionalidad, hasta finalizar los nombrados estudios, razón por la que se han iniciado los trámites a fin de prorrogar lo establecido por las resoluciones mencionadas.

Que atento lo expuesto, corresponde establecer la prórroga de la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA hasta el 31 de diciembre de 2013.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que el presente acto se dicta conforme lo dispuesto en el artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 17 y 85 de la Ley Nº 24.065, y el artículo 17 del Anexo I del Decreto Nº 1398 de fecha 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA
RESUELVE:

Artículo 1º- Dase por prorrogado desde el 1º de enero de 2012 el procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS hasta el 31 de diciembre de 2013.

Artículo 2º- Establécese que los agentes generadores involucrados deberán continuar informando y cumplimentando en todos sus aspectos lo requerido en el artículo 2º de la citada Resolución.

Artículo 3º- Facúltase a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a resolver todas las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución. A tales efectos, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 4º- Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA).

Artículo 5º- Comuníquese, publíquese, dése Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1049/2012

Publicación Boletín Oficial N° 32.450, del 01/08/2012

Citas Legales: Decreto 01398/1992; Decreto 01398/1992 - artículo 1; Decreto 01398/1992 - anexo I - artículo 17; Ley 24.065; Ley 24.065 - artículo 17; Ley 24.065 - artículo 56 incisos k); m) y o); Ley 25.561; Ley 26.077; Norma ASME PTC 17; Norma ASME PTC 6; Norma ASTM D-1298; Norma ASTM D-4045; Norma ASTM D-482; Norma ASTM D-4868; Norma ASTM D-95; Norma ISO 15550; Norma ISO 3046-1; Resolución ENRE 0013/1997; Resolución ENRE 0570/2009; Resolución ENRE 0570/2009 - anexo; Resolución SE 0220/2007; Resolución SE 1836/2007

> Considerase a los agentes del MEM, generadores, autogeneradores y cogeneradores, que sean titulares de Contratos de Abastecimiento MEM, en los términos de la RES 220/2007 y que utilicen unidades de generación modulares, de rápida instalación y transportables o estacionarias, como generadores que desarrollan la actividad de GEED.

BUENOS AIRES, 06 DE JULIO DE 2012.

VISTO el Expediente Nº S01:0163776/2011 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nº 24.065, Nº 25.561, Nº 26.077 y la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO,

Que a través de la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS por medio de la cual se regularon las condiciones para la instalación de una nueva oferta de generación eléctrica por parte de agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que, a la fecha de publicación del acto, no fueran agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la citada resolución prevé que las ofertas de generación que se encuadren en la misma contarán con Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuya definición y alcance se consignan en la citada norma.

Que tal normativa permite el acceso de nueva oferta de generación de energía eléctrica, parte de la cual se puede orientar a subsanar las restricciones existentes para satisfacer la demanda de generación de energía eléctrica en determinadas zonas que no cuentan con suficiente capacidad de transporte, conforme fuera oportunamente informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a la SECRETARIA DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que a tal efecto y con el objeto de canalizar una solución a la problemática existente, se decidió recurrir a la alternativa de “GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DISTRIBUIDA (GEED)”.

Que ésta básicamente consiste en la instalación de Centrales Térmicas modulares, transportables o estacionarias, de rápida construcción y puesta en condiciones de operación a localizarse en regiones cuyos consumos en horas pico, debido al crecimiento de la demanda, no pueden ser atendidos sin encarar costosas inversiones en la infraestructura de transporte de energía eléctrica.

Que conforme surge de los considerandos precedentes, con el dictado de la Resolución Nº 220/2007 y complementariamente con la Resolución Nº 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, ambas del registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, se planteó un nuevo escenario y una importante oferta de generación, a través de la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED).

Que la GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DISTRIBUIDA (GEED) aparece como una herramienta idónea para dar respuesta a las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica planteadas por nuestra sociedad, a costos razonables, en cortos plazos, y mejorar sensiblemente la calidad de servicio y la confiabilidad del mismo.

Que sobre el particular cabe poner de relieve que la variabilidad de precios de fuentes primarias de energía, tales como petróleo, carbón y gas, la dependencia energética, la creciente escasez de algunos recursos, el crecimiento acelerado de muchas regiones, las exigencias a los sistemas de transporte, el tiempo que demandan las obras a efectos de adecuar los sistemas de distribución, la necesidad de mejorar la calidad del servicio adicionado a los requerimientos de las nuevas tecnologías y la obtención de índices de confiabilidad de suministro para sistemas de producción continua, a efectos de asegurar y mejorar la calidad de vida de sus habitantes y fortalecer la infraestructura aplicada a la producción y al trabajo, son aspectos

que se observan en distintos países y la REPUBLICA ARGENTINA no está ajena al crecimiento sostenido de la penetración de la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) en el mundo.

Que en el derecho comparado, se define Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) como un nuevo sistema de generación y que, en tal sentido, ha merecido el dictado de una regulación normativa que refleja las particularidades que la tipifican.

Que entre las variantes de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), se encuentran aquellas formas de generación producidas por unidades autónomas y transportables, o autónomas estacionarias para ser instaladas en los sistemas de transporte subtroncal o distribución regional o local, con la finalidad de actuar ante fallas del sistema o refuerzos de los mismos o frente a interrupciones del suministro por contingencias climáticas adversas, aportando disponibilidad, energía, regulación y flexibilidad a dichos sistemas, debiendo funcionar conectados a una red activa (funcionamiento en paralelo) o de manera aislada (funcionamiento en isla).

Que, en el País, no obstante el desarrollo alcanzado por esta modalidad, la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) en la actualidad no cuenta con un marco regulatorio en sintonía con los cambios que se persiguen y con compromisos concretos en las distintas políticas en materia energética.

Que en tal orden de ideas, debe ponderarse que la participación de la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), como nuevo factor del Mercado Eléctrico, interviene directamente en la tradicional segmentación de este sector requiriendo nuevas normativas y una reglamentación clara que permita una adecuada compatibilidad entre los distintos elementos componentes del sistema eléctrico, armonizándolo con pautas ambientales que aseguren niveles adecuados de calidad de vida de la población.

Que, por todo ello, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha promovido activamente el desarrollo de la actividad denominada Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), atendiendo tanto a los crecientes requerimientos del SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL como a los compromisos de mejora en la calidad de vida y condiciones de producción en distintas localidades del territorio nacional.

Que por todo lo expuesto y en ausencia de una reglamentación específica, se torna imperioso el dictado de una norma que regule de manera precisa y concreta esta nueva modalidad y su compatibilidad con las exigencias ambientales que debe cumplir todo generador, cogenerador y autogenerador.

Que en esta línea, la normativa de mención debe garantizar la seguridad y calidad del suministro, compatibilizándolo con la protección efectiva del ambiente.

Que es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA fijar políticas acordes a esta opción que se incorpora a la realidad energética nacional, en el marco de su objetivo de conducción de las acciones tendientes a aplicar la política sectorial, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general, respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente resolución se dicta conforme a las atribuciones otorgadas por el artículo 17 de la Ley Nº 24.065 aprobada por el artículo 1° del Decreto Nº 1398 de fecha 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Considerase a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) generadores, autogeneradores y cogeneradores, que sean titulares de Contratos de Abastecimiento MEM, en los términos de la Resolución Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 del registro de la SECRETARIA DE ENERGIA y que utilicen unidades de generación modulares, de rápida instalación y transportables o estacionarias, como generadores que desarrollan la actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED).

ARTICULO 2° — Determinase que los agentes que desarrollen la actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) deberán cumplir con las exigencias ambientales de la presente resolución en lo que respecta a los equipos asociados a la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED). En caso de que un mismo generador disponga de otras unidades que no se encuadran en la definición del artículo 1°, a estas últimas no le será aplicable la presente Resolución.

ARTICULO 3° — Establécese que los agentes generadores que desarrollan actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) y contraten la operación u operación y mantenimiento de equipos

generadores modulares y transportables o estacionarios con terceras organizaciones están obligados a hacer observar a sus contratistas y expresarlo en sus respectivos contratos, lo dispuesto en la presente.

ARTICULO 4° — Establécese que los agentes generadores obligados por esta resolución, conforme el artículo 2° de la presente, de unidades de generación equipadas con motores alternativos a pistón de ciclo Otto o ciclo diesel, que se encuentren habilitadas para funcionar a Gas Oil (GO) o Fuel Oil, deberán adecuar en cada una de ellas sus niveles de emisiones gaseosas de combustión, y los procedimientos para el monitoreo, registro, almacenamiento e informe a la autoridad de aplicación, a lo establecido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 5° — Establécese que los agentes generadores comprendidos en esta resolución, móviles y transportables, que dispongan de unidades de generación equipadas con turbogeneradores habilitadas para funcionar a Gas Natural (GN) o Gas Oil (GO) hasta la potencia nominal máxima de 25 (VENTICINCO MEGAVATIOS), deberán adecuar en cada una de las unidades sus niveles de emisiones gaseosas de combustión y los procedimientos para el monitoreo, registro, almacenamiento e informe a la autoridad de aplicación, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 6° — Establécese que los agentes generadores que desarrollen actividades de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) y los eventuales contratistas encargados de la operación y mantenimiento de las unidades que integran la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) deberán observar la normativa ambiental vigente aplicable, del nivel nacional y jurisdiccional y deberán gestionar y mantener vigentes los permisos y habilitaciones que correspondan a su actividad, otorgados por las autoridades de aplicación respectivas.

ARTICULO 7° — Establécese que los agentes generadores que sean autorizados por la SECRETARIA DE ENERGIA, a desarrollar actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), deberán disponer de una Base de Datos integrada por la información que se detalla en el ANEXO III, que forma parte integrante de la presente resolución. Los formatos para el almacenamiento y procesamiento de la referida información, así como la frecuencia de la remisión de la misma, serán establecidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 8° — Exceptúase de las obligaciones que impone la presente resolución a las unidades de GEED que sean puestas en funcionamiento en el MEM a solicitud de la SECRETARIA DE ENERGIA por razones de emergencia o urgencia. En ese caso esta SECRETARIA DE ENERGIA efectuará un requerimiento expreso y fundado y de ser posible indicando el plazo tentativo de operación y el régimen de despacho previsto para esa unidad.

ARTICULO 9° — Establécese que los incumplimientos a las exigencias ambientales establecidas en la presente resolución serán pasibles de la aplicación de los procedimientos y sanciones previstos en las normas legales y reglamentarias de conformidad con el artículo 56, incisos k), m) y o), de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 10. — El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en su carácter de autoridad de aplicación, deberá arbitrar los medios y dictar los procedimientos específicos, para el cumplimiento de la presente resolución, dentro de un plazo de SESENTA (60) días corridos, a partir de la puesta en vigencia de la presente.

ARTICULO 11. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA).

ARTICULO 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL O. CAMERON, Secretario de Energía.

ANEXO

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1132/2012

Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N' 1132 18/07/2012.

El Secretario de Energía Resuelve: El Secretario de Energía Resuelve: Los importes a los cuales es acreedora Nucleoeléctrica Argentina S.A. se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen en los meses de marzo y abril de 2012, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de PESOS $ 123,50 por cada MW/h generado y entregado al MEM.

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1436/2012

Publicación Boletín Oficial N° 32.457, del 10/08/2012

Citas Legales: Decreto 109/2007; Resolución S.E. 56/2012; Ley 26.093.

Establécese el precio a recibir por las Empresas elaboradoras de Biodiesel por parte de las Empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles.

BUENOS AIRES, 07 DE JULIO DE 2012.

VISTO el Expediente Nº S01:294656/2012 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución Conjunta del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, DE INDUSTRIA Y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS N°438/269/1001 de fecha 7 de agosto de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 26.093 ha puesto en marcha el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que desde su puesta en marcha se adoptaron dentro de las distintas esferas y jurisdicciones del Gobierno Nacional medidas conducentes a los fines de favorecer el desarrollo de los biocombustibles en el país, todo lo cual se encuentra plasmado a lo largo de toda la normativa vigente.

Que en ese sentido, se ha logrado promocionar el desarrollo de las pequeñas y medianas empresas, de productores agropecuarios, de las economías regionales y la instalación de nuevas plantas elaboradoras, alcanzando el sector una rentabilidad suficiente, lo que deviene que se han cumplimentados los objetivos planteados.

Que mediante la Resolución Conjunta del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, DE INDUSTRIA Y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 438/269/1001 de fecha 7 de agosto de 2012, se creó la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” integrada por el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS a través de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION ECONOMICA Y MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD de la SECRETARIA de POLITICA ECONOMICA Y PLANIFICACION DEL DESARROLLO y la SECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR, el MINISTERIO DE INDUSTRIA, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en la órbita del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PUBLICAS.

Que entre las facultades de la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” se encuentran las de determinar el precio de referencia para la especie de biocombustible denominada “biodiesel” que resulte de uso obligatorio en el mercado e informar los mismos a la Autoridad de Aplicación de la Ley 26.093 para su implementación.

Que en tal sentido mediante Acta Nº 2/2012, la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” determinó el precio de referencia de uso obligatorio en el mercado de CUATRO MIL CUATROCIENTOS CINCO PESOS CON TREINTA CENTAVOS POR TONELADA (4.405,3 $/TONELADA).

Que en virtud de lo expuesto, y en atención a lo previsto por la Resolución Conjunta antes citada corresponde implementar las medidas adoptadas por la mencionada UNIDAD.

Que lo dispuesto en la presente resulta complementario a las medidas establecidas en la Resolución Nº 56 de fecha 9 de marzo de 2012 de esta Secretaría, debiendo adecuarse las partes pertinentes de la citada Resolución a las disposiciones emanadas de la presente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que el suscripto es competente para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto por los artículos 4° y 8° de la Ley Nº 26.093 y los artículos 2° y 3° del Decreto Nº 109 de fecha 9 de febrero de 2007.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1° — Establécese en CUATRO MIL CUATROCIENTOS CINCO PESOS CON TREINTA CENTAVOS POR TONELADA (4.405,3 $/TONELADA) el precio a recibir por las empresas elaboradoras de BIODIESEL por parte de las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con BIODIESEL, conforme lo establecido por la UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO creada por la Resolución Conjunta del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, DE INDUSTRIA Y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 438/269/1001 de fecha 7 de agosto de 2012.

Art. 2° — Lo dispuesto en la presente resulta complementario de las medidas establecidas en la Resolución Nº 56 de fecha 9 de marzo de 2012 de esta Secretaría, debiendo adecuarse las partes pertinentes de la citada Resolución a las disposiciones emanadas de la presente.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1725/2012

Publicación Boletín Oficial N° 32.492, del 02/10/2012

Citas Legales: Decreto 109/07; Decreto 1719/12; Ley 26.093; Resolución SE 56/2012.

> Establécese el precio a recibir por las empresas elaboradoras de Biodiesel por parte de las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con Biodiesel. Compleméntanse medidas establecidas en la Resolución Nº 56/2012.

BUENOS AIRES, 01 DE OCTUBRE DE 2012.

VISTO el Expediente Nº S01:0294656/2012 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, la Resolución Conjunta del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, DE INDUSTRIA Y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 438/269/1001 de fecha 7 de agosto de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 26.093 ha puesto en marcha el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA.

Que desde su puesta en marcha se adoptaron dentro de las distintas esferas y jurisdicciones del Gobierno Nacional medidas conducentes a los fines de favorecer el desarrollo de los biocombustibles en el país, todo lo cual se encuentra plasmado a lo largo de toda la normativa vigente.

Que en ese sentido, se ha logrado promocionar el desarrollo de las pequeñas y medianas empresas, de productores agropecuarios, de las economías regionales y la instalación de nuevas plantas elaboradoras, alcanzando el sector una rentabilidad suficiente, lo que deviene que se han cumplimentado los objetivos planteados.

Que mediante la Resolución Conjunta del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, DE INDUSTRIA Y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 438/269/1001 de fecha 7 de agosto de 2012, se creó la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” integrada por el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS a través de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION ECONOMICA Y MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD de la SECRETARIA de POLITICA ECONOMICA Y PLANIFICACION DEL DESARROLLO y la SECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR, el MINISTERIO DE INDUSTRIA, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en la órbita del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PUBLICAS.

Que entre las facultades de la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” se encuentran las de determinar el precio de referencia para la especie de biocombustible denominada “biodiesel” que resulte de uso obligatorio en el mercado e informar los mismos a la Autoridad de Aplicación de la Ley 26.093 para su implementación.

Que a través del Decreto Nº 1.719 de fecha 19 de septiembre de 2012 se determinó la fórmula de cálculo móvil de los derechos de exportación para el biodiesel de manera tal que dicha alícuota sea equivalente al Precio de Referencia del biodiesel (PR) menos los Costos totales más Retorno sobre el Capital Total Empleado (CRCTE), todo ello a los fines de atenuar los efectos de los cambios drásticos de los precios internacionales y evitar distorsiones en el mercado, mitigando los efectos adversos de los mismos sobre las decisiones de producción e inversión local.

Que asimismo dicha norma establece la obligación de la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” de calcular con una periodicidad quincenal las variables de la fórmula referida e informar a los organismos correspondientes la alícuota del mencionado Derecho de Exportación, como así también la obligación de determinar el precio del biodiesel destinado al mercado interno, el que deberá resultar equivalente al precio de referencia (PR) deducido el monto del Derecho de Exportación.

Que en tal sentido, la “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO” estableció mediante el Acta Nº 3/2012 la metodología de cálculo y las fuentes de datos a utilizar para la estimación de cada una de las variables de la fórmula presentada en el Artículo 1° del Decreto Nº 1.719/2012, así como también los detalles para su respectiva actualización.

Que en función de dicha metodología, y a través del Acta Nº 4/2012 de la mencionada “UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO”, se calculó un Precio de Referencia (PR) de PESOS CINCO MIL SETESCIENTOS SESENTA Y DOS CON 25 CENTAVOS ($ 5.762,25) por tonelada de biodiesel, un Costo total más Retorno sobre el Capital Total Empleado (CRCTE) de PESOS CUATRO MIL SEISCIENTOS SESENTA Y UNO ($ 4.661) por tonelada de biodiesel, una alícuota nominal para el Derecho

de Exportación del biodiesel de VEINTITRES CON SESENTA Y TRES POR CIENTO (23,63%), y a los efectos meramente informativos, una alícuota efectiva para éste último de DIECINUEVE CON ONCE POR CIENTO (19,11%).

Que se informaron dichos cálculos para su implementación inmediata por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS.

Que lo dispuesto en la presente resulta complementario a las medidas establecidas en la Resolución Nº 56 de fecha 9 de marzo de 2012 de esta Secretaría, debiendo adecuarse las partes pertinentes de la citada Resolución a las disposiciones emanadas de la presente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que el suscripto es competente para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto por los artículos 4° y 8° de la Ley Nº 26.093 y los artículos 2° y 3° del Decreto Nº 109 de fecha 9 de febrero de 2007.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1º — Establécese en CUATRO MIL SEISCIENTOS SESENTA Y UNO ($ 4.661) por tonelada de biodiesel el precio a recibir por las empresas elaboradoras de BIODIESEL por parte de las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con BIODIESEL, el cual responde al Costo total más Retorno sobre el Capital Total Empleado (CRCTE) por tonelada de biodiesel, conforme surge de la metodología de cálculo establecida por la UNIDAD EJECUTIVA INTERDISCIPLINARIA DE MONITOREO creada por la Resolución Conjunta del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, DE INDUSTRIA Y DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS Nº 438/269/1001 de fecha 7 de agosto de 2012.

Asimismo, se establece un Precio de Referencia (PR) de PESOS CINCO MIL SETESCIENTOS SESENTA Y DOS CON 25 CENTAVOS ($ 5.762,25) por tonelada de biodiesel, una alícuota nominal para el Derecho de Exportación del biodiesel de VEINTITRES CON SESENTA Y TRES POR CIENTO (23,63%), y a los efectos meramente informativos, una alícuota efectiva para este último de DIECINUEVE CON ONCE POR CIENTO (19,11%).

Art. 2° — Lo dispuesto en la presente resulta complementario de las medidas establecidas en la Resolución Nº 56 de fecha 9 de marzo de 2012 de esta Secretaría, debiendo adecuarse las partes pertinentes de la citada Resolución a las disposiciones emanadas de la presente.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1755/2012

Citas Legales: Resolución SE 406/2003; Resolución SE 1.096/2008; Resolución SE 537/2009; Resolución SE 1032/2009: Resolución SE 1067/2009; Resolución SE 438/2010; Resolución SE 559/2010; Resolución SE 1087/2010; Resolución SE 1408/2011; Ley 15.336; Ley 24.065; Decreto 432/1982; Decreto 141/1995; Decreto 186/1985.

> Reconócense las acreencias por aplicación de la RES SE 406/2003 conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de PESOS $ 983.076.626, respecto de la comercialización en el MEM de la Energía proveniente de la Entidad Binacional Yaciretá (EBY) por las transacciones económicas para el período entre el 01 de febrero y el 31 de julio de 2012.

BUENOS AIRES, 18 DE OCTUBRE DE 2012.

VER RESOLUCIÓN

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1994/2012

Resolución de la Secretaria de Energía, del 08/11/2012

Los importes a los cuáles es acreedora NASA en el marco del Artículo 37 de la Ley N°24065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de mayo de 2012 y febrero de 2013, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de $123,50 por cada MW/h generado y entregado al MEM.

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 2016/2012

Publicación Boletín Oficial N° 32.530, del 27/11/2012

Citas Legales: Decreto 00186/1995; Decreto 00432/1982; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Ley 15.336; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 09; Ley 24.065 - artículo 21; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Nota SE 3547/2012; Nota SE 8754/2011; Nota SSEE 0870/2011; Resolución SE 0003/2011; Resolución SE 0093/2004; Resolución SE 0120/2009; Resolución SE 0137/1992; Resolución SE 0652/2009; Resolución SE 0842/2004; Resolución SE 1169/2008; Resolución SE 1281/2006; Resolución SE 1301/2011; Resolución SE 1434/2004; Resolución SE 1866/2005; Resolución SEE 0061/1992 .

> Apruébase la Programación Estacional de verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2012 y el 30 de abril de 2013 calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

BUENOS AIRES, 22 DE NOVIEMBRE DE 2012.

VISTO el Expediente Nº S01:0439149/2012 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha elevado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la Programación Estacional Definitiva para el período noviembre de 2012 y abril de 2013 para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizada de acuerdo a lo estipulado en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que por medio de la Resolución Nº 93 del 26 de enero de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se definió la segmentación de los Precios Estacionales, atendiendo a la crítica situación de emergencia económica y social atravesada por determinados segmentos de la demanda, haciendo necesario modular el impacto del incremento que técnicamente era necesario implementar para que toda la demanda abone los costos incurridos para abastecerla, buscando que los distintos tipos de consumidores afronten el costo de su abastecimiento de energía eléctrica de acuerdo a su real capacidad de pago, definiéndose también que se postergaría el ajuste del precio estacional para aquellos consumos que no estuvieren en condiciones de afrontar dichos aumentos.

Que en el marco de las distintas políticas públicas que ha implementado el ESTADO NACIONAL con el fin de lograr la inclusión social y una eficiente distribución de los subsidios, esta SECRETARIA DE ENERGIA, en el curso de los últimos OCHO (8) años, ha fijado las normas necesarias para el direccionamiento y asignación de los subsidios definidos por el GOBIERNO NACIONAL para los consumidores de energía eléctrica, a través del dictado de sucesivas normas, tal el caso de las Resoluciones Nº 842 de fecha 25 de agosto de 2004, Nº 1434 de fecha 7 de diciembre de 2004, Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008 y Nº 1301 de fecha 7 de noviembre de 2011, todas de la SECRETARIA DE ENERGIA, donde se ha venido desarrollado la desagregación de los Precios Estacionales a aplicar, en función de las características de la demanda y del nivel de consumo.

Que las mencionadas normas son referencias concretas de la decisión de las máximas autoridades sectoriales de alcanzar los objetivos perseguidos por el ESTADO NACIONAL, para lo cual, atento al actual desenvolvimiento de las distintas economías regionales, resulta conveniente ajustar los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados de la Energía, específicos para cada Agente Distribuidor y/o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, en función de los progresos que se han verificado en las distintas regiones, manteniendo los principios rectores antes aludidos.

Que, a los efectos de una aplicación más eficiente de los fondos que el ESTADO NACIONAL destina a subsidiar el Servicio de Energía Eléctrica, se considera necesario que los Precios Estacionales Subsidiados

que abonen los usuarios vinculados a los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) guarden relación con la capacidad de pago característica de cada jurisdicción o área de concesión.

Que el Poder Concedente de cada Jurisdicción puede y debe evaluar la capacidad de pago de los usuarios de la misma y, de esa forma, determinar, para la respectiva jurisdicción y/o área de concesión, la metodología más apropiada para el traslado de tales precios a cada categoría de consumidores atendidos por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, función de sus necesidades o capacidades económicas.

Que en este estadio, se entiende oportuno que los Entes Reguladores, junto con las empresas prestadoras del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, que son precisamente quiénes tienen un conocimiento cabal de los clientes a los que se les presta dicho servicio, tanto por el contacto directo con los mismos, como por el estudio de las características de sus propias áreas de concesión y supervisión, colaboren en pos del citado objetivo.

Que en consonancia con lo referido en los considerandos precedentes, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera necesaria y procedente la participación de los Entes Reguladores y/o el poder concedente en su defecto, con la colaboración de las empresas prestadoras del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, en la definición de la metodología antes descripta a los efectos de lograr la más adecuada distribución de los Precios Estacionales Subsidiados, con el objeto de permitir el acceso universal al Servicio de Energía Eléctrica, basándose en parámetros de equidad social, competitividad y pleno empleo, manteniendo el mismo esquema distributivo definido en la Resolución Nº 1.169 de fecha 31 de octubre de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, para los distintos estratos de demanda.

Que esta premisa deberá respetarse en todo el ámbito de la concesión o área de influencia de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, para lo cual dichos Agentes deberán comunicar e identificar discriminadamente el traslado de los costos mayoristas a cada segmento de demanda al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) (CAMMESA) y los usuarios finales que son, en última instancia, los destinatarios de los Subsidios dispuestos por el ESTADO NACIONAL para el consumo de energía eléctrica.

Que los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica son los responsables, en el ámbito del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), del envío de toda la información que resulte necesaria para el adecuado funcionamiento de dicho Mercado, incluyendo entre otras cuestiones, los requerimientos surgidos a partir del dictado de la Resolución Nº 1301/2011 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que los Entes Reguladores y/o el Poder Concedente en su defecto, deberán instruir a los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de su jurisdicción, a los efectos de efectuar el correcto traslado de los costos mayoristas a los respectivos usuarios finales atendidos por los referidos Agentes.

Que, por otro lado, y como ya se explicitara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1301/2011, corresponde establecer también Precios Estacionales No Subsidiados aplicables a los segmentos de la demanda que se encuentren en condiciones de afrontar los reales costos en que se debe incurrir para lograr el abastecimiento de su demanda de energía eléctrica a través de los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que los Agentes Distribuidores, en un todo de acuerdo con lo establecido en los artículos 9º y 21 de la Ley Nº 24.065, dentro de su zona de concesión, son responsables de abastecer a los usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente, debiendo satisfacer toda la demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de sus contratos de concesión.

Que, como se manifestara en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, el Subsidio definido por el ESTADO NACIONAL para el consumo de energía eléctrica tiene como únicos beneficiarios los clientes de los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, por lo que el pago de los montos facturados conforme los resultados de las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista a los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de dicho mercado es esencial para asegurar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en general.

Que dada la importancia del monto destinado por el ESTADO NACIONAL al subsidio a los usuarios de energía eléctrica de todo el país, se hace indispensable, por parte de los Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, extremar las medidas para mantener un nivel mínimo de pérdidas y el uso más eficiente que sea posible de la energía eléctrica adquirida en el MEM.

Que se debe señalar con especial énfasis que, en caso de que no se cumpliera con el pago en tiempo y forma a CAMMESA de los montos facturados conforme los resultados de las Transacciones Económicas del MEM, se pondría en serio peligro la cadena de pagos vinculada al cubrimiento de los costos incurridos para el suministro de energía eléctrica, haciendo que los recursos provenientes de los subsidios asignados por el ESTADO NACIONAL al sostenimiento del MEM se torne infructuoso al no llegar a los usuarios finales, que son los únicos destinatarios de los mismos.

Que, en el caso de que un Agente de los mencionados previamente no abone en su totalidad las facturas antes referidas, ello significa que se estaría apropiando de recursos económicos que no le pertenecen y que son imprescindibles para el sostenimiento del suministro de energía eléctrica, toda vez que afecta los ingresos de los Agentes Generadores y Transportistas, proveedores de dicho suministro.

Que, complementando lo indicado en el considerando anterior, vale destacar que la eventual afectación de la cadena de pagos, implicará el no poder hacer frente, en tiempo y forma, del costo de los combustibles requeridos para la generación de energía eléctrica, de la Operación y Mantenimiento de las instalaciones de Generación y Transporte, como tampoco al repago del financiamiento de las inversiones presentes y futuras.

Que los Precios Estacionales Subsidiados definidos en la presente Resolución contemplan las decisiones que ha tomado cada Ente Regulador y/o Poder Concedente en la asignación de los costos de cada etapa de la “cadena valor” del Servicio de distribución, hasta llegar al usuario final, para lo que ha considerado la capacidad de pago de los consumidores de su Jurisdicción y sus propias políticas de gestión del Servicio de Distribución de energía eléctrica.

Que en ese marco, toda modificación, en más o en menos, que se produzca a partir del dictado de la presente Resolución, en las tarifas finales aplicadas al usuario final que cada jurisdicción establezca, serán consideradas por esta SECRETARIA DE ENERGIA a los efectos de definir el nuevo Precio Estacional Subsidiado para dicha Jurisdicción, en la medida y con el alcance de su modificación

Que los Precios Estacionales Subsidiados establecidos por el presente acto representan, en todos los casos, un valor muy inferior a los costos técnicos de Generación y Transmisión en el MEM, esto es los denominados Precios Estacionales No Subsidiados. Por lo tanto, en el caso que un Ente Regulador y/o Poder Concedente considere que el monto de los subsidios que contiene el respectivo Precio Estacional resulta inadecuado para la capacidad de pago y desarrollo socioeconómico del área bajo su jurisdicción, podrá considerar la aplicación de costos mayoristas superiores a los establecidos en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º- Apruébase la Programación Estacional de verano para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2012 y el 30 de abril de 2013 calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Artículo 2º- Establécese la aplicación de los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados que se definen en el ANEXO I que forma parte integrante del presente acto, a partir del 1º de noviembre de 2012, para cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica allí identificado.

Los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) definidos en el ANEXO I de la presente norma remplazan en su totalidad cualquier Precio de Referencia Estacional vigente, no siendo aplicable o agregable ningún otro factor, precio o cargo adicional de los establecidos en la normativa vigente, con excepción de aquellos sobrecostos atribuibles a la remuneración

de las Unidades Generadoras de Energía Generación Móvil conforme lo establecido en las Notas Nº 8754 de fecha 15 de noviembre de 2011 y Nº 3.547 de fecha 4 de junio de 2012, ambas de la SECRETARIA DE ENERGIA, de los Sobrecostos por Demanda Excedente aplicables a los Grandes Clientes del Distribuidor, definidos en la Resolución Nº 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA y sus normas complementarias, así como también el "CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM" creado por Resolución Nº 1.866 de fecha 29 de noviembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, prorrogado por Resolución Nº 3 de fecha 21 de enero de 2011 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que así lo requieran, los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados en el nodo equivalente de cada uno de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA, son los definidos en el mismo ANEXO I.

Artículo 3º- Establécese que el Precio de Referencia Estacional No Subsidiado en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA se mantiene en un valor medio anual de PESOS TRESCIENTOS VEINTE POR MEGAVATIO HORA ($ 320 MWh) definiéndose, para cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, los incluidos en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente norma, vigentes a partir del 1º de noviembre de 2012, concordantes con los establecidos en la Resolución Nº 1.301/2011 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

En lo que respecta a los Precios de Referencia Estacionales No Subsidiados, se deberá verificar que, en ningún caso, los valores a trasladar a las tarifas a usuarios finales, superen los establecidos en el ANEXO II.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, los Precios de Referencia Estacionales para Distribuidores No Subsidiados ($PESTNS) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo indicado en la Resolución Nº 137/1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA, son los definidos en el mismo ANEXO II antes aludido.

Artículo 4º- Establécese que los Entes Reguladores y/o los poderes concedentes en su defecto, deberán instruir a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de su jurisdicción, a los efectos de efectuar el correcto traslado de los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados en los respectivos cuadros tarifarios.

Asimismo los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica deberán comunicar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la metodología establecida para el traslado de Precios de Referencia Estacionales Subsidiados a cada segmento de demanda, identificando discriminadamente los parámetros utilizados y los resultados previstos a obtener a partir de tal procedimiento, debiéndose poder constatar acabadamente que se ha mantenido el mismo esquema distributivo definido en las resoluciones Nº 1.169/2008 y Nº 1.301/2011, ambas de la SECRETARIA DE ENERGIA, para los distintos estratos de demanda en toda su área de concesión o ámbito de influencia, así como que los precios aplicados sean concordantes con los vigentes inmediatamente antes de la fecha de dictado del presente acto.

La información así suministrada deberá ser compendiada y remitida por CAMMESA a esta SECRETARIA DE ENERGIA para su evaluación y adopción de las medidas que pudieren corresponder.

Artículo 5º- Establécese que CAMMESA deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA los casos en que un Agente Distribuidor y/o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica incumpliera con sus obligaciones de pago de la facturación emitida cada mes por CAMMESA y/o dicho Agente o el Ente Regulador y/o Poder Concedente con jurisdicción, o que impugne y/o cuestione administrativa y/o judicialmente total o parcialmente la misma, quedando impaga en dicha proporción la suma correspondiente, bajo la argumentación de que su monto deviene de la aplicación de Precios Estacionales Subsidiados sobre los que no presta su acuerdo.

En ese contexto, esta SECRETARIA DE ENERGIA adoptará las medidas que considere procedentes, dentro de las cuales podrá llegar a resolverse la aplicación de los Precios Estacionales No Subsidiados a la demanda adquirida en el Mercado por el referido Agente, al haber éste violado la normativa aceptada expresamente por él para participar en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), al haber incumplido su compromiso de sujeción a todas las disposiciones contenidas en LOS PROCEDIMIENTOS para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), sus normas modificatorias y complementarias y las resoluciones que, en su carácter de Autoridad de Aplicación o por mandato o habilitación de las leyes que integran el Marco Regulatorio Eléctrico, dicte la SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 6º- Los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica deberán satisfacer y demostrar fehacientemente la implementación de lo establecido en la Nota Nº 870 de fecha 10 de noviembre de 2011 de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en especial lo dispuesto en el Apartado 4 de dicha nota, en lo que respecta a destacar en sus facturas, además del subsidio recibido por cada cliente identificado como “Subsidio Estado Nacional”, la desagregación del costo del suministro, separando el Costo de la Compra Mayorista del resto de los componentes que hacen a la tarifa al usuario final, para la facturación a emitirse a partir del presente período estacional.

Artículo 7º- Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá efectuar las respectivas transacciones económicas de acuerdo a los precios definidos en el Artículo 2º de la presente resolución, explicitando el subsidio correspondiente a cada Prestador del Servicio Público de Distribución sobre el que se han aplicado los mismos, el que deberá identificar como “Subsidio Estado Nacional”.

Artículo 8º- Suspéndese la aplicación de la Resolución Nº 120 de fecha 9 de febrero de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA, a partir del 1º de noviembre de 2012 y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no disponga en contrario, incluyendo las instrucciones ampliatorias o modificatorias de dicha norma dictadas por la citada Secretaría.

Artículo 9º- Establécese que esta SECRETARIA DE ENERGIA, definirá, con los alcances y parámetros expuestos en los considerandos de la presente, aquellas modificaciones que entienda procedentes a los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados, establecidos en el ANEXO I de la presente resolución, debiendo CAMMESA dar a publicidad dichas adecuaciones así como notificar específicamente de ello a los Agentes alcanzados por tales medidas.

Artículo 10.- Con prescindencia de lo dispuesto en el artículo precedente, facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Artículo 11.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los Entes y Organismos Provinciales y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

Artículo 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

ANEXO I

PRECIOS ESTACIONALES SUBSIDIADOS

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional [$/MWh]
APELP	93.25
CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	76,23
CEOS CONCORDIA	128.59
CESOP LTDA SAN BERNARDO	136,71
COOP. PUNTA ALTA	101,95
COOP. 16 DE OCTUBRE	69,42
COOP. AZUL BS, AS.	81,49
COOP. CASTELLI	106,26
COOP. CELTA	93,18
COOP. CHACABUCO	91,54
COOP. CNEL DORREGO BS. AS.	101,54
COOP. COLON BS. AS.	109,67
COOP. DE E LAS FLORES	90,37
COOP. DE ELECTR DE RANCHOS	108,42
COOP. ELECT PRINGLES	96,75
COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	135.99
COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	114.29
COOP. LUJAN BS. AS.	115,70
COOP. MNO. MORENO BS. AS.	106,76
COOP. OLAVARRIA BS. AS.	117,20
COOP. PERGAMINO BS. AS.	104,49
COOP. PUERTO MADRYN	88,08
COOP. RAMALLO	105,73
COOP. SALTO BS. AS.	99,86
COOP. SAN PEDRO	101,42
COOP. SERVICIOS DE RAWSON	64,89
COOP. TRELEW	138.10
COOP. TRENQUE LAUQUEN	93,67
COOP. VILLA GESELL	131,25
COOP. ZARATE BS. AS.	110.61
COOP.COMODORO RIVADAVIA	112,62
COOP. DE LUZ V F. DE ROJAS	125.37
COOP. DE SAN ANTONIO DE ARECO	104,34
COOP. ELECT. DE BARILOCHE	63,86
COOPER. ELEC. GODOY CRUZ DISTRIB	59,76
COOPERATIVA DE BARKER	88,65
COOPERATIVA DE LEZAMA	101,29
COOPERATIVA DE NECOCHEA	147,27
COOPERATIVA DE PIEDRITAS	89,76
COOPERATIVA DE PIGÜE	97.38
COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	101,48
COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	100,58
COOPERATIVA MONTE	131,94
COOPERATIVA SALADILLO	113.35
DGSP CHUBUT	67,66
DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	58,30
DPE CORRIENTES	95,34
EDE TUCUMAN	59,97
EDELAP SA	105,45
EDENOR DISTRIBUIDOR	83,98
EDESAL DISTRIBUIDOR	122,85
EDESTESA (EMP. DIST. EL DEL ESTE)	59,88
EDESUR DISTRIBUIDOR	88,21
EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	70,90
EMP DIST ENERG ATLANTICA	92.38
EMP DIST ENERG NORTE	108.37

EMP DIST ENERG SUR	94,27
EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	67,70
EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	105.44
EMP. ELECTRIC. DE MISIONES S.A.	69,16
EMPRESA DIS. FORMOSA SA	83,13
EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	65.35
EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA SA	110,90
ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	107,45
ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	106,61
ENERGIA DE MENDOZA SA	88,51
ENERGIA SAN JUAN SA	80,92
EPEC DISTRIBUIDOR	135,45
EPEN DISTRIBUIDOR	94,19
EPESF DISTRIBUIDOR	127,4
MUNIC. PICO TRUNCADO	80,91
SECHEEP	68,31
SPSE SANTA CRUZ	83,09
USINA POPULAR DE TANDIL	94,21

ANEXO II

PRECIOS ESTACIONALES NO SUBSIDIADOS

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional [$/MWh)
APELP	306,75
CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	304,32
CEOS CONCORDIA	323,24
CESOP LTDA SAN BERNARDO	321,68
COOP. PUNTA ALTA	311,61
COOP. 16 DE OCTUBRE	393,09
COOP. AZUL BS, AS.	314,85
COOP. CASTELLI	319,65
COOP. CELTA	320,19
COOP. CHACABUCO	322,61
COOP. CNEL DORREGO BS. AS.	319,61
COOP. COLON BS. AS.	314,74
COOP. DE E LAS FLORES	323,36
COOP. DE ELECTR DE RANCHOS	321,03
COOP. ELECT PRINGLES	319,14
COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	358,99
COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	322,21
COOP. LUJAN BS. AS.	314,61
COOP. MNO. MORENO BS. AS.	317.93
COOP. OLAVARRIA BS. AS.	323,56
COOP. PERGAMINO BS. AS.	319,66
COOP. PUERTO MADRYN	321,95
COOP. RAMALLO	315,30
COOP. SALTO BS. AS.	315,60
COOP. SAN PEDRO	319,29
COOP. SERVICIOS DE RAWSON	324,98
COOP. TRELEW	320,94
COOP. TRENQUE LAUOUEN	320,94
COOP. VILLA GESELL	328,05
COOP. ZARATE BS. AS.	316,06
COOP.COMODORO RIVADAVIA	315,23
COOP. DE LUZ V F. DE ROJAS	319,42
COOP. DE SAN ANTONIO DE ARECO	322,90
COOP. ELECT. DE BARILOCHE	288,26
COOPER. ELEC. GODOY CRUZ DISTRIB	320,99
COOPERATIVA DE BARKER	323,12
COOPERATIVA DE LEZAMA	319,24
COOPERATIVA DE NECOCHEA	322,50
COOPERATIVA DE PIEDRITAS	303,61
COOPERATIVA DE PIGÜE	317,56
COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	309,50
COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	314,94
COOPERATIVA MONTE	317,40
COOPERATIVA SALADILLO	326,15
DGSP CHUBUT	287,29
DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	315,28
DPE CORRIENTES	319,06
EDE TUCUMAN	319,19
EDELAP SA	321,05
EDENOR DISTRIBUIDOR	320,77
EDESAL DISTRIBUIDOR	317,45
EDESTESA (EMP. DIST. EL DEL ESTE)	316,50
EDESUR DISTRIBUIDOR	319,82
EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	289,09
EMP DIST ENERG ATLANTICA	319,73

EMP DIST ENERG NORTE	315,85
EMP DIST ENERG SUR	310,22
EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	317,87
EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	316,25
EMP. ELECTRIC. DE MISIONES S.A.	309,76
EMPRESA DIS. FORMOSA SA	325,70
EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	322,42
EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA SA	317,00
ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	321,11
ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	322,27
ENERGIA DE MENDOZA SA	320,97
ENERGIA SAN JUAN SA	316,69
EPEC DISTRIBUIDOR	319,32
EPEN DISTRIBUIDOR	296,08
EPESF DISTRIBUIDOR	320,90
MUNIC. PICO TRUNCADO	331,19
SECHEEP	318,28
SPSE SANTA CRUZ	323,94
USINA POPULAR DE TANDIL	315,35

Normativa del Año 2013

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 95/2013

Establécese que la presente Resolución será de aplicación para todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, así como también la potencia y/o energía eléctrica producida por los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de Contratos regulados por la S.E. a través de las Res. S.E. N° 1193/05, N° 1281/06, N° 220/07, N° 1836/07, N° 200/09, N° 712/09, N° 762/09, N° 108/2011 y N° 137/2011, así como cualquier otro tipo de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la S.E. dependiente del Ministerio de Planificación Inversiones Públicas y Servicio.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 250/2013

Aprueba los valores correspondientes al ajuste por el Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) para EDENOR SA y EDESUR SA por los períodos indicados en el Anexo I, así como las deudas de las mismas empresas por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) por los períodos indicados en el Anexo II y la compensación de las diferencias entre ambos montos.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 408/2013

Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de junio de 2013 y el 31 de julio de 2013, de los Precios de Referencia Estacionales que se definen en el Anexo I, que forma parte integrante del presente acto, para cada Agente Distribuidor o Prestador del servicio de Distribución de Energía Eléctrica allí identificado.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 681/2013

Sustitúyase el Artículo 1° de la Resolución N° 262 de fecha 13 de mayo del 2013 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, por el siguiente: “Los importes a los cuáles es acreedora NASA en el marco del Artículo 37 de la Ley N° 24.065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de marzo de 2013 y febrero de 2014, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de $ 167,98 por cada MW/h generado y entregado al MEM.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1125/2013

Las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con BIODIESEL deberán agregar, a partir del 1° de enero de 2014, una proporción de BIODIESEL que no podrá ser inferior al 9%, mínimo en volumen, de dicho producto en la mezcla final con el combustible fósil gasoil que se comercialice en el Territorio Nacional, y un 10%, mínimo en volumen, a partir del 1° de febrero de 2014. En todos los casos, tanto el BIODIESEL puro como el producto final que se obtenga de la mezcla con combustibles fósiles, deberán cumplir con los parámetros de calidad exigidos para tales productos por normativa vigente, sus modificaciones y/o complementarias.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 95/2013

Publicación Boletín Oficial N° 32.608, del 26/03/2013

Citas Legales: Decreto 00186/1995; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Ley 15.336; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 15.336 - artículo 43; Ley 23.164; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Resolución SE 0001/2003; Resolución SE 0001/2003 - anexo I; Resolución SE 0108/2011; Resolución SE 0137/2011; Resolución SE 0200/2009; Resolución SE 0220/2007; Resolución SE 0406/2003; Resolución SE 0712/2009; Resolución SE 0762/2009; Resolución SE 0943/2003; Resolución SE 1193/2005; Resolución SE 1281/2006; Resolución SE 1836/2007; Resolución SEE 0061/1992 - capítulo 500186/1995; Decreto 00432/1982 - artículo 1; Decreto 01216/2006; Ley 15.336 - artículo 37; Ley 24.065 - artículo 35; Ley 24.065 - artículo 36; Ley 24.065 - artículo 85; Ley 26.095; Resolución MPFIPyS 2000/2005; Resolución SE 1193/2005; Resolución SE 1427/ 2004; Resolución SE 1866/2005

> Establécese que la presente Resolución será de aplicación para todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, así como también la potencia y/o energía eléctrica producida por los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de Contratos regulados por la S.E. a través de las Res. S.E. N° 1193/05, N° 1281/06, N° 220/07, N° 1836/07, N° 200/09, N° 712/09, N° 762/09, N° 108/2011 y N° 137/2011, así como cualquier otro tipo de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la S.E. dependiente del Ministerio de Planificación Inversiones Públicas y Servicio

BUENOS AIRES, 22 DE MARZO DE 2013.

VISTO el Expediente Nº EXP-S01:0060219/2013 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS,

CONSIDERANDO:

Que la actividad de Generación de Energía Eléctrica es calificada como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en disposiciones que aseguran su normal funcionamiento.

Que, conforme el marco regulatorio que rige el Sector Eléctrico Argentino, el Estado Nacional es quien tiene reservada la facultad de establecer y aplicar las normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo una participación activa de los agentes del MEM en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que corresponde a esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, desarrollar y poner en marcha una política energética orientada a preservar las condiciones de seguridad en el Sistema Argentino de Interconexión y, en particular, el Abastecimiento de Energía Eléctrica.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA entiende oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el MEM en los aspectos vinculados con la Remuneración de los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores de dicho mercado, a fin de aportar los recursos que permitan garantizar la sustentabilidad de su actividad y, consecuentemente, asegurar el suministro a los Usuarios finales de todo el país.

Que, desde el dictado de la Resolución S.E. Nº 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, seguida por la Resolución S.E. Nº 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, y la Resolución S.E. Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 emitida a continuación, la generación de energía eléctrica ingresada al servicio con posterioridad a la entrada en vigencia de dichas normas cuenta con una remuneración diferencial respecto de la generación anteriormente instalada, cuyo sustento económico se instrumenta, principalmente, a partir de la celebración de contratos de mediano o largo plazo para la venta de la potencia disponible y de la energía producida por dichas instalaciones.

Que, la generación del tipo nuclear y la correspondiente a las Centrales Hidráulicas Binacionales son remuneradas a través de mecanismos específicos.

Que, en consecuencia, resulta necesario adaptar la remuneración de los Agentes Generadores del MEM tipo térmico convencional o hidráulico nacional, excepto los Hidráulicos Binacionales, únicamente para los bloques de energía eléctrica que no sean comercializados mediante Contratos de energía eléctrica regulados por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que, la adecuación de la remuneración comprende mecanismos que aseguren el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local promoviendo un desarrollo sustentable del sector.

Que es preciso asegurar la generación de energía eléctrica en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo, a los fines de garantizar la continuidad del crecimiento económico y el desarrollo social que ha caracterizado a la REPUBLICA ARGENTINA durante la última década.

Que, para asegurar el cumplimiento de los objetivos perseguidos con las adecuaciones regulatorias definidas en la presente Resolución, es necesario establecer un nuevo esquema de remuneración de la potencia puesta a disposición para el caso de aquellos Agentes Generadores Térmicos que cumplan con la disponibilidad objetivo establecida en la presente, siendo conveniente reemplazar la misma por un esquema que remunere los costos fijos medios de los Agentes Generadores alcanzados por las disposiciones de la presente norma.

Que, asimismo, resulta necesario modificar la regulación en relación los Costos Variables de Producción, siendo conveniente reemplazar la misma por un esquema que remunere los Costos Variables medios de los Agentes Generadores referidos previamente.

Que, buscando optimizar el uso y minimizar los Costos en el Abastecimiento de Combustibles a las Centrales del MEM, la gestión comercial y despacho de combustibles quedará centralizada en el Organismo Encargado del Despacho.

Que a partir de la entrada en vigencia del nuevo régimen remuneratorio implementado por el presente acto, los Grandes Usuarios del MEM deberán adquirir su demanda de energía eléctrica al Organismo Encargado del Despacho, quedando suspendida transitoriamente la incorporación de nuevos contratos de compra de energía eléctrica en bloque celebrados con los Agentes Generadores afectados por las disposiciones de presente norma, hasta tanto se instrumenten las medidas reglamentarias que resulten convenientes en aras de alcanzar los objetivos antes aludidos.

Que la generación alcanzada por lo establecido en este acto recibirá como remuneración total la determinada por la metodología establecida en la presente Resolución.

Que, a los efectos de percibir la remuneración total definida en la presente norma, los Agentes alcanzados por la misma deberán asegurar la inexistencia de reclamos administrativos o procesos judiciales en curso planteados por los mismos contra el ESTADO NACIONAL, la SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011" (en adelante, el "ACUERDO 2008-2011") y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución S.E. Nº 406/2003.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

Artículo 1° — Establécese que la presente Resolución será de aplicación para todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, así como también la potencia y/o energía eléctrica producida por los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de Contratos regulados por la Secretaría de Energía a través de las Resoluciones S.E. Nº 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, Nº 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007, Nº 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, Nº 200 de fecha 16 de marzo de 2009, Nº 712 de fecha 9 de octubre de 2009, Nº 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, Nº 108 de fecha 29 de marzo de 2011 y Nº 137 de fecha 25 de abril de 2011, así como cualquier otro tipo de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS (en adelante los "Agentes Generadores Comprendidos").

Art. 2° — Defínese como Disponibilidad Objetivo a ser satisfecha en un determinado año por una unidad generadora de un Agente Generador Comprendido, a la disponibilidad promedio de la correspondiente tecnología de los últimos tres años calendarios previos. Las tecnologías comprendidas son: Turbo Gas (TG), Turbo Vapor (TV), Ciclo Combinado (CC) y Central Hidroeléctrica (Hl).

Para aquellas tecnologías no incluidas en la anterior identificación, la SECRETARIA DE ENERGIA definirá las pautas aplicables para la determinación de la Disponibilidad Objetivo correspondiente.

Art. 3° — Establécese un esquema de Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos a ser aplicado a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, el cual tendrá en cuenta y remunerará la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de sus unidades generadoras en las horas de remuneración de la potencia (hrp), conforme el detalle que se indica más abajo.

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos se determina mensualmente, considerando los Precios indicados en el ANEXO I ("Remuneración de Costos Fijos") que forma parte integrante de la presente.

El cálculo de la Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos será en función de los parámetros que varían por tipo de generación, tecnología y escala y por la Potencia Disponible de máquina en las Horas de Remuneración de la Potencia.

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de generación térmica convencional (TG, TV, CC), se realizará conforme al siguiente detalle:

a) El Generador cobrará el 100% del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos si:

   - La disponibilidad de la máquina a ser remunerada supera la Disponibilidad Objetivo y, asimismo, es mayor al 80% de su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos; o,
   - La disponibilidad de la máquina a ser remunerada es inferior a la Disponibilidad Objetivo, pero supera a su propia disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos en un 5%.

b) El generador cobrará el 75% del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos cuando la disponibilidad de la máquina a ser remunerada supere la Disponibilidad Objetivo pero está por debajo del 80% de su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos.

c) El generador cobrará el 50% del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos cuando la disponibilidad de la máquina a ser remunerada no supera la Disponibilidad Objetivo y no supera en un 5% su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos pero si excede a la misma.

d) El generador cobrará el 35% del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos cuando la disponibilidad de la máquina a ser remunerada no supera la Disponibilidad Objetivo y no alcanza su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos.

Para la Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de Generación Hidroeléctrica (HI), se deberán adoptar los criterios y conceptos definidos por la SECRETARIA DE ENERGIA para la determinación de la potencia disponible que hoy se encuentran vigentes.

En ningún caso, el valor del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos a aplicar podrá ser inferior a 12 $/MW-hrp.

Las horas fuera de servicio por mantenimientos programados autorizados por CAMMESA no serán consideradas para realizar el cálculo de la indisponibilidad de las máquinas de los Agentes Generadores Comprendidos en el período de control. El cálculo de disponibilidad se realizará en forma mensual para cada una de las máquinas, considerando para su evaluación un trimestre móvil.

La SECRETARIA DE ENERGIA establecerá la metodología a utilizar a los efectos de la implementación de detalle del esquema de remuneración establecido en el presente Artículo.

Art. 4° — Establécese, un nuevo esquema de la Remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de los Agentes Generadores Comprendidos, el cual reemplaza, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, la remuneración de los Costos Variables de Mantenimiento y Otros Costos Variables no Combustibles definidos en el Apartado 1 - "DECLARACION ESTACIONAL" del ANEXO I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 1 del 2 de enero de 2003, debiendo considerarse a tales efectos los valores que se indican en el Anexo II que forma parte integrante de la presente.

La Remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de los Agentes Generadores Comprendidos se determina mensualmente y su cálculo será en función de La Energía Generada por tipo de combustible.

Art. 5° — Créase el concepto “Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos”, el cual, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, será remunerado conforme a los valores y con la distribución indicada en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente. Al respecto, una porción de la Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos será liquidada a los Agentes Comprendidos en forma directa y la otra porción será destinada a un fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico, cuyas especificidades serán establecidas oportunamente por la SECRETARIA DE ENERGIA. La Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos se determina mensualmente y su cálculo será en función de la Energía Total Generada.

Asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA, establecerá los mecanismos necesarios para permitir que los montos correspondientes a las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) emitidas por CAMMESA en cumplimiento de las disposiciones contenidas en las Resoluciones S.E. Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y Nº 943 de fecha 27 de noviembre de 2003 y demás normativa dictada por esta SECRETARIA DE ENERGIA, y que no se encuentren comprometidos en el marco de acuerdos generales y/o específicos celebrados con la SECRETARIA DE ENERGIA y/o normas dictadas por ésta para la ejecución de obras de inversión y/o mantenimiento del equipamiento existente, sean destinadas a la integración de los fondos fideicomitidos en el Fideicomiso referido previamente.

Art. 6° — Establécese que la remuneración total en el MEM a percibir por los Agentes Generadores Comprendidos, será la establecida por las disposiciones de la presente Resolución en lo referido a los conceptos que se indican a continuación:

1. Remuneración de los Costos Fijos.
2. Remuneración de los Costos Variables.
3. Remuneración Adicional.

Asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá las adecuaciones a introducir en los procedimientos de cálculo aplicados para la realización de las Transacciones Económicas del MEM, a los efectos de que los Agentes Generadores Comprendidos reciban como remuneración total la determinada por la metodología establecida en la presente Resolución, descontando la energía eléctrica y/o la potencia comprometidas en el Mercado a Término o en otros acuerdos para los mismos conceptos, valorizadas al Precio de Mercado correspondiente, con excepción de los contratos referidos en el Artículo 1° de la presente norma, así como también la deducción de cualquier otro cargo y/o servicio que deba estar a cargo de los mencionados agentes.

A los efectos de constatar el cumplimiento del objetivo establecido en el presente Artículo, los Agentes Generadores Comprendidos deberán presentar, para cada mes transaccionado, una declaración jurada, acompañada por documentación de respaldo debidamente certificada por auditor externo, en donde declaren la facturación emitida por sus compromisos en el Mercado a Término, la cual será contrastada con las deducciones realizadas en las Transacciones Económicas realizadas por CAMMESA según lo señalado en el párrafo anterior. En caso que, de dicho contraste, resultaran inconsistentes los volúmenes monetarios facturados por algún Agente Generador Comprendido, y esta diferencia resultase a favor del mismo, CAMMESA deberá facturar a dicho Agente Generador Comprendido tal diferencia.

Art. 7° — A los fines de la liquidación de los conceptos remuneratorios referidos en el Artículo 6° precedente a los Agentes Generadores Comprendidos, no serán de aplicación las disposiciones de la Resolución de SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406/2003. Al respecto, se aplicará el criterio de proporcionalidad establecido en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, Los Procedimientos, aprobados por la Resolución ex-Secretaría de Energía Eléctrica Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias con el siguiente orden de prelación:

(i) En primer orden se cancelarán los conceptos referidos en los artículos 3° y 8° de la presente Resolución; junto con los conceptos referidos en el Artículo 4° de la presente Resolución; y

(ii) en segundo orden se cancelarán los conceptos referidos en el Artículo 5° de la presente norma.

En función de la metodología que establezca a ese efecto la SECRETARIA DE ENERGIA, el Organismo Encargado del Despacho deberá compatibilizar el orden de prioridad establecido precedentemente con los definidos por la regulación vigente, teniendo en cuenta los conceptos remuneratorios definidos en la presente.

Art. 8° — Establécese que, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, se reconocerán los costos de combustible propio valorizándolo al correspondiente precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al Transporte y Distribución de Gas Natural y

los impuestos y tasas asociadas, siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (i) que se trate de costos que a la fecha de vigencia de la presente resolución estén siendo reconocidos por CAMMESA; y (ii) que se trate de costos que tengan origen en relaciones contractuales contraídas con anterioridad a la fecha de vigencia de la presente Resolución.

Con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el Abastecimiento de Combustibles a las Centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, quedará centralizado en el Organismo Encargado del Despacho.

A medida que las relaciones contractuales entre los Agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se vayan extinguiendo, dejarán de reconocerse tales costos asociados a la Operación.

La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al Organismo Encargado del Despacho, en caso de corresponder, la metodología de reconocimiento de costos, la cual deberá basarse en la presentación, por parte de los Agentes Generadores, de documentación comercial suficiente.

Art. 9° — Suspéndase transitoriamente, a partir del dictado de la presente Resolución, la incorporación de nuevos Contratos en el Mercado a Término del MEM para su administración por parte del Organismo Encargado del Despacho, salvo aquellos que son producto de las Resoluciones indicadas en el Artículo 1° del presente acto.

Establécese que, una vez finalizados los Contratos del Mercado a Término preexistentes al dictado de la presente Resolución y con la excepción indicada en el párrafo anterior, será obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica al Organismo Encargado del Despacho conforme las condiciones que establezca esta SECRETARIA DE ENERGIA a tal efecto.

Los contratos del Mercado a Término que se encuentren vigentes a la fecha de la presente resolución continuarán administrándose conforme a la regulación vigente hasta su finalización, no pudiendo ser renovados ni prorrogados.

Art. 10. — Derógase el segundo párrafo del artículo 5° de la Resolución de SECRETARIA DE ENERGIA Nº 406 del 8 de septiembre de 2003.

Art. 11. — Establécese que a los efectos de la valorización de las regalías previstas en el Artículo 43 de la Ley Nº 15.336, modificado por la Ley Nº 23.164, no serán de aplicación las estipulaciones contenidas en la presente Resolución.

Art. 12. — Establécese que esta resolución será de aplicación a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, y en forma particular para cada Agente Generador, previo envío a CAMMESA por parte de esta SECRETARIA DE ENERGIA, de la aceptación del desistimiento que deberá realizar cada uno de los agentes generadores, de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011" (en adelante, el "ACUERDO 2008-2011") y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución S.E. Nº 406/2003. Asimismo cada agente generador deberá comprometerse a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO antes mencionado y a la Resolución referida en el presente artículo.

Art. 13. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el Organismo Encargado de Despacho, resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

Art. 14. — Notifíquese a CAMMESA, quien a su vez notificará a los Agentes Generadores comprendidos.

Art. 15. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

ANEXO I

REMUNERACIÓN DE COSTOS FIJOS

CLASIFICACIÓN	$/MW-hrp
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	48,00
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	40,00
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	52,80
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	44,00
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	37,20
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	31,00
Unidades HI con Potencia (P) < 120 Mw	37,40
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	20,40
Unidades HI con Potencia (P) > 300 Mw	17,00

ANEXO II

REMUNERACIÓN DE COSTOS VARIABLES (No Combustibles)

CLASIFICACIÓN	Operando		
	Con Gas Natural	Con Combustibles Líquidos	Con Carbón
	$/MWh	$/MWh	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	19,00	33,25	
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	19,00	33,25	
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	19,00	33,25	57,00
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	19,00	33,25	57,00
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	19,00	33,25	
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	19,00	33,25	

Unidades HIDROELÉCTRICAS	$/MWh

con Potencia (P) < 120 Mw	17,00
con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	17,00
con Potencia (P) > 300 Mw	17,00

ANEXO III

REMUNERACIÓN ADICIONAL.

CLASIFICACIÓN	Con destino a	
	Generadores $/MWh	Fideicomiso $/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	8,75	3,75
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	7,50	5,00
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	8,75	3,75
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	7,50	5,00
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	8,75	3,75
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	7,50	5,00
Unidades HI con Potencia (P) < 120 Mw	63,00	27,00
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	54,00	36,00
Unidades HI con Potencia (P) > 300 Mw	54,00	36,00

NO-2017-32146226-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 250/2013

Publicación Boletín Oficial N° 32.639, del 15/05/2013

Citas Legales: Decreto 1957/2006, Decreto 1959/2006, Res SE 415/2004, Res SE 552/2004, Res SE 745/2005, Res SE 942/2006, Res SE 1037/2007, Res SE 434/2007.

Aprueba los valores correspondientes al ajuste por el Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) para EDENOR SA y EDESUR SA por los períodos indicados en el Anexo I, así como las deudas de las mismas empresas por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) por los períodos indicados en el Anexo II y la compensación de las diferencias entre ambos montos.

BUENOS AIRES, 15 DE MAYO DE 2013.

VISTO el Expediente Nº S01:0110789/2004 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, los decretos del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 1957 y Nº 1959, ambos de fecha 28 de diciembre de 2006, las resoluciones Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004, Nº 552 de fecha 28 de mayo de 2004, Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005, Nº 942 de fecha 12 de julio de 2006, Nº 1037 de fecha 27 de septiembre de 2007, Nº 1838 de fecha 27 de noviembre de 2007, Nº 433 de fecha 27 de abril de 2007 y Nº 434 de fecha 27 de abril de 2007, todas del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 1957 de fecha 28 de diciembre de 2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL se ratificó el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL suscripta entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), de fecha 13 de febrero de 2006.

Que asimismo por el Decreto Nº 1959 de fecha 28 de diciembre de 2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL se ratificó el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL suscripta entre la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), de fecha 15 de febrero de 2006.

Que los procesos de Renegociación Contractual celebrados por la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA (EDESUR S.A.) fueron sometidos a consideración del HONORABLE CONGRESO DE LA NACION conforme a lo previsto en el Artículo 4º de la Ley Nº 25.790, y al no mediar rechazo fueron ratificados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que las cláusulas 4.2 de las Actas Acuerdos de Renegociación Contractual suscriptas por la UNIREN y las Concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica, EDENOR S.A. y EDESUR S.A., establecen que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) aplicará cada SEIS (6) meses, el MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC), sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos.

Que El MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) que activa el proceso de redeterminación de los ingresos de los CONCESIONARIOS por variación en los precios de la economía, contempla la estructura de costos del servicio reflejada en la PROYECCION ECONOMICO FINANCIERA de las respectivas Actas Acuerdos.

Que los ajustes a los ingresos de los CONCESIONARIOS no implican modificaciones a los Cuadros Tarifarios Vigentes, no obstante, serán tomados a cuenta del análisis que efectúe el ENRE al momento de efectuar la Revisión Tarifaria Integral.

Que en las presentaciones efectuadas por EDENOR S.A. y EDESUR S.A. ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) sobre la evolución del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) establecido por las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual, que en copia obran en esta SECRETARIA, EXP-S01:0453939/2012 y EXP-S01:0453511/2012, ambas CONCESIONARIAS han manifestado la necesidad del reconocimiento de los mayores costos para permitir la normal prestación del servicio público.

Que la cláusula 25.2 del Acta Acuerdo ratificado por el Decreto Nº 1957/2006 establece que la SECRETARIA DE ENERGIA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE),

organismo descentralizado actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, actuando dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, deberán proceder al dictado de los actos y al desarrollo de los procedimientos que resulten necesarios para la puesta en vigencia efectiva de las estipulaciones contenidas en el Acta Acuerdo.

Que la cláusula 24.2 del Acta Acuerdo ratificado por el Decreto Nº 1959/2006 establece que la SECRETARIA DE ENERGIA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, actuando dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, deberán proceder al dictado de los actos y al desarrollo de los procedimientos que resulten necesarios para la puesta en vigencia efectiva de las estipulaciones contenidas en el Acta Acuerdo.

Que mediante el dictado de la Resolución Nº 552 de fecha 28 de mayo de 2004 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y sus modificatorias, la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 y la Resolución Nº 797 de fecha 25 de julio de 2008, ambas del citado Registro, se reglamentó para el servicio público de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional, la implementación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE), como parte del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA (PUREE) instituido por la Resolución Nº 415 de fecha 28 de abril de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, destinada a instalar en la población el uso racional de la energía, considerando que la misma procede, mayormente, de recursos naturales no renovables.

Que según lo dispuesto por el Artículo 12 del ANEXO I de la Resolución Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, corresponde a ésta determinar el destino de los fondos que resulten del cobro de cargos adicionales y del pago de bonificaciones a usuarios por aplicación del Programa mencionado.

Que mediante la Resolución Nº 942 de fecha 12 de julio de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se dispuso afectar el destino de tales excedentes al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de las sumas que las empresas prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional abonen en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) establecido por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE).

Que mediante la Resolución Nº 1037 de fecha 27 de septiembre de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se dispuso que tales excedentes serían destinados por la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de: a) las sumas que abone dicha Empresa en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) establecido por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957, a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), y b) los montos correspondientes al concepto del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC).

Que mediante Resolución Nº 1838 de fecha 27 de noviembre de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se dispuso que tales excedentes serían destinados por la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) al Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), previa deducción de: a) las sumas que abone dicha Empresa en concepto de COEFICIENTE DE ACTUALIZACION TRIMESTRAL (CAT) establecido por el Artículo 1º de la Ley Nº 25.957 a los efectos del cálculo para la determinación del valor total del FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (FNEE), y b) los montos correspondientes al concepto del MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC).

Que por la aplicación de los mecanismos de compensación establecidos en las Resoluciones antes mencionadas, las CONCESIONARIAS han contraído deudas con el Fondo de Estabilización del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que por otra parte, existen deudas que mantienen EDENOR S.A. y EDESUR S.A. por los préstamos otorgados en los términos de la Resolución Nº 146 de fecha 23 de octubre de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA y por las transacciones económicas del MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (MEM).

Que al respecto tanto EDENOR S.A. como EDESUR S.A. han puesto de manifiesto ante esta SECRETARIA como ante la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), las necesidades de financiamiento tanto de capital de

trabajo como de las inversiones en reposición y ampliación de instalaciones afectadas al servicio público concesionado.

Que por Nota ENRE Nº 108.015 de fecha 2 de mayo de 2013 el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) informó a esta SECRETARIA la evolución del MMC y de las deudas contraídas por EDENOR S.A. y EDESUR S.A. por las compensaciones efectuadas en los términos de lo establecido por resoluciones Nº 1037 de fecha 27 de septiembre de 2007 y Nº 1838 de fecha 27 de noviembre de 2007, ambas de la SECRETARIA DE ENERGÍA.

Que por Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del ENRE, se autorizó a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A., en los términos de lo dispuesto en la cláusula 4.2 de las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual, a aplicar un monto fijo para cada una de las distintas categorías de usuarios, determinando que los ingresos resultantes, previa constitución de un fideicomiso, se apliquen en forma exclusiva a la ejecución de obras de infraestructura y al mantenimiento correctivo de las instalaciones de cada Concesionaria.

Que en el marco de lo establecido en las cláusulas 24.2 y 25.2 de las respectivas Actas Acuerdos de Renegociación Contractual, y ante la existencia de créditos a favor de las CONCESIONARIAS como así también de deudas de éstas con el MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM) se torna necesario resolver la compensación de créditos y deudas como así también autorizar a CAMMESA la emisión de LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR por el MECANISMO DE MONITOREO DE COSTO.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 12 del ANEXO I de la Resolución Nº 552 de fecha 28 de mayo de 2004 de la SECRETARIA DE ENERGIA, el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 2º, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1º — Apruébanse los valores correspondientes al concepto ajuste por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) para la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) por los períodos indicados en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 2º — Apruébanse los valores correspondientes al concepto ajuste por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) para la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) por los períodos indicados en el ANEXO I de la presente resolución.

ARTICULO 3º — Determínanse las deudas de la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) por aplicación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) en el marco de la Resolución Nº 1037 de fecha 27 de septiembre de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, sus modificatorias y complementarias para los períodos y por los importes indicados en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 4º — Determínanse las deudas de EDESUR S.A. por aplicación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE) en el marco de la Resolución Nº 1838 de fecha 27 de noviembre de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, sus modificatorias y complementarias para los períodos y por los importes indicados en el ANEXO II de la presente resolución.

ARTICULO 5º — Autorízase a EDENOR S.A. a compensar hasta el mes de febrero de 2013, las deudas establecidas en el ARTICULO 3º de la presente resolución, hasta su concurrencia con los créditos establecidos en el artículo 1º de la presente resolución, incluyendo la aplicación de los intereses que pudiera corresponder para ambas sumas conforme lo establezca oportunamente esta Secretaría.

ARTICULO 6º — Autorízase a EDESUR S.A. a compensar hasta el mes de febrero de 2013, las deudas establecidas en el artículo 4º de la presente resolución hasta su concurrencia con los créditos establecidos en el artículo 2º de la presente resolución, incluyendo la aplicación de los intereses que pudiera corresponder para ambas sumas conforme lo establezca oportunamente esta Secretaría.

ARTICULO 7º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a emitir LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR por EL MECANISMO DE MONITOREO DE COSTO, por cuenta y orden

del Fondo Unificado en los términos del Artículo 3º de la Resolución Nº 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA a favor de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. por los valores excedentes de los valores establecidos en los artículos 1º y 2º de la presente resolución luego de haber realizado las compensaciones establecidas en los artículos 5º y 6º respectivamente.

ARTICULO 8º — Autorízase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a recepcionar, LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR por EL MECANISMO DE MONITOREO DE COSTO, como parte de pago de las deudas que por las transacciones económicas del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM) tienen la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) hasta la fecha de dictado de la presente resolución.

ARTICULO 9º — Autorízase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a recepcionar, una vez cumplimentado lo establecido en el artículo 8º de la presente resolución, LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR por EL MECANISMO DE MONITOREO DE COSTO excedentes, como parte de pago de las deudas por los préstamos otorgados en los términos de la Resolución Nº 146 de fecha 23 de octubre de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) hasta la fecha de dictado de la presente resolución.

ARTICULO 10. — Instrúyese a EDENOR S.A. y EDESUR S.A. a ceder los créditos correspondientes a las LIQUIDACIONES DE VENTA CON FECHA A DEFINIR por el MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS excedentes, una vez cumplimentado lo establecido en los artículos precedentes de la presente resolución, al fideicomiso constituido en los términos del Artículo 4º de la Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 11. — Establécese que esta Secretaría podrá, de considerarlo oportuno y conveniente, extender total o parcialmente la aplicación de lo dispuesto en la presente resolución conforme la información que le brinde el ENRE y CAMMESA.

ARTICULO 12. — Establécese que EDENOR S.A. y EDESUR S.A. deberán presentar ante esta SECRETARIA y ante el ENRE, dentro de los DIEZ (10) días hábiles posteriores a la publicación en el BOLETIN OFICIAL, los desistimientos de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiesen realizado contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o ENRE referente al cumplimiento de la Cláusula 4.2 de las ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL, y de la aplicación de las resoluciones Nº 433 y Nº 434, ambas de fecha 27 de abril de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA y sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 13. — Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

ARTICULO 14. — Facúltase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta Secretaría de Energía.

ARTICULO 15. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTICULO 16. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL O. CAMERON, Secretario de Energía.

ANEXO I

AJUSTES POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) - CLAUSULA 4.2 - ACTAS ACUERDOS DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL RATIFICADAS POR DECRETO PEN Nº 1957/2006 Y Nº 1959/2006

Períodos y Años	Importes en Millones de Pesos	
	EDENOR S.A.	EDESUR S.A.
Mayo a Diciembre 2007	65,25	64,25
Año 2008	128,13	131,28
Año 2009	171,23	179,27
Año 2010	338,41	343,06
Año 2011	575,3	539,41
Año 2012	850,58	789,70
Enero a Febrero 2013	108,85	96,22

ANEXO II

PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (PUREE)

EXCEDENTES CON DESTINO AL FONDO DE ESTABILIZACION DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO

Períodos y Años	Importes en Millones de Pesos	
	EDENOR S.A.	EDESUR S.A.
Mayo a Diciembre 2007	39,60	33,83
Año 2008	97,89	85,76
Año 2009	200,67	212,42
Año 2010	303,29	248,81
Año 2011	343,89	281,62
Año 2012	424,24	359,64
Enero a Febrero 2013	73,73	63,56

e. 15/05/2013 N° 34357/13 v. 15/05/2013

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 408/2013

Publicación Boletín Oficial N° 32.681, del 17/07/2013

Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de junio de 2013 y el 31 de julio de 2013, de los Precios de Referencia Estacionales que se definen en el Anexo I, que forma parte integrante del presente acto, para cada Agente Distribuidor o Prestador del servicio de Distribución de Energía Eléctrica allí identificado.

BUENOS AIRES 19 DE JUNIO DE 2013

VISTO el Expediente Nº S01:439149/2012 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha recibido la Providencia MPFIPyS Nº 1195 de fecha 19 de junio del 2013 con expresas instrucciones del Señor MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS para que, en el uso de sus facultades, esta SECRETARIA DE ENERGIA emita las resoluciones necesarias con el objeto de aplicar lo dispuesto en la citada Providencia.

Que se considera necesario disponer que los Precios Estacionales a ser abonados por las demandas atendidas por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sean acordes a la situación existente en el presente período estacional de invierno y compatibles con la capacidad de pago con que cuentan los distintos estratos sociales en la categoría residencial de los cuadros tarifarios de los Agentes referidos.

Que, asimismo, se entiende que existen distintos consumidores que se encuentran en condiciones de afrontar los reales costos de abastecimiento de su demanda a través de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), para los cuales se deben mantener los Precios Estacionales de la Energía No Subsidiados establecidos en la Resolución Nº 2016 del 27 de noviembre de 2012 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA, en el uso de sus facultades, definirá las adecuaciones de los Precios Estacionales que entienda conveniente aplicar, para que la demanda aludida en primer término tenga una mayor participación en el sostenimiento del costo del abastecimiento de la energía eléctrica.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982, y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de junio de 2013 y el 31 de julio de 2013, de los Precios de Referencia Estacionales que se definen en el ANEXO I, que forma parte integrante del presente acto, para cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica allí identificado.

Los Precios de Referencia Estacionales en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) definidos en el ANEXO I de la presente norma remplazan en su totalidad cualquier Precio de Referencia Estacional vigente, no siendo aplicable o agregable ningún otro factor, precio o cargo adicional de los establecidos en la normativa vigente, con excepción de aquellos sobrecostos atribuibles a la remuneración de las Unidades Generadoras de Energía Generación Móvil conforme lo establecido en las Notas Nº 8.754 de fecha 15 de noviembre de 2011 y Nº 3.547 de fecha 4 de junio de 2012, ambas de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, de los Sobrecostos por Demanda Excedente aplicables a los Grandes Clientes del Distribuidor, definidos en la Resolución Nº 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA y sus normas complementarias, así como también el “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM” creado por Resolución Nº 1.866 de fecha 29 de noviembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, prorrogado por Resolución Nº 3 de fecha 21 de enero de 2011 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que así lo requieran, los Precios de Referencia Estacionales en el nodo equivalente de cada uno de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA, son los definidos en el mismo Anexo I.

ARTICULO 2° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de agosto de 2013 y el 30 de septiembre de 2013, de los Precios de Referencia Estacionales que se definen en el ANEXO II, que forma parte integrante del presente acto, para cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica allí identificado.

Los Precios de Referencia Estacionales en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) definidos en el ANEXO II de la presente norma remplazan en su totalidad cualquier Precio de Referencia Estacional vigente, no siendo aplicable o agregable ningún otro factor, precio o cargo adicional de los establecidos en la normativa vigente, con excepción de aquellos sobrecostos atribuibles a la remuneración de las Unidades Generadoras de Energía Generación Móvil conforme lo establecido en las Notas Nº 8754 de fecha 15 de noviembre de 2011 y Nº 3.547 de fecha 4 de junio de 2012, ambas de la SECRETARIA DE ENERGIA, de los Sobrecostos por Demanda Excedente aplicables a los Grandes Clientes del Distribuidor, definidos en la Resolución Nº 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA y sus normas complementarias, así como también el “CARGO TRANSITORIO PARA LA CONFORMACION DEL FONINVEMEM” creado por Resolución Nº 1.866 de fecha 29 de noviembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA, prorrogado por Resolución Nº 3 de fecha 21 de enero de 2011 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

A los efectos de su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que así lo requieran, los Precios de Referencia Estacionales en el nodo equivalente de cada uno de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), conforme lo indicado en la Resolución Nº 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la SECRETARIA DE ENERGIA, son los definidos en el mismo Anexo II.

ARTICULO 3° — Mantiénese la aplicación, a partir del 1° de octubre de 2013, de los Precios de Referencia Estacionales que se definen en el ANEXO I de la Resolución Nº 2016 del 27 de noviembre de 2012 de la SECRETARIA DE ENERGIA, para cada Agente Distribuidor o Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica allí identificado.

ARTICULO 4° — Establécese que los menores costos correspondientes a los precios Estacionales establecidos en los artículos 1º y 2° del presente acto, respecto de los establecidos en la Resolución Nº 2016 del 27 de noviembre de 2012 de la SECRETARIA DE ENERGIA, deben ser trasladados exclusivamente a toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW) y sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos con consumos bimestrales mayores a UN MIL KILOVATIOS HORA (1.000 kWh).

ARTICULO 5° — Establécese que los Entes Reguladores y/o los poderes concedentes en su defecto, deberán instruir a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de su jurisdicción, a los efectos de efectuar el correcto traslado de los Precios de Referencia Estacionales en los respectivos cuadros tarifarios.

Asimismo los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica deberán comunicar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la metodología establecida para el traslado de Precios de Referencia Estacionales a cada segmento de demanda, identificando discriminadamente los parámetros utilizados y los resultados previstos obtener a partir de tal procedimiento, debiéndose poder constatar acabadamente que se ha mantenido similar esquema distributivo definido en la Resolución Nº 1.169 de fecha 31 de octubre de 2008, con los ajustes para su aplicación definidos en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009, y Nº 1.301 de fecha 7 de noviembre de 2011, todas ellas del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, para los distintos estratos de demanda en toda su área de concesión o ámbito de influencia, así como la concordancia de los precios aplicados función de lo establecido en las referidas normas.

ARTICULO 6º — Dispónese que para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta Resolución, en la Resolución Nº 1169 de fecha 31 de octubre de 2008, en la Resolución Nº 652 de fecha 14 de agosto de 2009, en la Resolución Nº 666 de fecha 21 de agosto de 2009, en la Resolución Nº 347 de fecha 30 de abril de 2010, en la Resolución Nº 202 de fecha 23 de mayo de 2011 y en la Resolución

Nº 1301 de fecha 7 de noviembre de 2011, todas del Registro de SECRETARIA DE ENERGIA, tendrá validez y aplicación lo establecido en la Resolución Nº 2016 de fecha 27 de noviembre de 2012 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 7° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 8° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION, del dictado del presente acto.

ARTICULO 9° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL CAMERON, Secretario de Energía.

ANEXO I

PRECIOS ESTACIONALES

Junio- Julio 2013

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
APELP	91,00
C.ELECT. MONTE HERMOSO LTDA.	91,36
CALF NEUQUEN DISTRIBUIDOR	74,03
CEOS CONCORDIA	118,30
CESOP LTDA. SAN BERNARDO	128,81
COOP PUNTA ALTA	101,34
COOP. 16 DE OCTUBRE	67,57
COOP. AZUL BS. AS.	76,85
COOP. CASTELLI	100,13
COOP. CELTA	90,41
COOP. CHACABUCO	88,97
COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	93,64
COOP. COLON BS. AS.	107,92
COOP. DE E. LAS FLORES	87,00
COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	97,62
COOP. ELECT. PRINGLES	93,47
COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	132,51
COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	111,34
COOP. LUJAN BS. AS.	113,44
COOP. MNO. MORENO BS. AS.	103,66
COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	70,67
COOP. OLAVARRIA BS. AS.	116,04
COOP. PERGAMINO BS. AS.	100,73
COOP. PUERTO MADRYN	85,47

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
COOP. RAMALLO	102,72
COOP. SALTO BS. AS.	96,66
COOP. SAN PEDRO	99,47
COOP. SERVICIOS DE RAWSON	62,29
COOP. TRELEW	135,12
COOP. TRENQUE LAUQUEN	88,21
COOP. VILLA GESELL	121,98
COOP. ZARATE BS. AS.	107,45
COOP. COMODORO RIVADAVIA	103,43
COOP. DE LUZ Y F. DE ROJAS	119,91
COOP. DE SAN ANTONIO DE ARECO	94,73
COOP. ELECT. DE BARILOCHE	58,71
COOPER. ELEC. GODOY CRUZ DISTRIB.	54,78
COOPERATIVA DE BARKER	87,89
COOPERATIVA DE LEZAMA	98,01
COOPERATIVA DE NECOCHEA	144,51
COOPERATIVA DE PIEDRITAS	85 48
COOPERATIVA DE PIGUE	94,50
COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	97,48
COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	92,81
COOPERATIVA MONTE	121,79
COOPERATIVA SALADILLO	110,73
DGSP Chubut	52,64
DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	55,33
DPE CORRIENTES	93,27
EDE TUCUMAN	55,95

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
EDELAP SA	98,47
EDENOR DISTRIBUIDOR	80,99
EDESAL DISTRIBUIDOR	118,97
EDESTESA (EMP.DIST.ELEC.DEL ESTE)	56 45
EDESUR DISTRIBUIDOR	79,81
EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	66,62
EMP DIST ENERG ATLANTICA	89,00
EMP DIST ENERG NORTE	102,56
EMP DIST ENERG SUR	91,36
EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	61,88
EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	99,62
EMP. ELECTRIC. DE MISIONES S.A.	64,35
EMPRESA DIS. FORMOSA SA	79,22
EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	61,22
EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA SA	99,05
ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	104,07
ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	104,63
ENERGIA DE MENDOZA SA	85,68
ENERGIA SAN JUAN SA	72,22
EPEC DISTRIBUIDOR	133,25
EPEN DISTRIBUIDOR	89,58
EPESF DISTRIBUIDOR	125,62
SECHEEP	60,46
SPSE SANTA CRUZ	78,07
USINA POPULAR DE TANDIL	90,69

ANEXO II

PRECIOS ESTACIONALES

Agosto – Septiembre 2013 2013

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
APELP	91,67
C.ELECT. MONTE HERMOSO LTDA.	92,23
CALF. NEUQUEN DISTRIBUIDOR	74,69
CEOS CONCORDIA	119,14
CESOP LTDA SAN BERNARDO	131,18
COOP PUNTA ALTA	101,52
COOP. 16 DE OCTUBRE	68,12
COOP. AZUL BS. AS.	78,24
COOP. CASTELLI	101,97
COOP. CELTA	91,24
COOP. CHACABUCO	89,74
COOP. CNEL. DORREGO BS. AS.	96,01
COOP. COLON BS. AS.	108,45
COOP. DE E. LAS FLORES	88,01
COOP. DE ELECTR. DE RANCHOS	100,86
COOP. ELECT PRINGLES	94,46
COOP. ELECTRICA DE GAIMAN	133,56
COOP. GUALEGUAYCHU E.R.	112,22
COOP. LUJAN BS. AS.	114,12
COOP. MNO. MORENO BS. AS.	104,59
COOP. MUNIC PICO TRUNCADO	73,74
COOP. OLAVARRIA BS. AS.	116,39
COOP. PERGAMINO BS. AS.	101,85

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
COOP. PUERTO MADRYN	86,25
COOP. RAMALLO	103,62
COOP. SALTO BS. AS.	97,62
COOP. SAN PEDRO	100,06
COOP. SERVICIOS DE RAWSON	63,07
COOP. TRELEW	136,01
COOP. TRENQUE LAUQUEN	89,85
COOP. VILLA GESELL	124,76
COOP. ZARATE BS. AS.	108,40
COOP. COMODORO RIVADAVIA	106,19
COOP. DE LUZ Y F.DE ROJAS	121,55
COOP. DE SAN ANTONIO DE ARECO	97,62
COOP. ELECT. DE BARILOCHE	60,25
COOPER. ELEC. GODOY CRUZ DISTRIB.	56,27
COOPERATIVA DE BARKER	88,12
COOPERATIVA DE LEZAMA	98,99
COOPERATIVA DE NECOCHEA	145,34
COOPERATIVA DE PIEDRITAS	86,76
COOPERATIVA DE PIGUE	95,36
COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	98,68
COOPERATIVA ELEC. DE RIVADAVIA	95,14
COOPERATIVA MONTE	124,83
COOPERATIVA SALADILLO	111,52
DGSP Chubut	57,15
DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	56,22
DPE CORRIENTES	93,89

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
EDE TUCUMAN	57,15
EDELAP SA	100,56
EDENOR DISTRIBUIDOR	81,89
FEDESAL DISTRIBUIDOR	120,14
EDESTESA (EMP.DIST.ELEC.DEL ESTE)	57,48
EDESUR DISTRIBUIDOR	82,33
EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	67,90
EMP DIST ENERG ATLANTICA	90,01
EMP DIST ENERG NORTE	104,31
EMP DIST ENERG SUR	92,23
EMP. DE ENERGIA DE LA RIOJA SA	63,62
EMP. DIST. ENERGIA DE SALTA	101,36
EMP. ELECTRIC. DE MISIONES S.A.	65,79
EMPRESA DIS. FORMOSA SA	80,40
EMPRESA DIS. S. ESTERO SA	62,46
EMPRESA JUJEÑA DE ENERGIA SA	100,37
ENERGIA DE CATAMARCA S.A.	105,08
ENERGIA DE ENTRE RIOS SA	105,22
ENERGIA DE MENDOZA SA	86,53
ENERGIA SAN JUAN SA	74,83
EPEC DISTRIBUIDOR	133,91
EPEN DISTRIBUIDOR	90,96
EPESF DISTRIBUIDOR	126,18
SECHEEP	62,82
SPSE SANTA CRUZ	79,58

AGENTE DISTRIBUIDOR	Precio Medio Estacional ($/MWh)
USINA POPULAR DE TANDIL	91,75

e. 17/07/2013 Nº 53813/13 v. 17/07/2013

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 681/2013

Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N'681 27/07/2013.

Sustitúyase el Artículo 1° de la Resolución N° 262 de fecha 13 de mayo DEL 2013 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, por el siguiente:
"Los importes a los cuáles es acreedora NUCLEOELECTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (NASA) en el marco del Artículo 37 de la Ley No24.065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de marzo de 2013 y febrero de 2014, adicionando al valor resultante de lo que perciba NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) por sus ventas totales en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), la suma de PESOS CIENTO SESENTA Y SIETE CON NOVENTA Y OCHO CENTAVOS($ 167,98) por cada MW/h generado y entregado al MEM"

VER RESOLUCIÓN

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 1125/2013

Publicación Boletín Oficial N° 32.802, del 09/01/2014

Citas Legales:

> Las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con BIODIESEL deberán agregar, a partir del 1° de enero de 2014, una proporción de BIODIESEL que no podrá ser inferior al 9%, mínimo en volumen, de dicho producto en la mezcla final con el combustible fósil gasoil que se comercialice en el Territorio Nacional, y un 10%, mínimo en volumen, a partir del 1° de febrero de 2014. En todos los casos, tanto el BIODIESEL puro como el producto final que se obtenga de la mezcla con combustibles fósiles, deberán cumplir con los parámetros de calidad exigidos para tales productos por normativa vigente, sus modificaciones y/o complementarias.

BUENOS AIRES, 30 DE DICIEMBRE DE 2013.

VISTO el Expediente N° S01:0264327/2013 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 26.093 puso en marcha el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA y estableció que los combustibles fósiles deberán ser mezclados con Biocombustibles a partir del 1° de enero de 2010.

Que en virtud de lo establecido por el artículo 2° del Decreto N° 109 de fecha 9 de febrero de 2007, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, ha sido instituido como Autoridad de Aplicación de la Ley N° 26.093 —excepto en las cuestiones de índole tributaria o fiscal—, en atención a la competencia técnica y funcional que dicho organismo posee en la materia, y las responsabilidades políticas de las medidas a adoptar en cada momento.

Que entre el ESTADO NACIONAL, las empresas elaboradoras de BIODIESEL y las empresas encargadas de realizar las mezclas de dicho producto con el gasoil a comercializarse en el mercado interno se ha asumido el compromiso conjunto en la coordinación de las acciones que tengan como fin optimizar y profundizar la implementación del Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA creado por la Ley N° 26.093, incrementando la participación de los Biocombustibles en la matriz energética nacional y propiciando su diversificación.

Que teniendo en cuenta los objetivos del ESTADO NACIONAL de impulsar la actividad agroindustrial generando valor agregado en las materias primas producidas en el Territorio Nacional y de afrontar los desafíos de abastecimiento de energía diversificando su matriz energética —todo lo cual se encuentra plasmado a lo largo de toda la normativa vigente—, sumados a las estimaciones de aumento en el consumo de gasoil para los próximos años en el Territorio Nacional en función del sostenido crecimiento de la actividad económica y en base a la información brindada por las empresas refinadoras de petróleo del sector y las distintas entidades agropecuarias; la Autoridad de Aplicación considera necesario continuar desarrollando la participación de dicho producto en su mezcla con el total del combustible fósil gasoil que se comercialice en el Territorio Nacional.

Que conforme lo normado por el artículo 7° de la Ley N° 26.093 en cuanto a la atribución de aumentar el porcentaje de mezcla de BIODIESEL con gasoil cuando lo considere conveniente en función de la evolución de las condiciones técnicas y las variables del mercado interno, en línea con la voluntad del ESTADO NACIONAL de continuar complementando la matriz energética con la introducción de energías renovables, y habida cuenta que las empresas elaboradoras de BIODIESEL cuentan con disponibilidad suficiente para satisfacer las necesidades del mercado, se encuentran dadas las condiciones para elevar progresivamente el porcentaje de participación del BIODIESEL en su mezcla con el Gasoil a comercializarse en el Territorio Nacional a partir de enero de 2014, como así también propiciar su utilización en otras actividades, como ser la generación eléctrica.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que el suscripto es competente para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto por el artículo 4° de la Ley N° 26.093 y el artículo 3° del Decreto N° 109 de fecha 9 de febrero de 2007.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con BIODIESEL deberán agregar, a partir del 1° de enero de 2014, una proporción de BIODIESEL que no podrá ser inferior al NUEVE POR CIENTO (9%), mínimo en volumen, de dicho producto en la mezcla final con el combustible fósil gasoil que se comercialice en el Territorio Nacional, y un DIEZ POR CIENTO (10%), mínimo en volumen, a partir del 1° de febrero de 2014.

En todos los casos, tanto el BIODIESEL puro como el producto final que se obtenga de la mezcla con combustibles fósiles, deberán cumplir con los parámetros de calidad exigidos para tales productos por la normativa vigente, sus modificatorias y/o complementarias.”

ARTICULO 2° — Las empresas en las cuales sea técnicamente posible la utilización de BIODIESEL para la generación eléctrica deberán agregar, a partir del 1° de enero de 2014, una proporción de dicho producto que no podrá ser inferior al DIEZ POR CIENTO (10%), mínimo en volumen, en la mezcla final con el combustible fósil gasoil necesario para el desarrollo de sus actividades.

Para todos los efectos mencionados en el presente artículo, la SECRETARIA DE ENERGIA dictará, antes de la fecha citada precedentemente, todas las resoluciones operativas complementarias que estime corresponder a los fines de la implementación de la obligación citada en el presente artículo.

ARTICULO 3° — La presente resolución entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 4° — Comuníquese, publíquese, dése a Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL CAMERON, Secretario de Energía.

Normativa del Año 2014

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 10/2014

Establécese que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del Fondo para Obras de Consolidación y expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE) correspondiente a la Empresa EDESUR S.A. para la realización y ejecución de las obras que sean aprobadas en el marco del Plan de Inversiones Extraordinarias, se cubrirá a través de CAMMESA

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 65/2014

Establécese que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica” (FOCEDE) correspondiente a la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.), establecidos en el Artículo 1° de la Resolución N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Organismo Descentralizado actuante en el ámbito de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, para la realización y ejecución de las obras que sean aprobadas en el marco del “Plan de Inversiones Extraordinarias”, se cubrirá a través de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado en los términos del artículo 3° de la Resolución N° 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 del registro de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, inversión Pública y Servicios.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 72/2014

Instrúyase a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a crear un fondo específico en el ámbito del FONDO DE ESTABILIZACIÓN del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante "FONDO ESPECIFICO PARA NUEVA GENERACION TÉRMICA", conforme se establecen el ACUERDO PARA EL INCREMENTO DE DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA, suscripto el 5 de Septiembre de 2014 entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y Empresas del Sector de Generación de Energía Eléctrica, GRUPO ALBANESI, AES ARGENTINA GENERACIÓN S.A.,ENDESA COSTANERA S.A., SOCIEDAD ARGENTINA DE ENERGÍA S.A. y PAMPA ENERGÍA S.A.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 76/2014

Dase por prorrogado a partir del día 1° de enero de 2014 el procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios hasta el 31 de diciembre de 2015.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 128/2014

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. N°406 de fecha 08/09/2003 de la SE, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 647.787.123.- respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ (EBY) por las Transacciones económicas del período entre el 1° de junio y el 30 de septiembre de 2013, incluyendo dicho importe las regalías de las provincias de Corrientes y Misiones y la Energía de Paso de YACYRETÁ recibida en Clorinda, Prov. de Formosa; y $ 93.893.954.- por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico Salto Grande por las Transacciones económicas del período entre el 1° de junio y el 30 de septiembre de 2013, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 144/2014

Convócase por el término de DIEZ (10) días hábiles desde la notificación de la presente norma, a las Empresas que se listan en el ANEXO I, que forma parte integrante de la presente medida, a adherir al régimen establecido en la presente resolución. Dichas Empresas son CONTRATISTAS GEED y poseen contratos de suministro con ENARSA, asociados a la construcción, operación y mantenimiento de Centrales de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (CENTRALES GEED) que se corresponden con los compromisos asumidos por ENARSA bajo los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM de GEED. Dichos contratos son los que ENARSA ha rubricado con CAMMESA en el marco de la Res. SE N° 220 del 18/01/2007, y de la Res. SE N° 1836 del 27/11/2007, en tanto se hallen vigentes y/o hayan sido prorrogados en función de lo establecido en la Nota SE N° 373 del 18/09/2014 y su modificatoria.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 189/2014

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. MPFIPyS N° 406/03, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA por la suma de $ 807.489.545 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la EBY por las Transacciones Económicas del período febrero-junio 2014, incluyendo dicho importe las Regalías de las Pcias. de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACYRETÁ recibida en Clorinda, Pcia. de FORMOSA; y $ 71.797.980 por los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE por las Transacciones Económicas del período entre febrero-junio 2014, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 529/2014

Reemplacense los Anexos I, II, III de la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios., por los Anexos I, II Y III que forman parte integrante de la presente.
Incorpórese, a partir de las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2014, un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para Agentes Generadores.
Modifíquese el esquema de Remuneración de Costos Fijos de los Agentes Generadores comprendidos, establecido en el Artículo 3° de la Resolución nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la Secretaria de Energía.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 530/2014

Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a consolidar la totalidad de los datos requeridos por la nota Subsecretaria de Energía Eléctrica (S.S.E.E.) N° 870 de fecha 10 de noviembre de 2011 y sus modificatorias.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 533/2014

Reconócense las acreencias por aplicación Res. SE N°406 de 08/09/2003, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 676.445.686.- respecto de la comercialización en el MEM de la Energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las Transacciones Económicas del período entre el 1° de octubre y el 31 de diciembre de 2013 y enero de 2014, incluyendo dicho importe las Regalías de las provincias de Corrientes y Misiones y la Energía de Paso de Yacyretá recibida en Clorinda, Pcia de Formosa; $ 102.567.533.- por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande por las Transacciones Económicas del período entre el 1° de octubre y el 31 de diciembre de 2013 y enero de 2014, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 670/2014

Los importes a los cuáles es acreedora NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) en el marco del Artículo 37 de la Ley No 24.065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de marzo de 2014 y febrero de 2015, adicionando al valor resultante de lo que perciba NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINASOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) por sus ventas totales en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), la suma de PESOS DOSCIENTOS DIECIOCHO CON CUARENTA Y SIETE CENTAVOS ($ 218,47) por cada MEGAVATIO POR HORA (MW/h) generado y entregado al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

RESOLUCIÓN MPFIPyS N° 3/2014

Establécese que las inversiones a realizar con los fondos provenientes del “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE)”, creado por Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Organismo Autárquico actuante en el ámbito de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, serán decididas por la Subsecretaria de Coordinación y Control de Gestión de este Ministerio.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 10/2014

Publicación Boletín Oficial N° 32.818, del 31/01/2014

Citas Legales: Res ENRE 347/2012, Res MPFIPyS 3/2014, Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 2°, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

> Establécese que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del Fondo para Obras de Consolidación y expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE) correspondiente a la Empresa EDESUR S.A. para la realización y ejecución de las obras que sean aprobadas en el marco del Plan de Inversiones Extraordinarias, se cubrirá a través de CAMMESA

BUENOS AIRES, 24 DE ENERO DE 2014.

VISTO el Expediente Nº S01:0015806/2014 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que a través de la Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se autorizó a las distribuidoras de energía eléctrica, EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) a aplicar un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías de usuarios, efectivizado a través de la factura, con destino exclusivo a inversiones para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de sus instalaciones, por medio de la constitución de un fideicomiso.

Que a tal efecto, se estableció una cuenta especial por cada una de las Empresas Distribuidoras nombradas, en la cual se depositan los importes percibidos por las mismas, denominado “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)”.

Que mediante Resolución Nº 3 de fecha 3 de enero de 2014 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se estableció que las inversiones a realizar con los fondos provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)”, serán determinadas por la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y que dicha Subsecretaría impartirá las instrucciones que resulten necesarias para la realización y ejecución de las obras e inversiones de dicho fondo.

Que la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), mediante Notas Nros. 11-14 y 36-14 de fechas 8 y 14 de enero de 2014 respectivamente, ha puesto de manifiesto al Comité de Ejecución del Fideicomiso creado por la Resolución ENRE Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, y a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS un “PLAN DE INVERSIONES” parcial para el 2014 que comprende obras necesarias para la reposición y ampliación de instalaciones afectadas al servicio público concesionado.

Que mediante Nota Nº 97 de fecha 20 de enero de 2014 de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y en virtud del Artículo 1° de la mencionada Resolución Nº 3, decidió la ejecución del “PLAN DE INVERSIONES” parcial presentado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), previa intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), el cual manifestó mediante Nota Nº 111017 de fecha 23 de enero de 2014, no tener objeciones que oponer al plan de inversiones presentado.

Que la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), mediante Nota de fecha 24 de enero de 2014, ha informado que reformuló el PLAN DE INVERSIONES, subdividiéndolo en dos planes, por un lado, un PLAN DE INVERSIONES ordinario financiado con los fondos derivados de la Resolución ENRE Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, y, por el otro, un PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO, a financiarse a través de fondos que solicita al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que, conforme lo expresa la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), el PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO será presentado en entregas parciales para su aprobación ante la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que los recursos ordinarios del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)” correspondientes a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), no resultan suficientes para cubrir las erogaciones estimadas correspondientes al PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO.

Que, en este sentido, la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), ha solicitado al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS un plan de asistencia para la financiación de dicho PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO.

Que a los fines de sostener el crecimiento de la actividad económica, resulta necesario tomar medidas que deben adoptarse de inmediato y que sean capaces de adecuar la situación en la que se encuentran las redes de distribución de energía eléctrica de jurisdicción del ESTADO NACIONAL, a efectos de minimizar potenciales riesgos de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia en los presentes actuados.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 2°, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Establécese que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA” (FOCEDE) correspondiente a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), establecidos en el Artículo 1° de la Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), para la realización y ejecución de las obras que sean aprobadas en el marco del “PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIAS”, se cubrirá a través de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado en los términos del Artículo 3° de la Resolución Nº 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 2° — Establécese que el cubrimiento previsto por el Artículo 1° de la presente se realizará a través de un préstamo a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), que se instrumentará mediante un Contrato de Mutuo entre dicha Empresa y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con crédito a favor del Fondo de Estabilización, cuya metodología y plazos a implementar para la devolución serán oportunamente determinadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA, considerando la aplicación de una tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) en las colocaciones financieras de dicho Fondo.

ARTICULO 3° — La SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS conforme la Resolución Nº 3 de fecha 3 de enero de 2014 del Registro del mencionado Ministerio, establecerá y comunicará a la SECRETARIA DE ENERGIA la determinación de los montos que percibirá el “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA” (FOCEDE), por cuenta y orden de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), con motivo del mecanismo establecido en el artículo 1° de la presente resolución, los que se depositarán en una cuenta específica a tal fin, cuyo Plan de Obras presentado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.), fue aprobado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y elevado por la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 4° — Facúltase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5° — La presente Resolución entrará en vigencia a partir de la firma del Contrato de Mutuo establecido en el artículo 2° de la presente resolución.

ARTICULO 6° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.).

ARTICULO 7° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL O. CAMERON, Secretario de Energía.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 65/2014

Publicación Boletín Oficial N° 32.982, del 03/10/2014

Establécese que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica” (FOCEDE) correspondiente a la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.), establecidos en el Artículo 1° de la Resolución N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Organismo Descentralizado actuante en el ámbito de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, para la realización y ejecución de las obras que sean aprobadas en el marco del “Plan de Inversiones Extraordinarias”, se cubrirá a través de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado en los términos del artículo 3° de la Resolución N° 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 del registro de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, inversión Pública y Servicios.

BUENOS AIRES, 26 DE SEPTIEMBRE DE 2014

VISTO el Expediente N° S01:0198963/2014 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que a través de la Resolución N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se autorizó a las distribuidoras de energía eléctrica, EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) a aplicar un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías de usuarios, efectivizado a través de la factura, con destino exclusivo a inversiones para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de sus instalaciones, por medio de la constitución de un fideicomiso.

Que a tal efecto, se estableció una cuenta especial por cada una de las Empresas Distribuidoras nombradas, en la cual se depositan los importes percibidos por las mismas, denominado “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)”.

Que mediante Resolución N° 3 de fecha 3 de enero de 2014 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se estableció que las inversiones a realizar con los fondos provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)”, serán determinadas por la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y que dicha Subsecretaría impartirá las instrucciones que resulten necesarias para la realización y ejecución de las obras e inversiones de dicho fondo.

Que la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), mediante Nota de fecha 2 de septiembre de 2014, ha informado que reformuló el PLAN DE INVERSIONES, subdividiéndolo en dos planes, un PLAN DE INVERSIONES ORDINARIO financiado con los fondos derivados de la Resolución ENRE N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, y un PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO, a ser costeado a través de otra fuente de financiamiento, que solicita al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), mediante la nota mencionada en el considerando anterior, ha puesto de manifiesto y ha solicitado a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, los fondos necesarios para financiar el PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO para el año 2014, que comprende obras necesarias para la reposición y ampliación de instalaciones afectadas al servicio público concesionado, aprobado mediante las Actas N° 3 y N° 10 por el Comité de Ejecución del Fideicomiso creado por la Resolución ENRE N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, como así también nuevas obras incorporadas para garantizar la calidad del servicio, aprobadas técnicamente por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que mediante Nota N° 2862 de fecha 5 de septiembre de 2014 de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y en virtud del Artículo 1° de la mencionada Resolución N° 3/2014,

decidió la ejecución del “PLAN DE INVERSIONES” presentado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), previa intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), el cual se ha manifestado mediante las Notas Nros. 112609 de fecha 6 de junio de 2014, 112656 de fecha 12 de junio de 2014, 112669 de fecha 13 de junio de 2014, 112712 de fecha 17 de junio de 2014, 113102 y 113103 ambas de fecha 1° de agosto de 2014, considerando la pertinencia de las obras presentadas por la distribuidora.

Que, conforme lo expresa la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), el PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO será presentado en entregas parciales para su aprobación ante la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que los recursos ordinarios del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)” correspondientes a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), no resultan suficientes para cubrir las erogaciones estimadas correspondientes al PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO.

Que, en este sentido, la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), ha solicitado al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS un plan de asistencia para la financiación de dicho PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO.

Que a los fines de sostener el crecimiento de la actividad económica, resulta necesario tomar medidas que deben adoptarse de inmediato y que sean capaces de adecuar la situación en la que se encuentran las redes de distribución de energía eléctrica de jurisdicción del ESTADO NACIONAL, a efectos de minimizar potenciales riesgos de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia en los presentes actuados.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los artículos 2°, Inciso e) y 85 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Establécese que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA” (FOCEDE) correspondiente a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), establecidos en el Artículo 1° de la Resolución N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, para la realización y ejecución de las obras que sean aprobadas en el marco del “PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIAS”, se cubrirá a través de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado en los términos del Artículo 3° de la Resolución N° 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 2° — Establécese que el cubrimiento previsto por el Artículo 1° de la presente se realizará a través de un préstamo a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), que se instrumentará mediante un Contrato de Mutuo entre dicha Empresa y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con crédito a favor del Fondo de Estabilización, cuya metodología y plazos a implementar para la devolución serán oportunamente determinadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA, considerando la aplicación de una tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) en las colocaciones financieras de dicho Fondo.

ARTÍCULO 3° — La SUBSECRETARIA DE COORDINACION. Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS conforme la Resolución N° 3 de fecha 3 de enero de 2014 del Registro del mencionado Ministerio, establecerá y

comunicará a la SECRETARIA DE ENERGIA la determinación de los montos que percibirá el “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA” (FOCEDE), por cuenta y orden de la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), con motivo del mecanismo establecido en el artículo 1° de la presente resolución, los que se depositarán en una cuenta específica a tal fin, cuyo Plan de Obras presentado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), fue aprobado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y elevado por la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 4° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5° — La presente Resolución entrará en vigencia a partir de la firma del Contrato de Mutuo establecido en el artículo 2° de la presente resolución.

ARTICULO 6° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.).

ARTICULO 7° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. MARIANA MATRANGA, Secretaria de Energía.

e. 03/10/2014 N° 74288/14 v. 03/10/2014

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 72/2014

Resolución de la Secretaria de Energía del 02/10/2014

Instrúyase a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a crear un fondo específico en el ámbito del FONDO DE ESTABILIZACIÓN del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante "FONDO ESPECIFICO PARA NUEVA GENERACION TÉRMICA", conforme se establecen el ACUERDO PARA EL INCREMENTO DE DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA, suscripto el 5 de Septiembre de 2014 entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y Empresas del Sector de Generación de Energía Eléctrica, GRUPO ALBANESI, AES ARGENTINA GENERACIÓN S.A.,ENDESA COSTANERA S.A., SOCIEDAD ARGENTINA DE ENERGÍA S.A. y PAMPA ENERGÍA S.A.

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 76/2014

Publicación Boletín Oficial N° 32.992, del 09/10/2014

Dase por prorrogado a partir del día 1° de enero de 2014 el procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios hasta el 31 de diciembre de 2015.

BUENOS AIRES, 09 DE OCTUBRE DE 2014

VISTO el Expediente Nº S01:0101313/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que conforme surge del Artículo 17 de la Ley Nº 24.065, se ha facultado a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS para establecer los estándares de emisión de contaminantes en el orden nacional para los diferentes equipamientos generadores de energía eléctrica de origen térmico, independientemente de cuál fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional.

Que en el Anexo I de la Resolución Nº 154 de fecha 27 de mayo de 1993 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se especificaron las condiciones y requerimientos para las emisiones provenientes de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica.

Que mediante la Resolución Nº 182 de fecha 25 de abril de 1995, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se fijaron nuevos parámetros de emisiones de plantas térmicas de generación de energía eléctrica, así como la frecuencia y registros de las mediciones a la atmósfera, reemplazando el mencionado Anexo I de la Resolución Nº 154/1993, del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que mediante Nota Nº 295 de fecha 2 de abril de 1998 de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, se facultó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, a establecer la frecuencia de las mediciones obligatorias de las emisiones de las generadoras térmicas.

Que conforme lo expuesto, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) emitió la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999, en la cual desarrolló los procedimientos para la medición y el registro de las mediciones a la atmósfera, la cual a su vez, fue modificada mediante la Resolución Nº 371 de fecha 28 de junio de 2000 del ENRE.

Que conforme las facultades mencionadas en el primer considerando, la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA dictó la Resolución Nº 108 de fecha 29 de enero de 2001, mediante la cual especificó nuevos límites máximos para las emisiones, derivados del desarrollo tecnológico y los lineamientos ambientales considerados en el contexto global, con la finalidad de reducir la carga de contaminantes a la atmósfera para equipamiento de generación de energía eléctrica de centrales térmicas. Asimismo ratificó la Resolución Nº 881 de fecha 21 de julio de 1999.

Que por otra parte, es competencia de la SECRETARIA DE ENERGIA fijar políticas acordes a una realidad energética nacional, regional y global que acota las posibilidades de provisión de determinados combustibles, especialmente el Gas Natural, debiendo ser reemplazado por combustibles líquidos.

Que, conforme a lo expresado oportunamente, en la actualidad existen posibilidades técnicas que permiten alcanzar niveles de emisiones que encuadren dentro de lo especificado para cada tipo de equipamiento, según el sistema de generación y/o la antigüedad, existiendo en el parque de generación equipamientos que a la fecha cumplen con los límites máximos de emisiones especificados por la normativa, utilizando Gas Natural y combustibles líquidos, lo que impactará en el sistema de generación de energía eléctrica el cual se encuentra con un nivel de utilización pleno de todas las unidades instaladas, por lo cual para asegurar el abastecimiento eléctrico será necesario en invierno que las unidades térmicas como las de turbogas y ciclo combinado existentes; continúen funcionando con un alto porcentaje de utilización de combustibles líquidos hasta la readaptación del sistema.

Que tal como se manifestó oportunamente, existen equipamientos que con el cambio a combustible líquido les resulta difícil a la fecha alcanzar los límites especificados, para lo cual deberían realizar

inversiones no programadas ni contempladas oportunamente, y que además sumado a los plazos de transición en cuanto a la provisión e instalación de dicho equipamiento para la correspondiente adecuación, se verían seriamente restringidas sus posibilidades de generación.

Que mediante la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA, se estableció un procedimiento excepcional y transitorio, la que fuera oportunamente prorrogada por la Resolución Nº 147 de fecha 2 de mayo de 2011 y la Resolución Nº 718 de fecha 3 de julio de 2012 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2013, debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa vigente.

Que asimismo, desde el punto de vista del despacho y la preservación de los recursos, el Organismo Encargado de Despacho (OED) ha manifestado la conveniencia de la medida hasta pasado el invierno del Año 2015.

Que considerando la complejidad del tema abordado, la existencia de informes presentados por la FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA de la UNIVERSIDAD TECNOLOGICA NACIONAL, referidos a la calidad del aire principalmente en el Área del GRAN BUENOS AIRES y la necesidad de mantener el normal suministro de energía eléctrica, se considera conveniente prorrogar dicha excepcionalidad.

Que atento lo expuesto, corresponde establecer la prórroga de la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA hasta el 31 de diciembre de 2015.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que el presente acto se dicta conforme lo dispuesto en el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 17 y 85 de la Ley Nº 24.065, y el Artículo 17 del Anexo I del Decreto Nº 1.398 de fecha 6 de agosto de 1992.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Dase por prorrogado a partir del día 1° de enero de 2014 el procedimiento excepcional y transitorio, previsto en la Resolución Nº 225 de fecha 28 de abril de 2008 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS hasta el 31 de diciembre de 2015.

ARTICULO 2° — Establécese que los agentes generadores involucrados, deberán continuar informando y cumplimentando en todos sus aspectos lo requerido en el Artículo 2° de la citada Resolución.

ARTICULO 3° — Facúltese a la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a resolver todas las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

ARTICULO 4° — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (AGEERA).

ARTICULO 5° — Comuníquese, publíquese, dése la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. MARIANA MATRANGA, Secretaria de Energía.

e. 20/10/2014 Nº 79470/14 v. 20/10/2014

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 128/2014

Resolución de la Secretaria de Energía del 27/02/2014

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. N°406 de fecha 08/09/2003 de la SE, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 647.787.123.- respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ (EBY) por las Transacciones económicas del período entre el 1° de junio y el 30 de septiembre de 2013, incluyendo dicho importe las regalías de las provincias de Corrientes y Misiones y la Energía de Paso de YACYRETÁ recibida en Clorinda, Prov. de Formosa; y $ 93.893.954.- por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico Salto Grande por las Transacciones económicas del período entre el 1° de junio y el 30 de septiembre de 2013, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 144/2014

Resolución de la Secretaria de Energía del 19/10/2014

EXP-S01: 235071/2014 - PROY-S01: 11908/2014 - Convócase por el término de DIEZ (10) días hábiles desde la notificación de la presente norma, a las Empresas que se listan en el ANEXO I, que forma parte integrante de la presente medida, a adherir al régimen establecido en la presente resolución. Dichas Empresas son CONTRATISTAS GEED y poseen contratos de suministro con ENARSA, asociados a la construcción, operación y mantenimiento de Centrales de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (CENTRALES GEED) que se corresponden con los compromisos asumidos por ENARSA bajo los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM de GEED. Dichos contratos son los que ENARSA ha rubricado con CAMMESA en el marco de la Res. SE N° 220 del 18/01/2007, y de la Res. SE N° 1836 del 27/11/2007, en tanto se hallen vigentes y/o hayan sido prorrogados en función de lo establecido en la Nota SE N° 373 del 18/09/2014 y su modificatoria.

VER RESOLUCION

NO-2017-07110110-APN-SSETTDEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2017-27462452-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2017-34041628-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2018-05483671-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 189/2014

Resolución de la Secretaria de Energía del 9/12/2014

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. MPFIPyS N° 406/03, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA por la suma de $ 807.489.545 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la EBY por las Transacciones Económicas del período febrero-junio 2014, incluyendo dicho importe las Regalías de las Pcias. de CORRIENTES y MISIONES y la Energía de Paso de YACYRETÁ recibida en Clorinda, Pcia. de FORMOSA; y $ 71.797.980 por los excedentes generados por el COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE SALTO GRANDE por las Transacciones Económicas del período entre febrero-junio 2014, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 529/2014

Publicación Boletín Oficial N° 32.992, del 23/05/2014

Resolución Nº 95/2013. Modificación.
Reemplacense los Anexos I, II, III de la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios., por los Anexos I, II Y III que forman parte integrante de la presente.
Incorpórese, a partir de las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2014, un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para Agentes Generadores.
Modifíquese el esquema de Remuneración de Costos Fijos de los Agentes Generadores comprendidos, establecido en el Artículo 3° de la Resolución nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la Secretaria de Energía.

BUENOS AIRES 20 DE MAYO DE 2014

VISTO el Expediente Nº EXP-S01:0060219/2013 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en disposiciones que aseguran su normal funcionamiento.

Que conforme el marco regulatorio que rige el Sector Eléctrico Argentino, el ESTADO NACIONAL es quien tiene reservada la facultad de establecer y aplicar las normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo una participación activa de los agentes, del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, mediante la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013, introdujo adecuaciones a la normativa que rige el MEM en los aspectos vinculados con la remuneración de agentes generadores, co-generadores y autogeneradores del mismo, a fin de aportar los recursos que permitan garantizar la sustentabilidad de su actividad y consecuentemente, asegurar el suministro a los usuarios finales de todo el país.

Que, en función de la actualización de la estructura de costos, resulta necesario actualizar la remuneración de los Agentes Generadores del MEM tipo térmico convencional o hidráulico nacional, excepto los Hidráulicos Binacionales, únicamente para los bloques de energía eléctrica que no sean comercializados mediante contratos de energía eléctrica regulados por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que la adecuación de la remuneración comprende mecanismos que aseguren el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, promoviendo un desarrollo sustentable del sector.

Que es preciso asegurar la generación de energía eléctrica en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo, a los fines de garantizar la continuidad del crecimiento económico y el desarrollo social que ha caracterizado a la ARGENTINA durante la última década.

Que buscando optimizar el uso y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las Céntrales del MEM, la gestión comercial y despacho de combustibles queda centralizada en el Organismo Encargado del Despacho (OED), y que en la búsqueda de tal objetivo, dicha centralización debe incluir el abastecimiento de los combustibles a todos los Agentes Generadores térmicos (no nucleares) comprendidos y no comprendidos en la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA, con excepción de aquellos que prestan el Servicio de Energía Plus en el marco de la Resolución Nº 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que, asimismo, resulta oportuno adecuar las metodologías de remuneración de la generación térmica convencional con el objeto de incrementar la potencia disponible, incorporando un nuevo concepto remuneratorio que permita solventar los mantenimientos no recurrentes de los Agentes Generadores del MEM tipo térmico convencional, reestructurando el mecanismo de remuneración de los Costos Fijos en función de la disponibilidad y definiendo una remuneración variable diferencial para la generación producida en base a biocombustibles.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1° del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Reemplácense los ANEXOS I, II, III de la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por los ANEXOS I, II y III que forman parte integrante de la presente.

Art. 2° — Incorpórese, a partir de las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2014, un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los Agentes Generadores Comprendidos, debiendo considerarse a tales efectos los valores que se indican en el ANEXO IV que forma parte integrante de la presente. La “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” se determinará mensualmente y su cálculo será en función de la Energía Total Generada.

Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a emitir Liquidaciones de ventas con Fecha de Vencimiento a Definir por cuenta y orden del Fondo Unificado en los términos del Artículo 3° de la Resolución Nº 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARIA DE ENERGIA por los montos establecidos en el nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes”. Dichos montos tendrán como destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 3° — Modifíquese el esquema de Remuneración de Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos, establecido en el Artículo 3° de la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA, en lo referido al cálculo de la Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores térmicos en función de su disponibilidad, por la metodología que se indica en el ANEXO V que forma parte integrante de la presente, manteniendo los conceptos precisados en la Nota Nº 2.053/2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA, en relación a los criterios de remuneración y control de disponibilidad.

Art. 4° — Con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), extiéndase la aplicación de lo establecido en el Artículo 8° de la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA, a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM incluyendo la potencia y/o energía eléctrica producida por los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM que ha sido comprometida en el marco de contratos regulados por la SECRETARIA DE ENERGIA, a través de las resoluciones Nº 1.193 de fecha 7 de octubre de 2005, Nº 220 de fecha 18 de enero de 2007 y Nº 1.836 de fecha 27 de noviembre de 2007, todas de la SECRETARIA DE ENERGIA, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, con excepción de los contratos correspondientes al marco de la Resolución Nº 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA. A los efectos de la administración de las condiciones transaccionales de estos contratos el cubrimiento de los mismos se realizará considerando la disponibilidad de máquina con independencia del combustible.

Art. 5° — Establécese que lo definido en la presente Resolución será de aplicación a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2014 para los generadores que hayan adherido a la Resolución Nº 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA. Para aquellos generadores que aún no hayan adherido a la Resolución Nº 95/2013 de la SECRETARIA DE ENERGIA será de aplicación a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2014, y en forma particular para cada agente generador, previo envío a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) por parte de esta SECRETARIA DE ENERGIA, de la aceptación del desistimiento que deberá realizar cada uno de los agentes generadores, de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011” (en adelante, el “ACUERDO 2008-2011”) y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución Nº 406/2003 de la SECRETARIA DE ENERGIA, Asimismo, cada agente generador deberá comprometerse a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el ESTADO

NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO antes mencionado y a las resoluciones referidas en el presente artículo. La fórmula de adhesión se adjunta como ANEXO VI.

En cada oportunidad en que CAMMESA reciba la notificación del desistimiento de un Agente Generador Comprendido según lo establecido en el presente artículo, dicha Compañía deberá realizar los ajustes a las Transacciones Económicas que correspondan al respectivo Agente a partir de la transacción económica correspondiente al mes de febrero de 2014, o al cuarto mes anterior al mes de comunicación del desistimiento, lo que suceda último, salvo que exista una disposición específica de la SECRETARIA DE ENERGIA al respecto.

Art. 6° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

Art. 7° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), quien a su vez notificará a los Agentes Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 8° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I

REMUNERACIÓN DE COSTOS FIJOS

CLASIFICACIÓN	COSTOS FIJOS
	$/MWhrp
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	70,0
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	50,0
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	83,2
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	59,4
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	46,5
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	38,8
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	76,5
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	29,8
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	21,3

ANEXO II

REMUNERACION DE COSTOS VARIABLES (NO COMBUSTIBLES)

COSTOS VARIABLES CLASIFICACIÓN	Gas Natural GN	Líquidos		Carbón Mineral CM
		Hidrocarburos FO/GO	Biocombustible BD	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW	26,8	46,9	89,2	--

COSTOS VARIABLES CLASIFICACIÓN	Gas Natural GN	Líquidos		Carbón Mineral CM
		Hidrocarburos FO/GO	Biocombustible BD	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWh
(Chica)				
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	26,8	46,9	89,2	--
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	26,8	46,9	89,2	80,4
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	26,8	46,9	89,2	80,4
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	26,8	46,9	89,2	--
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	26,8	46,9	89,2	--
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	21,3			
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	21,3			
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	21,3			

ANEXO III

REMUNERACION ADICIONAL

CLASIFICACIÓN	Remuneración Adicional $/MWh	
	Generadores Directa	Fondo
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	10,9	4,7
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	9,4	6,2
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	10,9	4,7
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	9,4	6,2
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	10,9	4,7
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW	9,4	6,2

(Grande)		
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	76,5	13,5
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	54,0	36,0
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	54,0	36,0

ANEXO IV

REMUNERACION DE LOS MANTENIMIENTOS NO RECURRENTES

CLASIFICACIÓN	Remuneración Mantenimientos
	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	24
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	24
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	24
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	24
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	21
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	21
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	---
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	---
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	---

ANEXO V

REMUNERACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE MAQUINAS TERMICAS EN FUNCION DE SU DISPONIBILIDAD

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de Generación Térmica Convencional (TG, TV, CC) será variable en función de su Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidades Objetivo de la tecnología, su Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

El porcentaje base a aplicar a la remuneración de Costos Fijos se ve representado en las siguientes tablas:

CC	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar - Abr - May Set - Oct - Nov
D > 95%	110%	100%

85% < D

D 75%	70%	70%

TV	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar - Abr - May Set - Oct - Nov
D > 90%	110%	100%
80% < D 90%	105%	100%
70% < D 80%	85%	85%
D 70%	70%	70%

TG	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar - Abr - May Set - Oct - Nov
D > 90%	110%	100%
80% < D 90%	105%	100%
70% < D 80%	85%	85%
D 70%	70%	70%

A ese porcentaje base se adicionará o restará un valor de acuerdo a la siguiente metodología:

- Se determinará la diferencia porcentual entre la Disponibilidad Registrada (D) y la Disponibilidad Histórica (DH) del Generador.
- El porcentaje así determinado se sumará o restará en una proporción del CINCUENTA POR CIENTO (50%) al valor base reconocido; es decir que por cada punto porcentual de variación de la Disponibilidad Registrada respecto a la Disponibilidad Histórica del Generador se modificará en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los Costos Fijos.
- El tope y el piso para la remuneración total será el máximo de la tecnología en el período correspondiente (en este caso CIENTO DIEZ POR CIENTO —110%— y CIEN POR CIENTO —100%—) o el mínimo (en este caso SETENTA POR CIENTO —70%—), respectivamente.

Se mantienen los conceptos de implementación vigentes relacionados con los mecanismos de control de disponibilidad y valores físicos reconocidos, establecidos en la Nota SE 2053/2013. Los valores de Disponibilidad Histórica de cada grupo térmico serán determinados en función de la disponibilidad registrada en el período 2010/2013; al finalizar cada año se sumará el resultado del mismo a la base hasta contar con CINCO (5) años móviles.

ANEXO VI

SEÑOR SECRETARIO:

Por medio de la presente y en representación de XX (nombre de la empresa), de la cual se adjunta el Poder correspondiente, y en el marco de la Resolución S.E. Nº XX de fecha XX de abril de 2014, vengo a dar cumplimiento a lo establecido por el Artículo 5° de la misma y a realizar una formal adhesión a la Resolución mencionada, aceptándola en todos sus términos.

Al respecto, XX (nombre de la empresa) desiste de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-

2011, el cual damos por concluido el 31 de diciembre de 2011, en lo referente al numeral 4 y 5, y de todo otro reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución S.E. Nº 406 de fecha 8 de septiembre de 2003. Asimismo se renuncia a realizar nuevos reclamos administrativos y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO y a la Resolución mencionados precedentemente.

Sin otro particular, saludo a usted atentamente.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 530/2014

Publicación Boletín Oficial N° 32.893, del 23/05/2014

Instruyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a consolidar la totalidad de los datos requeridos por la nota Subsecretaria de Energía Eléctrica (S.S.E.E.) N° 870 de fecha 10 de noviembre de 2011 y sus modificatorias.

BUENOS AIRES, 22 DE MAYO DE 2014

VISTO el Expediente N° Expediente S01:0087069/2014 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el marco del PROGRAMA DE CONVERGENCIA DE TARIFAS ELECTRICAS Y REAFIRMACION DEL FEDERALISMO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA, en adelante el "PROGRAMA", se suscribieron diferentes Acuerdos entre el ESTADO NACIONAL y las Provincias, tal como éstos se identifican en el PROGRAMA, en adelante los "ACUERDOS", tendientes a evitar asimetrías tarifarias dentro de las regiones y a nivelar las condiciones de acceso al servicio público de distribución de energía eléctrica, para que el esfuerzo que realiza el ESTADO NACIONAL en materia de subsidios se vea reflejado en las facturas que pagan los usuarios de similares características socioeconómicas.

Que dichos "ACUERDOS" fueron suscriptos por el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y los Señores Gobernadores de la mayoría de las Provincias.

Que, por otra parte, los "ACUERDOS", con el firme objetivo de optimizar la capacidad productiva regional, propician la consecución del desarrollo económico y social, y la competitividad que consolide el crecimiento de las economías regionales.

Que en tal sentido, contemplan: i) dar señales claras de estabilidad de precios, ii) hacer más eficientes y trasparentar los costos del sector, iii) realizar los análisis suficientes que permitan apreciar la equidad en la aplicación de los subsidios en el sector residencial, garantizando a aquellas familias que realmente lo necesitan percibir los mismos, y iv) verificar que los subsidios otorgados a los sectores industriales y comerciales no generen competencia desleal, al imponer a usuarios equivalentes (producción de igual bien o prestación de igual servicio) precios distintos.

Que en ese contexto y dada la envergadura de los temas involucrados y los esfuerzos conjuntos a realizar, resulta además oportuno y necesario coordinar: las relaciones económicas entre las jurisdicción Nacional y las provincias, para encontrar una solución definitiva a la relación entre las Distribuidoras de energía eléctrica provinciales —sean estas de condición pública, privada o mixta— y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (en adelante, "CAMMESA").

Que en el "Primer Componente: Estabilización de tarifas eléctricas" de los ACUERDOS, las provincias firmantes se comprometen, por un plazo de TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días, a retrotraer y a mantener sin modificaciones los cuadros tarifarios vigentes y que, a su vez, informarán a la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS el Valor Agregado de Distribución de las Distribuidoras de su jurisdicción.

Que en el "Segundo Componente: Acciones necesarias para la Convergencia Tarifaria" de los ACUERDOS, las provincias firmantes se comprometen a que las distribuidoras que operan y mantienen el servicio público de distribución de energía eléctrica en el ámbito provincial, no mantengan deudas con CAMMESA y/o que acuerden un plan de pagos en caso de tenerlas, como condición para que, entre otros aspectos, puedan ejecutar las obras tendientes a mejorar la eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica, con el objeto de eliminar los puntos de saturación para el abastecimiento eléctrico y/o a disminuir las pérdidas en la red (en adelante las "Obras de Distribución Eléctrica"), las que serán parcial o totalmente financiadas por el ESTADO NACIONAL, bajo el mecanismo previsto en la Resolución N° 1 de fecha 2 de enero de 2003 del registro de la SECRETARIA DE ENERGIA o equivalente; así como también, a realizar en forma conjunta un estudio de identificación de usuarios, los que por su capacidad económica, puedan afrontar los costos de los tres segmentos que integran las tarifas del sector eléctrico (costo mayorista, costo del transporte y valor agregado de distribución).

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, y/o la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION en representación del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, firmó con las autoridades provinciales responsables finales de los aspectos regulatorios y

operativos de las concesiones del servicio público de distribución de energía eléctrica de las jurisdicciones provinciales “CONVENIOS INSTRUMENTALES PARA OBRAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA EN EL MARCO DEL PROGRAMA DE CONVERGENCIA DE LAS TARIFAS ELECTRICAS” (en adelante los “CONVENIOS INSTRUMENTALES” o, en singular, el “CONVENIO INSTRUMENTAL”).

Que los ACUERDOS, así como los CONVENIOS INSTRUMENTALES, contemplan, como requisito previo a su ejecución, que las distribuidoras de jurisdicción provincial deben: a) presentar ante la SECRETARIA DE ENERGIA y CAMMESA, un Plan de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas respecto a la última información disponible en CAMMESA a la fecha de la presente norma, y b) en caso de mantener deudas preexistentes con CAMMESA, suscribir con esa Compañía un Plan de Pagos de hasta TREINTA Y SEIS (36) cuotas para su total cancelación.

Que en el marco del “ACUERDO” las autoridades provinciales con competencia en materia regulatoria y operativa de las concesiones y de la prestación del servicio público de distribución, en sus respectivas jurisdicciones, elevaron una propuesta denominada “Propuesta de Convenio de Aplicación del Convenio Instrumental para Obras de Distribución Eléctrica en la Provincia” en adelante “CONVENIOS DE APLICACION”.

Que en función de los alcances y objetivos de los ACUERDOS y de los CONVENIOS INSTRUMENTALES, esta SECRETARIA DE ENERGIA considera procedente que el Fondo Unificado, establecido por el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, realice los aportes necesarios al Fondo de Estabilización a los efectos de proveer los fondos requeridos para la financiación de las obras de Distribución Eléctrica, ya que las mismas redundarán en un menor costo para el Sistema Eléctrico, disminuyendo la posible aparición de energía no suministrada (ENS) por la saturación de las instalaciones de distribución y el consecuente requerimiento de unidades de generación de alto costo para su compensación, así como también, reduciendo las pérdidas en la red de los agentes distribuidores, lo que hará disminuir el despacho de unidades de generación marginales que resultarían necesarias para su cubrimiento.

Que por otra parte, esta SECRETARIA DE ENERGIA, sin perjuicio de las intervenciones preliminares que correspondan en el ámbito provincial, tendrá la función de evaluar los avances de las obras y el autorizar las transferencias comprometidas para financiar las obras consignadas en los CONVENIOS INSTRUMENTALES y en sus posibles adendas.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA emitió la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 del registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, la que modificó el esquema de remuneración de los agentes generadores alcanzados por la misma, donde se establece que la remuneración a percibir por los Agentes Generadores Comprendidos, tiene como destino principal el cubrimiento de los costos fijos y variables que los mismos deben afrontar para la normal operación y mantenimiento de sus unidades generadoras.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a consolidar la totalidad de los datos requeridos por la Nota SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA (S.S.E.E.) N° 870 de fecha 10 de noviembre de 2011 y sus modificatorias.

ARTICULO 2° — Instrúyese a CAMMESA a instrumentar los mecanismos que resulten necesarios para informar a la SECRETARIA DE ENERGIA los resultados de la verificación y control de los planes de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas que hubieren sido comprometidos, por las autoridades provinciales de las correspondientes jurisdicciones en los ACUERDOS, CONVENIOS INSTRUMENTALES y CONVENIOS DE APLICACION respectivos. La SECRETARIA DE ENERGIA informará a CAMMESA el listado de los distribuidores comprendidos en los ACUERDOS y CONVENIOS, en adelante “Distribuidores Comprendidos”.

ARTICULO 3° — Instrúyese a CAMMESA a informar a la SECRETARIA DE ENERGIA las deudas vencidas y pendientes de pago al 30 de abril de 2014 por las transacciones económicas del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM) de los agentes distribuidores comprendidos en los CONVENIOS INSTRUMENTALES, aplicando los recargos por mora e intereses establecidos en el Capítulo 5° de Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 del Registro de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, sus modificatorias y complementarias (en adelante, “LOS PROCEDIMIENTOS”) y las mismas aplicando sólo los intereses establecidos en el Capítulo 5° de LOS PROCEDIMIENTOS.

La Secretaría de Energía instruirá, tomando como base la información suministrada por CAMMESA, las deudas a contabilizar en una Cuenta del Fondo de Estabilización denominada “Cuenta PROGRAMA DE CONVERGENCIA DE TARIFAS ELECTRICAS Y REAFIRMACION DEL FEDERALISMO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA” (en adelante “Cuenta ACUERDO”); para su consideración en el marco del apartado 5.6 del capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ARTICULO 4° — Establécese que CAMMESA deberá suscribir, en un plazo máximo de DIEZ (10) días de recibida la correspondiente instrucción regulatoria, PLANES DE PAGO con los agentes distribuidores comprendidos en los ACUERDOS INSTRUMENTALES, conforme las condiciones particulares que instruya esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Las deudas exigibles para cada Distribuidor serán determinadas en los PLANES DE PAGO, y la SECRETARIA DE ENERGIA informará las mismas.

Los pagos que realicen los agentes distribuidores comprendidos en los ACUERDOS INSTRUMENTALES por aplicación de los Planes de Pago concertados conforme lo establecido en el presente artículo, así como los aportes del FONDO UNIFICADO con ese destino serán asignados a la Cuenta ACUERDO, estableciéndose que cuando existan saldos positivos en dicha cuenta los mismos serán reintegrados al FONDO UNFICADO, en tanto la Secretaría de Energía no comunique otro destino.

ARTICULO 5° — Establécese que, a los efectos previstos en esta Resolución, sólo será de aplicación lo establecido en el apartado 5.5 y 5.6 del capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS en todo lo que no se oponga a lo establecido en la presente Resolución.

ARTICULO 6° — Establécese que las transferencias que autorice esta SECRETARIA DE ENERGIA en el marco de los CONVENIOS INSTRUMENTALES y/o CONVENIOS DE APLICACION con los agentes distribuidores comprendidos, serán realizadas por CAMMESA con los aportes del FONDO UNIFICADO que esta SECRETARIA DE ENERGIA disponga con dicho destino.

ARTICULO 7° — Establécese que CAMMESA procederá a informar a esta SECRETARIA DE ENERGIA en el caso de verificarse alguna de las situaciones siguientes: a) A partir del 1° de Mayo de 2014, el Agente Distribuidor posea deuda vencida e impaga por las transacciones económicas del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM), igual o superior al OCHENTA POR CIENTO (80%) de la última transacción mensual facturada; b) El Agente Distribuidor incumpla con sus obligaciones en el Plan de Pagos que suscriba con CAMMESA en los términos del Artículo 4° de la presente norma; c) El Agente Distribuidor incumpla en la remisión de la información requerida conforme lo establecido en el Artículo 1° de la presente norma; d) el Agente Distribuidor no cumplimente los avances comprometidos en el Plan de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas según lo señalado en el Artículo 2° del presente acto; e) el Agente Distribuidor no avance, conjuntamente con el Ente Regulador Provincial y/o la Autoridad de Aplicación de la Provincia y la SECRETARIA DE ENERGIA, en la identificación de los usuarios a los que correspondería la normalización de la facturación y cronograma para la aplicación de la reducción de los subsidios que otorga el ESTADO NACIONAL conforme los compromisos previstos en el Inciso a) del Segundo Componente del respectivo ACUERDO y f) El Distribuidor incumpla el compromiso de mantener sin modificaciones los cuadros tarifarios vigentes según el ACUERDO.

Ante cualquiera de las situaciones mencionadas en el párrafo anterior la SECRETARIA DE ENERGIA podrá instruir a CAMMESA si la situación amerita un cambio en la situación del Agente Distribuidor comprendido en relación al ACUERDO.

ARTICULO 8° — Créase, en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA, el “GRUPO DE SEGUIMIENTO DE PLANES DE INVERSIONES DE AGENTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)” el cual tendrá como función principal el análisis técnico y el seguimiento de los avances de los planes de inversión presentados por los agentes distribuidores comprendidos en los CONVENIOS INSTRUMENTALES y/o CONVENIOS DE APLICACION.

ARTICULO 9° — Dispónese que los agentes distribuidores del MEM, comprendidos en los CONVENIOS INSTRUMENTALES, deberán proporcionar toda la documentación técnica relativa a los planes de inversión a ejecutar en el marco de la presente Resolución que les sea requerida por esta SECRETARIA

DE ENERGIA, a los efectos de no considerar un incumplimiento de las obligaciones asumidas en los mencionados convenios.

ARTICULO 10. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución, así como la gestión y formulación de los requerimientos de información y/o consolidación de la misma de acuerdo a lo especificado en el ACUERDO correspondiente.

ARTICULO 11. — Establécese que el gasto que demande el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 6° de la presente, será afectado al Inciso 5 - Transferencias, Partida Principal 2 - Transferencias al sector privado para financiar gastos de capital, Partida Parcial 6 - Transferencias a empresas privadas, Ubicación Geográfica 2 del Presupuesto vigente del Programa 74 - Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica, que ejecuta la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.”

ARTICULO 12. — Notifíquese a CAMMESA, quien a su vez, notificará a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) alcanzados por la presente norma.

ARTICULO 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL O. CAMERON, Secretario de Energía.

e. 28/05/2014 N° 35487/14 v. 28/05/2014

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 533/2014

Resolución de la Secretaria de Energía del 23/05/2014

Reconócense las acreencias por aplicación Res. SE N°406 de 08/09/2003, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 676.445.686.- respecto de la comercialización en el MEM de la Energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las Transacciones Económicas del período entre el 1° de octubre y el 31 de diciembre de 2013 y enero de 2014, incluyendo dicho importe las Regalías de las provincias de Corrientes y Misiones y la Energía de Paso de Yacyretá recibida en Clorinda, Pcia de Formosa; $ 102.567.533.- por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande por las Transacciones Económicas del período entre el 1° de octubre y el 31 de diciembre de 2013 y enero de 2014, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 670/2014

Resolución de la Secretaria de Energía del 04/06/2014

Los importes a los cuáles es acreedora NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) en el marco del Artículo 37 de la Ley No 24.065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de marzo de 2014 y febrero de 2015, adicionando al valor resultante de lo que perciba NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINASOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) por sus ventas totales en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), la suma de PESOS DOSCIENTOS DIECIOCHO CON CUARENTA Y SIETE CENTAVOS ($ 218,47) por cada MEGAVATIO POR HORA (MW/h) generado y entregado al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).
VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN MPFIPyS N° 3/2014

Publicación Boletín Oficial N° 32.800, del 03/01/2014

Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica. Inversiones.
Establécese que las inversiones a realizar con los fondos provenientes del "Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE)", creado por Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Organismo Autárquico actuante en el ámbito de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, serán decididas por la Subsecretaria de Coordinación y Control de Gestión de este Ministerio.

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2014

VISTO el Expediente Nº S01:0277718/2013 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 1 de la Resolución Nº 347 de fecha 23 de Noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se autorizó a las distribuidoras de energía eléctrica, EDENOR S.A. a percibir un monto fijo de sus usuarios —a través de la factura—, con destino exclusivo a inversiones para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de sus instalaciones, por medio de la constitución de un fideicomiso.

Que a tal efecto se estableció una cuenta especial por cada Distribuidora, en la cual se depositan los importes percibidos por las mismas, denominado "FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)".

Que, conforme lo informado por el ENRE, existe en el citado fondo un saldo remanente que requiere de una inmediata ejecución para el desarrollo de las obras comprometidas por las distribuidoras y aún no ejecutadas.

Que en este sentido el ENRE emitió las Notas Nº 107.517, 108.213, 110.033, 109.647 por medio de las cuales se intimó a las distribuidoras a dar cabal cumplimiento a sus obligaciones establecidas en la Resolución ENRE Nº 347/2014, y en el marco del FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE), bajo apercibimiento de sancionar conforme al marco normativo vigente.

Que el referido saldo remanente, asciende al 20 de diciembre a la suma de PESOS CINCUENTA Y CUATRO MILLONES TRESCIENTOS CUARENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS TRES CON OCHENTA Y DOS CENTAVOS ($ 54.347.803,82) para EDESUR S.A. y a la suma de PESOS CIENTO SESENTA Y UN MILLONES VEINTISIETE MIL SETECIENTOS SETENTA CON DIECISIETE CENTAVOS ($ 161.027.770,17) para EDENOR S.A.

Que los fondos remanentes mencionados, de no haber sido por la actitud negligente de las concesionarias, deberían haber sido aplicados a obras que hubieran atenuado, al menos parcialmente la situación, de público y notorio conocimiento, que hoy padecen los usuarios.

Que para ello y a efectos de dotar de la máxima efectividad en la aplicación de los fondos y en la ejecución de las obras, resulta necesario que las inversiones a realizar sean decididas por este MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION.

Que en este sentido corresponde instruir a todas las Secretarías, dependencias y organismos descentralizados y autárquicos actuantes en la órbita de este MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a poner a disposición de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, todo su personal técnico a efectos de brindar la asistencia que les sea requerida.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta de conformidad con las facultades conferidas por el Decreto Nº 1.283 de fecha 24 de mayo de 2003 y por el Decreto Nº 1.142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PÚBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1° — Establécese que las inversiones a realizar con los fondos provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)”, creado por Resolución Nº 347 de fecha 23 de Noviembre de 2012 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico actuante en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, serán decididas por la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION de este Ministerio.

Art. 2° — Dispónese que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS impartirá las instrucciones que sean necesarias al Comité de Ejecución del Fideicomiso creado por la Resolución ENRE Nº 347/12 y a las empresas distribuidoras EDENOR S.A. y EDESUR S.A., para la realización y ejecución de las obras e inversiones provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACION Y EXPANSION DE DISTRIBUCION ELECTRICA (FOCEDE)”.

Art. 3° — Instrúyase a todas las Secretarías, dependencias y organismos autárquicos y descentralizados actuantes en la órbita de este MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a poner a disposición de la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, todo su personal técnico a efectos de brindar la asistencia que les sea requerida para la implementación de la presente medida.

Art. 4° — Regístrese, comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

Normativa del Año 2015

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 32/2015

Apruébase un aumento transitorio en los ingresos para la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.) y para la Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.) —en adelante y, conjuntamente, las Distribuidoras— con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, y a cuenta de la revisión tarifaria integral (RTI) que se lleve a cabo oportunamente.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 254/2015

Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá, a partir del dictado del presente acto, proceder a liquidar mensualmente, a favor de los Fideicomisos Financieros receptores de los cargos específicos GAS I Y/O GAS II, las sumas que, por aplicación de tales conceptos, les hubieren correspondido percibir por las capacidades de los servicios de transporte y/o distribución firmes, o equivalentes, que hubieren estado contratados por los Agentes Generadores del MEM al 31 de enero de 2013, a partir del mes siguiente en que la vigencia de dicho servicio firme haya caducado, o en el que ocurra en el futuro. Las liquidaciones antes referidas se realizaran conjuntamente con las Transacciones Económicas mensuales del MEM y su vencimiento será coincidente con el de la documentación comercial correspondiente a dichas Transacciones Económicas.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 274/2015

Reconócese las acreencias por aplicación de la Res. S.E. N° 406/2003 conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 1.188.118.640.- respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las transacciones económicas del período entre el mes de julio a diciembre de 2014 y del mes de enero de 2015

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 355/2015

Apruébase el reglamento del Programa de Inclusión Eléctrica Nacional (PROINEN).
Crease el Grupo Técnico PROINEN, el cual tendrá a su cargo las tareas descriptas en el reglamento del PROINEN

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 481/2015

Los importes a los cuales es acreedora NASA en el marco del Art. 37 de la Ley N° 24065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de marzo y diciembre de 2015 y en los meses de enero a abril de 2016, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de $ 296,36 por cada MWh generado y entregado al MEM (remitida por nota D.G.C. y A.F. N° 348)

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 482/2015

Reemplácese los Anexos I, II, III, IV Y V de la Resolución N° 529 de fecha 20 de mayo de 2014 de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por los Anexos I, II, III, IV Y V que forman parte integrante de la presente Resolución.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 925/2015

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. S.E. N° 406/2003, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 581.362.677 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las Transacciones Económicas del período entre el mes de febrero y mayo de 2015, Incluyendo dicho importe de las Regalías de las provincias de Corrientes y Misiones y la Energía de Paso de Yacyretá recibida en Clorinda, Prov. de Formosa; y $ 4.018.558 por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, por las Transacciones Económicas del período entre el mes de febrero y mayo de 2015, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671.

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 32/2015

Publicación Boletín Oficial N° 33.089, del 13/03/2015

Apruébase un aumento transitorio en los ingresos para la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.) y para la Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.) —en adelante y, conjuntamente, las Distribuidoras— con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, y a cuenta de la revisión tarifaria integral (RTI) que se lleve a cabo oportunamente.

Bs. As., 11/3/2015 BUENOS AIRES 11 DE MARZO DE 2015

VISTO el Expediente Nº S01:039920/2015 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y los decretos del PODER EJECUTIVO NACIONAL Nº 1.957 y Nº 1.959, ambos de fecha 28 de diciembre de 2006; y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto Nº 1.957 de fecha 28 de diciembre de 2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL se ratificó el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.), de fecha 13 de febrero de 2006.

Que, asimismo, por el Decreto Nº 1.959 de fecha 28 de diciembre de 2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL se ratificó el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.), de fecha 15 de febrero de 2006.

Que los procesos de Renegociación Contractual celebrados entre la UNIREN y las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A., respectivamente, (conjuntamente, LAS DISTRIBUIDORAS) fueron sometidos a consideración del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN, conforme a lo previsto en el Artículo 4° de la Ley Nº 25.790 y, al no mediar rechazo, fueron ratificados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que la Cláusula 25.2 del Acta Acuerdo ratificado por el Decreto Nº 1.957/2006 y la Cláusula 24.2 del Acta Acuerdo ratificado por el Decreto Nº 1.959/2006 establecen que la SECRETARÍA DE ENERGÍA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, Organismo descentralizado en el ámbito de la SECRETARÍA DE ENERGÍA (ENRE), actuando dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, deberán proceder al dictado de los actos y al desarrollo de los procedimientos que resulten necesarios para la puesta en vigencia efectiva de las estipulaciones contenidas en las Actas Acuerdo.

Que por el Artículo 2° de la Resolución Nº 250 de fecha 7 de mayo de 2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se aprobaron los valores correspondientes al concepto “ajuste” por el MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) para LAS DISTRIBUIDORAS por los meses comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Al mismo tiempo, por el Artículo 4° de la misma norma se determinaron las deudas de LAS DISTRIBUIDORAS por aplicación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE), en el marco de la Resolución S.E. Nº 745 de fecha 9 de mayo de 2005, y sus modificatorias.

Que por el Artículo 6° de la Resolución S.E. Nº 250/2013 se autorizó a LAS DISTRIBUIDORAS a compensar hasta el mes de febrero de 2013 las deudas establecidas en el Artículo 4° de dicha resolución, hasta su concurrencia con los créditos establecidos en el Artículo 2° de la misma, incluyendo los intereses que pudieran corresponder para ambas sumas, conforme con lo que estableciera oportunamente esta Secretaría.

Que el anterior mecanismo fue oportunamente extendido hasta diciembre de 2014 por la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que, asimismo, mediante el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución S.E. Nº 745/2005 —con sus modificatorias— se dispuso que es la SECRETARÍA DE ENERGÍA la que establecerá el destino de los fondos que surjan de la compensación entre los cargos por consumo en exceso y el pago de bonificaciones por ahorro.

Que, asimismo, por el Artículo 1° de la Resolución ENRE Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, el Ente autorizó a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A., en los términos de lo dispuesto en la Cláusula 4.2 de las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual suscriptas con la UNIREN, ratificadas por los Decretos

Nº 1.957/2006 y Nº 1.959/2006, a aplicar un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías de usuarios, efectivizado a través de la factura, con destino exclusivo a inversiones para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de las instalaciones, constituyéndose una cuenta especial de un fideicomiso financiero y de administración, identificada como "FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACIÓN Y EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA" (FOCEDE).

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA dictó la Resolución Nº 10 de fecha 24 de enero de 2014, a través de la cual, atendiendo lo establecido en la Resolución Nº 3 de fecha 3 de enero de 2014 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, dispuso en su Artículo 1° que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del FOCEDE para la realización y ejecución de las obras del PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIAS de EDESUR S.A. —según se define en la norma aludida en primer término— sea cubierta a través de transferencias de fondos a realizar por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado, en los términos del Artículo 3° de la Resolución Nº 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que por el Artículo 2° de la Resolución S.E. Nº 10/2014 se estableció que para ejecutar tal cobertura de fondos se realizará un préstamo a favor de EDESUR S.A., el que se instrumentará mediante un Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en garantía, a suscribirse entre dicha Distribuidora y CAMMESA, con crédito a favor del Fondo de Estabilización, y cuya metodología y plazos a implementar para la devolución serán oportunamente determinados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, considerando a todo efecto la aplicación de la tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras de dicho Fondo.

Que en el marco de la Resolución S.E. Nº 10/2014 y lo instruido por la Nota Nº 45/2014 de fecha 24 de enero de 2014 de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EDESUR S.A. celebró con CAMMESA, con fecha 27 de enero de 2014, el Contrato de Mutuo, el cual fue ampliado posteriormente mediante la suscripción de Addendas para afrontar las inversiones correspondientes.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA dictó la Resolución S.E. Nº 65 de fecha 26 de setiembre de 2014 a través de la cual, atendiendo lo establecido en la Resolución M.P.F.I.P. y S. Nº 3/2014, se dispuso en su Artículo 1° que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del FOCEDE para la realización y ejecución de las obras del PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIAS —según se define en la norma aludida en primer término— sea cubierta a través de transferencias de fondos a realizar por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado, en los términos del Artículo 3° de la Resolución S.E. Nº 2.022/2005.

Que por el Artículo 2° de la Resolución Nº 65 de fecha 26 de septiembre de 2014 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA se estableció que para ejecutar tal cobertura de fondos se realizará un préstamo a favor de EDENOR S.A., el que se instrumentará mediante un Contrato de Mutuo y Cesión de Créditos en garantía, a suscribirse entre dicha Distribuidora y CAMMESA, con crédito a favor del Fondo de Estabilización, y cuya metodología y plazos a implementar para la devolución serán oportunamente determinados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, considerando a todo efecto la aplicación de la tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras de dicho Fondo.

Que en el marco de la Resolución S.E. Nº 65/2014 y lo instruido por la Nota S.E. Nº 446/2014, EDENOR S.A. celebró con CAMMESA el Contrato de Mutuo, de fecha 30 de septiembre de 2014, el cual fue ampliado posteriormente mediante la suscripción de Addendas.

Que, asimismo, de acuerdo a lo instruido por la Nota S.E. Nº 367/2014, EDESUR S.A. suscribió con CAMMESA un Contrato de Mutuo para hacer frente a las erogaciones previstas para el "PLAN EXTRAORDINARIO DE REFUERZO Y ADECUACIÓN DE INSTALACIONES DERIVADAS DE SITUACIONES CLIMÁTICAS", trabajos que fueren realizados por la Distribuidora entre los meses de diciembre de 2013 y marzo de 2014.

Que, posteriormente y mediante la Nota ENRE Nº 112.778 de fecha 24 de junio de 2014, ante la solicitud presentada por EDESUR S.A. —Nota Ger.Gen Nº 310 de fecha 19 de junio de 2014— mediante la cual se requirió —en el marco de lo prescripto en el Artículo 46 de la Ley Nº 24.065— el reconocimiento de la incidencia de los mayores costos salariales (entre otros, los que corresponden a la aplicación de la Resolución Nº 836 de la SECRETARÍA DE TRABAJO del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL de fecha 28 de mayo de 2014, a todo el personal propio y de contratistas para el período mayo 2014 a abril de 2015), el ENRE ha informado a la SECRETARÍA DE ENERGÍA que conforme las previsiones contenidas en las cláusulas 4.2 y 4.4 del Acta Acuerdo de Renegociación

Contractual ratificada por el Decreto Nº 1.959/2006, deberían reconocerse las sumas a la Distribuidora, en los términos del Artículo 2° de la Resolución S.E. Nº 250/2013, a fin de adecuar la situación.

Que conforme lo referido previamente y atendiendo a la situación planteada por LAS DISTRIBUIDORAS, la SECRETARÍA DE ENERGÍA —a través de su Nota S.E. Nº 4.012 de fecha 24 de junio de 2014— ha instruido a CAMMESA para que realice el financiamiento del monto allí establecido y los que vaya a instruir posteriormente como ampliación del mismo requerimiento, a través de las transferencias de los fondos para cubrir los mayores costos salariales de la Distribuidora; entre otros, los originados por la aplicación de la Resolución S.T. Nº 836/2014 al personal propio y de contratistas, y cuya devolución será garantizada por EDESUR S.A. y EDENOR S.A. con la cesión de las LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR (LVFVD), excedentes que surjan por aplicación del Artículo 7° de la Resolución S.E. Nº 250/2013, los cuales devengarán los intereses previstos en el Artículo 6° de dicha norma, tal lo establecido en la Nota S.E. Nº 2.527 de fecha 10 de mayo de 2013.

Que en el marco de lo establecido en las cláusulas 24.2 y 25.2 de las respectivas Actas Acuerdo de Renegociación Contractual y, ante la existencia de créditos a favor de LAS DISTRIBUIDORAS como así también de deudas de éstas con el MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (MEM), se torna necesario resolver la compensación de créditos y deudas, y autorizar a CAMMESA a la emisión de LVFVD.

Que justo es tener en cuenta que el ESTADO NACIONAL ha venido aplicando distintos mecanismos para garantizar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y, a su vez, evitar incrementos en la tarifa de los usuarios finales, priorizando la mejora en la calidad de vida de los ciudadanos.

Que en el marco de las distintas políticas públicas que ha implementado el ESTADO NACIONAL con el fin de lograr la inclusión social y una eficiente distribución de los subsidios, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA en el curso de los últimos DIEZ (10) años ha fijado las normas necesarias para el direccionamiento y asignación de los subsidios definidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL para los consumidores de energía eléctrica.

Que los ajustes a los ingresos de LAS DISTRIBUIDORAS no implican incidencia en los importes que abona el usuario en la actualidad por el servicio público prestado; no obstante, dichos ajustes serán tomados a cuenta del análisis que efectúe el ENRE al momento de efectuar la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (RTI).

Que el ENRE, ha manifestado en su presentación del 24 de febrero de 2015 la necesidad de adecuar la situación económica y financiera de LAS DISTRIBUIDORAS.

Que, asimismo, CAMMESA ha informado a esta Secretaría, entre otras cuestiones, las deudas que LAS DISTRIBUIDORAS mantienen con dicha Compañía.

Que esta Secretaría entiende necesaria la toma de medidas urgentes y de manera transitoria, a efectos de mantener la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en el ámbito de concesión de LAS DISTRIBUIDORAS.

Que el incremento provisorio que se dispone por la presente deberá ser evaluado por el ENRE conforme a un análisis de la magnitud de la variación de los costos de explotación de LAS DISTRIBUIDORAS.

Que la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia; conforme la Resolución M.P.F.I.P. y S. Nº 2.000 de fecha 19 de diciembre de 2005.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS, dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336 y los artículos 2°, Inciso e) y 85 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Apruébase un aumento transitorio en los ingresos para la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.) y para la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDESUR S.A.) —en adelante y, conjuntamente, LAS DISTRIBUIDORAS— con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de

distribución de energía eléctrica, y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que se lleve a cabo oportunamente.

ARTÍCULO 2° — Establécese que los Ingresos Adicionales que corresponde percibir a LAS DISTRIBUIDORAS surgirán de la diferencia entre el CUADRO TEÓRICO plasmado en el ANEXO, que forma parte integrante de la presente, y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos a realizar por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, Organismo descentralizado en el ámbito de la SECRETARÍA DE ENERGÍA (ENRE), los que deberán ser informados mensualmente a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, CAMMESA).

ARTÍCULO 3° — Establécese que CAMMESA realizará las transferencias con los fondos que aporte el ESTADO NACIONAL, de acuerdo a los valores informados por el ENRE y siempre que la SECRETARÍA DE ENERGÍA no hubiere detectado incumplimientos de acuerdo a lo dispuesto por los artículos 4°, 11 y 12 de la presente.

ARTÍCULO 4° — La SECRETARÍA DE ENERGÍA considerará el grado de cumplimiento de LAS DISTRIBUIDORAS respecto de: I) las obligaciones de pago con el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (en adelante MEM); II) la ejecución de las obras e inversiones comprometidas en el Artículo 12 de la presente, en el marco de la Resolución Nº 347 de fecha 23 de noviembre de 2011 del ENRE y la Resolución Nº 3 de fecha 3 de enero de 2014 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

En relación a ello, la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y/o el ENRE, deberán informar a la SECRETARÍA ante la detección de incumplimientos por parte de LAS DISTRIBUIDORAS.

ARTÍCULO 5° — Instrúyese al ENRE a realizar un monitoreo periódico de los ingresos de LAS DISTRIBUIDORAS establecidos en el Artículo 1° de la presente, con relación a la evolución de sus costos y conforme lo establecido en la cláusula 4° de las Actas Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión, informando a esta Secretaría los resultados de la misma.

ARTÍCULO 6° — Establécese que a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución Nº 745 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA de fecha 9 de mayo de 2005 serán considerados como parte de los ingresos de LAS DISTRIBUIDORAS destinados a cubrir los mayores costos de la prestación del servicio público de distribución eléctrica y a cuenta de la RTI que se lleve a cabo oportunamente.

ARTÍCULO 7° — Autorízase a LAS DISTRIBUIDORAS a compensar hasta el 31 de enero de 2015, las deudas establecidas por PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC), incluyendo la aplicación de los intereses que pudieran corresponder para ambos conceptos.

ARTÍCULO 8° — Instrúyese a CAMMESA, a emitir LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR, por cuenta y orden del Fondo Unificado en los términos del Artículo 3° de la Resolución Nº 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA a favor de LAS DISTRIBUIDORAS por los valores excedentes al monto que surge conforme el Artículo 7° de la presente, y por los montos que hubiere determinado el ENRE en virtud de la incidencia que surge de la aplicación de la Resolución Nº 836 de la SECRETARÍA DE TRABAJO del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL de fecha 28 de mayo de 2014, sus modificatorias, ampliatorias y concordantes.

ARTÍCULO 9° — Autorízase a CAMMESA a recepcionar las LIQUIDACIONES DE VENTAS CON FECHA DE VENCIMIENTO A DEFINIR establecidas en el artículo precedente, respetando el siguiente orden de prelación y como parte de pago de: I) los montos correspondientes a los contratos de mutuo suscriptos con CAMMESA en virtud de la Nota S.E. Nº 4012 de fecha 24 de junio de 2014 y subsiguientes; II) las deudas que por las transacciones económicas del MEM mantienen LAS DISTRIBUIDORAS y; III) los montos correspondientes a los contratos de mutuo suscriptos entre LAS DISTRIBUIDORAS y CAMMESA en virtud de las resoluciones S.E. Nº 10/2014 y Nº 65/2014.

ARTÍCULO 10. — Instrúyese a CAMMESA, en el caso de existir saldos remanentes a favor del MEM, a implementar un Plan de Pagos a definir con LAS DISTRIBUIDORAS para cancelar dichos saldos, remitiendo previamente el modelo del Plan de Pagos a esta Secretaría para su aprobación.

ARTÍCULO 11. — Establécese que LAS DISTRIBUIDORAS no podrán distribuir dividendos conforme las cláusulas 7.4 de las respectivas Actas Acuerdo. LAS DISTRIBUIDORAS no podrán utilizar los ingresos establecidos en el Artículo 1° de la presente para cancelar créditos con entidades financieras,

reestructurar deudas financieras, adquirir otras empresas, otorgar créditos, ni realizar otras operaciones que no estén estrictamente relacionadas con la cancelación de las obligaciones con el MEM, el pago de salarios del personal propio y tercerizado, y pagos a proveedores de bienes y/o servicios relacionados con la prestación del servicio público de distribución eléctrica. El ENRE será el encargado de monitorear el cumplimiento por parte de LAS DISTRIBUIDORAS de lo dispuesto en el presente artículo e informarlo a esta Secretaría.

ARTÍCULO 12. — Establécese que LAS DISTRIBUIDORAS deberán presentar en el plazo de DIEZ (10) días hábiles de notificada la presente, ante el ENRE y la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, los Planes de Inversiones para el año 2015 a efectos de proceder a su evaluación y aprobación dentro de los VEINTE (20) días hábiles de su presentación.

ARTÍCULO 13. — Instrúyese al ENRE a efectuar las acciones previas para la realización del proceso de RTI.

ARTÍCULO 14. — Establécese que LAS DISTRIBUIDORAS dentro de los DIEZ (10) días hábiles posteriores a la publicación de la presente en el BOLETÍN OFICIAL, deberán ajustarse a lo estipulado en la Cláusula 21.1 y 22.1 de las ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL de EDESUR S.A. y EDENOR S.A. respectivamente, con relación a todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiesen realizado contra el ESTADO NACIONAL, la SECRETARÍA DE ENERGÍA y/o el ENRE, si es que los hubiere, referentes al cumplimiento de la Cláusula 4.2 de las ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL, y en virtud de lo establecido en las cláusulas 1° y 13 de la presente.

ARTÍCULO 15. — Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se oponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución.

ARTÍCULO 16. — Facúltase al Señor SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA a efectuar todas aquellas comunicaciones que sea menester a los efectos de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 17. — El gasto que demande el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 1° de la presente, será afectado al Inciso 5 - Transferencias, Partida Principal 1 - Transferencias al sector privado para financiar gastos corrientes, Partida Parcial 9 - Transferencias a empresas privadas, Ubicación Geográfica 2 del Presupuesto vigente del Programa 74 - Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica, que ejecuta la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 18. — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTÍCULO 19. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. MARIANA MATRANGA, Secretaria de Energía.

ANEXO

ANEXO - CUADRO TEORICO

CUADRO TEÓRICO CON SUBSIDIO				CUADRO TEÓRICO SIN SUBSIDIO	
		CON SUBSIDIO		SIN SUBSIDIO	
		EDESUR	EDENOR	EDESUR	EDENOR
Tarifa 1 - R1	Resol.				
Cargo Fijo	$/bim.	7,67	8,92	7,67	8,92
Cargo Variable	$/kWh	0,25	0,24	0,58	0,57
Tarifa 1 - R2					
Cargo Fijo 301-650	$/bim.	37,84	34,19	36,60	33,10
Cargo Variable 301-650	$/kWh	0,17	0,16	0,48	0,49
Cargo Fijo 651-800	$/bim.	42,41	40,84	40,54	39,03
Cargo Variable 651-800	$/kWh	0,20	0,19	0,51	0,51
Cargo Fijo 801-900	$/bim.	51,58	49,04	49,07	46,67
Cargo Variable 801-900	$/kWh	0,21	0,20	0,52	0,52
Cargo Fijo 901-1000	$/bim.	58,57	58,92	55,66	55,78
Cargo Variable 901-1000	$/kWh	0,21	0,21	0,53	0,53
Cargo Fijo 1001-1200	$/bim.	73,65	66,80	68,27	62,41
Cargo Variable 1001-1200	$/kWh	0,43	0,43	0,70	0,70
Cargo Fijo 1201-1400	$/bim.	84,06	76,36	77,40	70,96
Cargo Variable 1201-1400	$/kWh	0,48	0,46	0,75	0,73
Cargo Fijo 1401-2800	$/bim.	90,95	78,87	83,74	73,29
Cargo Variable 1401-2800	$/kWh	0,70	0,65	0,93	0,88
Cargo Fijo + 2800	$/bim.	82,65	75,10	76,10	69,79
Cargo Variable + 2800	$/kWh	1,09	1,04	1,23	1,17
Tarifa 1 - G1					
Cargo Fijo	$/bim.	23,01	21,65	23,01	21,65
Cargo Variable	$/kWh	0,51	0,51	0,80	0,80
Tarifa 1 - G2					
Cargo Fijo	$/bim.	476,39	438,22	465,24	427,00
Cargo Variable	$/kWh	0,48	0,48	0,80	0,77
Tarifa 1 - G3					
Cargo Fijo	$/bim.	1.897,62	1.720,24	1.806,97	1.682,45
Cargo Variable	$/kWh	0,64	0,59	1,03	0,97
Tarifa 1 - AP					
Cargo Variable	$/kWh	0,09	0,09	0,41	0,40
Tarifa 2					
Cargo Fijo	$/kW-mes	17,25	16,69	17,25	16,69
Cargo Variable	$/kWh	0,14	0,14	0,43	0,43
Tarifa 3 - BT < 300 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	19,73	18,64	19,73	18,64
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	13,84	13,42	13,84	13,42
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,10	0,10	0,38	0,38
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,08	0,08	0,37	0,37
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,07	0,07	0,35	0,35
Tarifa 3 - BT >= 300 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	53,82	50,93	53,82	50,93
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	37,76	36,70	37,76	36,70
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,13	0,13	0,38	0,38
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,12	0,12	0,36	0,37
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,11	0,11	0,35	0,35

CUADRO TEÓRICO CON SUBSIDIO				CUADRO TEÓRICO SIN SUBSIDIO	
Tarifa 3 - BT Otros General <= 4000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	15,92	15,45		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,084	0,086		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,073	0,073		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,062	0,062		
Tarifa 3 - BT Otros General > 4000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	15,92	15,45		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,094	0,096		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,083	0,083		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,072	0,072		
Tarifa 3 - BT Otros Residencial <= 1000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	14,92	14,85		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,042	0,041		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,037	0,036		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,029	0,029		
Tarifa 3 - BT Otros Residencial > 1000 kW y <= 1400					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	14,92	14,85		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,076	0,075		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,071	0,07		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,063	0,063		
Tarifa 3 - BT Otros Residencial > 1400 kW y <= 2800					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	14,92	14,85		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,108	0,108		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,104	0,103		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,096	0,095		
Tarifa 3 - BT Otros Residencial > 2800 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	14,92	14,85		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,176	0,176		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,171	0,171		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,164	0,163		
Tarifa 3 - BT (AP)					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	15,92	15,43		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	11,17	11,11		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,053	0,047		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,045	0,044		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,037	0,03		
Tarifa 3 - MT < 300 Kw					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	11,58	10,78	11,58	10,78
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	8,35	8,11	8,35	8,11
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,09	0,09	0,36	0,36
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,08	0,08	0,35	0,35
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,07	0,07	0,33	0,34
Tarifa 3 - MT >= 300 Kw					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	31,57	29,40	31,57	29,40
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	22,78	22,16	22,78	22,16
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,12	0,13	0,36	0,36
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,11	0,11	0,35	0,35
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,10	0,10	0,33	0,34
Tarifa 3 - MT Otros General <= 4000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	9,34	8,93		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,08	0,081		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,069	0,07		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,059	0,062		

CUADRO TEÓRICO CON SUBSIDIO				CUADRO TEÓRICO SIN SUBSIDIO	
Tarifa 3 - MT Otros					
General > 4000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	9,34	8,93		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,089	0,091		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,079	0,079		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,068	0,069		
Tarifa 3 - MT Otros					
Residencial <= 1000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	8,4	8,37		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,04	0,039		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,035	0,035		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,028	0,027		
Tarifa 3 - MT Otros					
Residencial > 1000 kW y <= 1400 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	8,4	8,37		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,072	0,072		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,067	0,067		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,06	0,06		
Tarifa 3 - MT Otros					
Residencial > 1400 kW y <= 2800 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	8,4	8,37		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,103	0,103		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,098	0,098		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,091	0,091		
Tarifa 3 - MT Otros					
Residencial > 2800					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	8,4	8,37		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,167	0,167		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,163	0,162		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,155	0,155		
Tarifa 3 - MT (AP)					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	9,34	8,91		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	6,74	6,71		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,05	0,044		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,048	0,042		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,035	0,029		
Tarifa 3 - AT < 300 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	5,34	4,74	5,34	4,74
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	1,13	1,10	1,13	1,10
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,09	0,09	0,34	0,35
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,08	0,08	0,33	0,33
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,07	0,07	0,32	0,32
Tarifa 3 - AT>= 300 kW				14,57	12,92
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	14,57	12,92	3,08	3,01
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	3,08	3,01	0,34	0,35
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,12	0,12	0,33	0,33
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,11	0,11	0,32	0,32
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,10	0,10		

CUADRO TEÓRICO CON SUBSIDIO				CUADRO TEÓRICO SIN SUBSIDIO	
Tarifa 3 - AT Otros General <= 4000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,31	3,94		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,076	0,078		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,066	0,067		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,056	0,057		
Tarifa 3 - AT Otros General > 4000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,31	3,94		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,086	0,087		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,076	0,076		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,066	0,066		
Tarifa 3 - AT Otros Residencial <= 1000 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	3,41	3,4		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,038	0,038		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,034	0,033		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,027	0,026		
Tarifa 3 - AT Otros Residencial > 1000 kW y <= 1400 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	3,41	3,4		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,069	0,069		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,065	0,064		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,058	0,057		
Tarifa 3 - AT Otros Residencial > 1400 kW y <= 2800 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	3,41	3,4		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,099	0,098		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,094	0,094		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,087	0,087		
Tarifa 3 - AT Otros Residencial > 2800 kW					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	3,41	3,4		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,16	0,16		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,156	0,155		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,149	0,149		
Tarifa 3 - AT (AP)					
Cargo Pot. Pico	$/kW-mes	4,31	3,92		
Cargo Pot. F. Pico	$/kW-mes	0,91	0,91		
Cargo Variable Pico	$/kWh	0,048	0,043		
Cargo Variable Resto	$/kWh	0,041	0,04		
Cargo Variable Valle	$/kWh	0,034	0,028		
Tarifa TSP- BT<300 kW					
Cargo Pot. Pico	$/MW-mes	13.723,00	13.157,00	13.723,00	13.157,00
Cargo Pot. F. Pico	$/MW-mes	11.002,00	10.936,00	11.002,00	10.936,00
Cargo Variable Pico	$/MWh	10,86	11,05	42,70	43,06
Cargo Variable Resto	$/MWh	9,41	9,33	41,42	41,30
Cargo Variable Valle	$/MWh	8,23	8,24	39,93	40,10
Tarifa TSP - BT >=300kW					
Cargo Pot. Pico	$/MW-mes	13.723,00	13.142,00	13.723,00	13.142,00
Cargo Pot. F. Pico	$/MW-mes	11.002,00	10.936,00	11.002,00	10.936,00
Cargo Variable Pico	$/MWh	14,54	14,98	42,54	43,14
Cargo Variable Resto	$/MWh	13,14	13,21	41,31	41,55
Cargo Variable Valle	$/MWh	12,05	12,12	39,90	40,14

CUADRO TEÓRICO CON SUBSIDIO				CUADRO TEÓRICO SIN SUBSIDIO	
Tarifa TSP - MT < 300kW					
Cargo Pot. Pico	$/MW-mes	6.750,00	6.249,00	6.750,00	6.249,00
Cargo Pot. F. Pico	$/MW-mes	6.084,00	6.048,00	6.084,00	6.048,00
Cargo Variable Pico	$/MWh	6,11	6,22	24,02	24,22
Cargo Variable Resto	$/MWh	5,29	5,25	23,30	23,34
Cargo Variable Valle	$/MWh	4,63	4,64	22,46	22,55
Tarifa TSP - MT >=300kW					
Cargo Pot. Pico	$/MW-mes	6.750,00	6.234,00	6.750,00	6.234,00
Cargo Pot. F. Pico	$/MW-mes	6.084,00	6.048,00	6.084,00	6.048,00
Cargo Variable Pico	$/MWh	8,18	8,42	23,93	24,27
Cargo Variable Resto	$/MWh	7,39	7,43	23,24	23,37
Cargo Variable Valle	$/MWh	6,78	6,82	22,44	22,58
Tarifa TSP - AT <300 kW					
Cargo Pot. Pico	$/MW-mes	2.295,00	1.837,00	2.295,00	1.837,00
Cargo Pot. F. Pico	$/MW-mes	915,00	909,00	915,00	909,00
Cargo Variable Pico	$/MWh	2,37	2,42	9,34	9,42
Cargo Variable Resto	$/MWh	2,06	2,04	9,06	9,08
Cargo Variable Valle	$/MWh	1,80	1,80	8,73	8,77
Tarifa TSP - AT >=300 kW					
Cargo Pot. Pico	$/MW-mes	2.295,00	1.824,00	2.295,00	1.824,00
Cargo Pot. F. Pico	$/MW-mes	915,00	909,00	915,00	909,00
Cargo Variable Pico	$/MWh	3,18	3,28	9,31	9,44
Cargo Variable Resto	$/MWh	2,88	2,89	9,04	9,09
Cargo Variable Valle	$/MWh	2,64	2,65	8,73	8,78
Tarifa TSP - T2					
Cargo Potencia	$/MW-mes	12.808,00	12.248,00	12.808,00	12.248,00
Cargo Variable	$/MWh	55,25	55,02	87,17	87,09
SERVICIO DE REHABILITACION					
Para cada servicio interrumpido por falta de pago.					
Tarifa 1- Uso Residencial	$	8,70	8,55		
Tarifa 1-Uso General y Alumbrado Publico	$	52,60	51,70		
Tarifa 2 y 3	$	139,10	136,75		
CONEXIONES DOMICILIARIAS					
a) CONEXIONES COMUNES POR USUARIO					
Aéreas monofásicas	$	105,90	104,10		
Subterráneas	$	328,30	323,40		
Aéreas Trifásicas	$	200,35	197,05		
Subterráneas Trifásicas	$	502,80	494,45		
b) CONEXIONES ESPECIALES POR USUARIO					
Aéreas monofásicas	$	277,90	273,25		
Subterráneas	$	894,05	879,20		
Aéreas Trifásicas	$	489,60	481,45		
Subterráneas Trifásicas	$	924,30	908,95		

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 254/2015

Publicación Boletín Oficial N° 33.142, del 03/06/2015

Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá, a partir del dictado del presente acto, proceder a liquidar mensualmente, a favor de los Fideicomisos Financieros receptores de los cargos específicos GAS I Y/O GAS II, las sumas que, por aplicación de tales conceptos, les hubieren correspondido percibir por las capacidades de los servicios de transporte y/o distribución firmes, o equivalentes, que hubieren estado contratados por los Agentes Generadores del MEM al 31 de enero de 2013, a partir del mes siguiente en que la vigencia de dicho servicio firme haya caducado, o en el que ocurra en el futuro. Las liquidaciones antes referidas se realizaran conjuntamente con las Transacciones Económicas mensuales del MEM y su vencimiento será coincidente con el de la documentación comercial correspondiente a dichas Transacciones Económicas.

BUENOS AIRES, 01 DE JUNIO DE 2015

VISTO el Expediente S01:0262735/2014 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, las Leyes N° 24.076 y 26.095 y los Decretos N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y N° 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 24.076 y su reglamentación, ha consagrado el marco legal destinado a regular la prestación del servicio público nacional de transporte y distribución de gas natural.

Que mediante el Decreto N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004 del PODER EJECUTIVO NACIONAL se creó un Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas natural, el cual se constituirá en el ámbito de las Licenciatarias de los mencionados servicios y será un patrimonio de afectación específico del sistema de gas natural, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión, en el marco del Artículo 2° de la Ley N° 24.076, con especial mención a lo establecido en el inciso b) del mencionado Artículo.

Que mediante el Artículo 1° del mencionado Decreto se estableció que dicho Fondo Fiduciario será integrado por: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se puedan acordar con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales o internacionales; y (iii) recursos obtenidos a través de otros sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos.

Que conforme lo dispuesto por el Artículo 2° del Decreto N° 180/2004 del PODER EJECUTIVO NACIONAL, el MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PUBLICA Y SERVICIOS reglamentará la constitución y funcionamiento del Fondo Fiduciario creado mediante el Artículo 1° del mencionado decreto, el cual en ningún caso estará constituido por fondos y/o bienes del ESTADO NACIONAL.

Que conforme lo establecido en el Decreto N° 180/2004 del PODER EJECUTIVO NACIONAL y en el marco de las Resoluciones N° 185 de fecha 20 de abril de 2004 y N° 608 de fecha 17 de junio de 2005, ambas del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se suscribieron los Fideicomisos Financieros de Obra Gasoductos Norte y Sur 2006-2008 con el objeto de viabilizar el financiamiento, la ejecución y posterior repago de las obras necesarias para satisfacer los Servicios de Transporte Firme (STF) adjudicados bajo los Concursos Abiertos TGN N° 01/05 y TGS N° 02/05, los que se hubieron realizado de acuerdo al PLAN DE ACCIÓN PARA LA AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL 2008 aprobado por la Resolución N° 608/2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, en cumplimiento de lo instruido por el Decreto N° 465 de fecha 6 de mayo de 2005 del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que mediante la Resolución N° 1056 de fecha 9 de septiembre de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se instruyó a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a reconocer, conforme al procedimiento establecido en dicha norma, los cargos por “Fideicomiso de Gas - Ampliación de Gasoductos” que las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural, en aplicación de lo estipulado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), facturen o hayan facturado, a los Agentes Generadores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), estipulando que a los efectos del reconocimiento de los citados cargos, los

Agentes Generadores de dicho Mercado deben presentar, con carácter de declaración jurada, la información del volumen contratado del servicio firme de transporte de Gas Natural afectado a la generación de energía eléctrica destinada a abastecer el mercado interno, definiéndose también que el volumen declarado por dichos Agentes Generadores será el utilizado para el cálculo del monto de los cargos a reconocer, siendo obligación de estos últimos informar a dicha Compañía cada vez que se produzca un cambio en el volumen declarado respecto del contratado con las licenciatarias proveedoras de dicho servicio, con una antelación no inferior a los QUINCE (15) días corridos en los que el cambio se vuelva efectivo.

Que la norma, referida en el considerando anterior, establece también que los Agentes Generadores deberán presentar mensualmente a CAMMESA las facturas que reciban de las licenciatarias del Transporte y/o Distribución de Gas Natural por el concepto de cargos por “Fideicomiso de Gas - Ampliación de Gasoductos”, en las que deberá constar el monto a abonar por dicho concepto y el volumen de capacidad firme correspondiente a tales montos, siendo condicionado el reconocimiento de los cargos por “Fideicomiso de Gas - Ampliación de Gasoductos”, a que se haya presentado la información requerida según lo previsto en dicha resolución.

Que por el Artículo 2° de la Ley N° 26.095, se crearon cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética que atiendan a la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas natural, gas licuado y/o electricidad, como aporte a los fondos de los fideicomisos constituidos o a constituirse para el desarrollo de obras de infraestructura de los servicios de gas y electricidad.

Que el Artículo 4° de la mencionada Ley facultó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a fijar el valor de los cargos específicos y a ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras referidas en el apartado anterior.

Que por el Artículo 4° del Decreto N° 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL, reglamentario de la Ley 26.095, se delegó en el MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, con la asistencia técnica de la SECRETARÍA DE ENERGÍA bajo su dependencia y de los respectivos Entes Reguladores, la potestad de fijar el valor y el correspondiente ajuste de los cargos con afectación específica al desarrollo de los proyectos de infraestructura mencionados en el artículo precedente, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras comprendidas en el marco de la Ley N° 26.095.

Que por el Artículo 14 del Decreto N° 1216/2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL se estableció que los Fondos Fiduciarios creados en virtud de lo dispuesto por el Decreto N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004 del PODER EJECUTIVO NACIONAL y los cargos específicos ya creados para financiar las obras a que se destinan dichos fondos se regirán por lo previsto en la Ley N° 26.095 y en el mencionado decreto.

Que, conforme lo establecido en el Decreto N° 1216/2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL, mediante Resolución N° 2008 de fecha 28 de diciembre de 2006 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS se aprobó lo actuado entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA y el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS en relación a los cargos específicos establecidos en la Ley N° 26.095 destinados a repagar las obras de la Ampliación de la Capacidad de Transporte de Gas Natural 2006-2008, definidas en el marco del Decreto N° 465/2005 del PODER EJECUTIVO NACIONAL y la Resolución N° 608/2005 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Que conforme las previsiones contenidas en la Resolución N° 1056/2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y con el objeto de contemplar los cargos específicos asociados a la Ampliación de la Capacidad de Transporte de Gas Natural 2006-2008, en el Procedimiento de Despacho de Gas Natural para la Generación de Energía Eléctrica (en adelante, el “Procedimiento de Gas”), instituido mediante Nota N° 6866 de fecha 7 de octubre de 2009 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se estableció el reconocimiento a los Agentes Generadores de la totalidad de los montos contenidos en las facturas y/o notas de débito que sean emitidas por cuenta y orden de los Fideicomisos de Gas, para las Ampliaciones de Gasoductos, identificadas en dicho Procedimiento Gas como “Fideicomiso Gas I” y “Fideicomiso Gas II”.

Que por Resolución N° 2289 de fecha 30 de noviembre de 2010 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se establecieron los nuevos valores informados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) para los Cargos Específicos Gas I y Gas II a ser aplicables a partir del 1° de diciembre de 2010.

Que entre las responsabilidades que le fueran asignadas en el Decreto N° 1216/2006 del PODER EJECUTIVO NACIONAL, se establece que, con el objeto de garantizar el flujo directo de los cargos tarifarios específicos hacia cada Fondo Fiduciario la SECRETARÍA DE ENERGÍA, o en caso de corresponder el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD o el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, arbitrarán los medios necesarios para que las facturas que incluyan a los cargos tarifarios específicos se abonen en el sistema bancario de modo tal de permitir la transferencia inmediata de lo recaudado al Fondo Fiduciario correspondiente, asegurando que en ningún caso tales cargos tarifarios formen parte integrante del flujo de fondos de la licenciataria o concesionaria que lo facture o perciba, según las normas que se dicten a ese efecto.

Que en relación a esto último, se debe destacar que el Cargo Específico Gas II se creó como flujo financiero de los Fideicomisos mencionados precedentemente, a fin de cumplir con el objeto de la Ley N° 26.095 y su Decreto Reglamentario.

Que NACIÓN FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANÓNIMA mediante su Nota 0153408 de fecha 8 de diciembre de 2014, ha comunicado a esta Secretaría, que en el último año ha observado una importante reducción en el flujo de fondos que ingresan a los Fideicomisos Financieros referidos en los considerandos precedentes, y que ello se originaría en una disminución de la facturación de los Cargos Específicos Gas por parte de las licenciatarias correspondientes.

Que, asimismo, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a través de su nota B-95369-1, de fecha 10 de marzo de 2015, ha informado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA de la caída o cancelación de distintos contratos por el servicio de transporte firme de gas natural que tenían diversos Agentes Generadores del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM), lo que resultaría en la disminución paulatina en los reconocimientos realizados a los Agentes Generadores de los costos asociados al pago de los Cargos Específicos Gas I y Gas II.

Que los montos involucrados en la reducción de los reconocimientos y consecuente pago de los Cargos Específicos Gas I y Gas II informados por CAMMESA resultan, en algunos de los casos, consistentes con la afectación a la recaudación de dichos cargos comunicada a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) organismo descentralizado actuante en el ámbito de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS en su nota ENRG GAL/GDyE/GCEX/I N° 1401 de fecha 4 de febrero de 2015, asociada a la aplicación de la Resolución N° I-3195 de fecha 22 de junio de 2015 del ENARGAS.

Que, por otro lado, por el Artículo 8° de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y el Artículo 4° de la Resolución N° 529 de fecha 20 de mayo de 2014 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se ha asignado a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) la gestión comercial y el despacho de los combustibles que pueden consumir las centrales generadoras de energía eléctrica, con el objetivo de optimizar el uso y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del Mercado Eléctrico Mayorista, a medida que las relaciones contractuales entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y sus proveedores se vayan extinguiendo.

Que, consecuentemente, dicha Compañía debe disponer de los medios necesarios para alcanzar tal objetivo, entre los cuales se encuentra el contratar los servicios de transporte y distribución de Gas Natural que resulten necesarios a tal efecto, reemplazando en los hechos, a los Agentes Generadores del MEM frente las licenciatarias de dichos servicios.

Que atento el contexto explicado precedentemente a las responsabilidades que le caben a esta Secretaría, se entiende procedente y necesario adoptar aquellas medidas que permitan asegurar, en lo sustancial, el flujo de fondos dirigido hacia el Fondo Fiduciario según lo previsto originalmente en la determinación de los cargos tarifarios específicos vinculados con las obras realizadas o en vías de ejecución de las ampliaciones de la capacidad de transporte de Gas Natural antes referidas, entre las cuales se encuentran las correspondientes a la capacidad de transporte firme adjudicada a CAMMESA en el marco de los concursos de capacidad para las ampliaciones 2006-2008.

Que con tal objetivo, se considera oportuno que CAMMESA, en aplicación de las estipulaciones contenidas en las Resoluciones N° 95/2013 y N° 529/2014 ambas de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y en lo que respecta al pago de los Cargos Específicos Gas I y Gas II, reemplace a los Agentes Generadores del MEM en aquellos casos en que se produzca o haya producido recientemente la caída o caducidad de Contratos de Servicio de Transporte y/o Distribución Firmes, a través de los cuales las licenciatarias de dichos servicios efectuaban la facturación correspondiente a tales cargos, por cuenta y

orden de los referidos Fideicomisos de Obra, desde la entrada en vigencia de la primera de estas normas.

Que para hacer efectivo el reemplazo indicado en el Considerando anterior, la actuación de CAMMESA debe corresponderse con la pérdida de vigencia de los Contratos de Servicio de Transporte y/o Distribución Firmes que produzca una caída en la facturación de los cargos específicos por parte de las Licenciatarias, debiendo CAMMESA, una vez notificada de tal ocurrencia, proceder a liquidar y transferir a favor de los respectivos fideicomisos financieros, las sumas que les hubiere correspondido percibir en caso de que tales contratos se hubieren mantenido vigentes, para lo cual los Agentes Generadores involucrados deberán informar de la caducidad o modificación de los alcances de los aludidos contratos, de acuerdo a la obligación establecida al respecto en la Resolución N° 1056/2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que a los efectos de realizar los cálculos y la metodología de reconocimiento y liquidación de las sumas correspondientes a la facturación de los Cargos Específicos señalados, CAMMESA deberá tomar como base de cálculo los reconocimientos mensuales realizados durante el año inmediato anterior a la entrada en vigencia de la Resolución N° 95/2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, bajo los Contratos de Servicio de Transporte y/o Distribución Firmes que hubieran declarado los Agentes Generadores del MEM y que se encontraren vigentes a la fecha de aplicación de dicha norma, conforme las previsiones contenidas en la Resolución N° 1056/2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y el Procedimiento de Despacho de Gas.

Que asimismo, corresponderá que CAMMESA realice los ajustes necesarios en la determinación de los montos antes aludidos en caso que se incrementen los valores de los Cargos Específicos Gas I y/o Gas II, con el objeto de mantener la consistencia de los flujos de fondos a favor de los Fideicomisos Financieros antes referidos, de acuerdo a las previsiones que se adopten para la emisión de las normas que ajusten dichos cargos específicos.

Que las medidas dispuestas en el presente acto se mantendrán vigentes hasta tanto esta SECRETARÍA DE ENERGÍA no reemplace, suspenda o anule lo resuelto en la presente norma.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades emergentes del Decreto N° 1216 de fecha 12 de septiembre de 2006, y las Resoluciones Nros. 185 de fecha 19 de abril de 2004 y 2008 de fecha 28 de diciembre de 2006, ambos provenientes del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Establécese que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) deberá, a partir del dictado del presente acto, proceder a liquidar mensualmente, a favor de los Fideicomisos Financieros receptores de los Cargos Específicos Gas I y/o Gas II, las sumas que, por aplicación de tales conceptos, les hubieren correspondido percibir por las capacidades de los servicios de transporte y/o distribución firmes, o equivalentes, que hubieren estado contratados por los Agentes Generadores del MEM al 31 de enero de 2013, a partir del mes siguiente en que la vigencia de dicho servicio firme haya caducado, o en el que ocurra en el futuro.

Las liquidaciones antes referidas se realizarán conjuntamente con las transacciones económicas mensuales del MEM y su vencimiento será coincidente con el de la documentación comercial correspondiente a dichas transacciones económicas.

ARTÍCULO 2° — A los efectos de cumplimentar lo establecido en el Artículo anterior, CAMMESA deberá adoptar como base de cálculo los reconocimientos mensuales realizados durante el año inmediato anterior a la entrada en vigencia de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, bajo los contratos del servicio de transporte y/o distribución que hubieran declarado los Agentes Generadores del MEM y que se encontraren vigentes a la fecha de aplicación de dicha norma.

ARTÍCULO 3° — Establécese que CAMMESA deberá ajustar los montos de las liquidaciones mensuales que realice por aplicación del Artículo 1° del presente acto, cada vez que se modifiquen los valores aplicables de los Cargos Específicos Gas I y Gas II a través de la correspondiente resolución de la autoridad competente, informando a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA de dichas adecuaciones.

ARTÍCULO 4° — Autorízase a CAMMESA para requerir a los Agentes Generadores del MEM, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3° de la Resolución N° 1056 de fecha 9 de septiembre 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y/o a las licenciatarias de los servicios de transporte y/o distribución de gas natural, solicitando, de ser necesaria, la colaboración del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), la información que resulte procedente para realizar las liquidaciones referidas en el Artículo 1° de la presente.

ARTÍCULO 5° — Notifíquese al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 6° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. MARIANA MATRANGA, Secretaria de Energía.

e. 03/06/2015 N° 106040/15 v. 03/06/2015

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 274/2015

Resolución de la Secretaria de Energía, del 08/06/2015

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. S.E. N° 406/2003 conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 1.188.118.640.- respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las transacciones económicas del período entre el mes de julio a diciembre de 2014 y del mes de enero de 2015

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 355/2015

Publicación Boletín Oficial N° 33.157, del 24/06/2015

Apruébase el reglamento del Programa de Inclusión Eléctrica Nacional (PROINEN).
Crease el Grupo Técnico PROINEN, el cual tendrá a su cargo las tareas descriptas en el reglamento del PROINEN.

BUENOS AIRES, 22 DE JUNIO DE 2015

VISTO el Expediente S01:0053640/2015 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y el Decreto N° 516 de fecha 7 de abril de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto N° 516 de fecha 7 de abril de 2015 se aprobaron los lineamientos del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN) que tiene por objetivo realizar obras que permitan lograr un acceso seguro al servicio público de electricidad en los asentamientos poblacionales que no lo tengan, ubicados en las áreas de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, provincial y municipal y, al mismo tiempo, generar oportunidades de inclusión social y laboral.

Que dicho Programa, tiene también el objetivo de facilitar la creación de puestos de trabajo, la reinserción ocupacional y la realización de experiencias de formación y/o prácticas de trabajo.

Que mediante el Artículo 4° del Decreto mencionado se ha establecido que la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS sea la Autoridad de Aplicación del Programa.

Que a través del referido Decreto se ha establecido que la Autoridad de Aplicación tiene a su cargo la definición de los asentamientos que pueden ser beneficiarios del Programa, así como el dictado de las normas aclaratorias y complementarias necesarias para su ejecución.

Que con el fin de alcanzar los objetivos antes descriptos y, por razones técnicas y operativas, esta Secretaría considera conveniente que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) preste la colaboración necesaria para cumplimentar los objetivos establecidos en dicho Decreto.

Que, complementando lo anterior, a los efectos de poder constatar y aprobar la factibilidad técnica de las obras propuestas, la razonabilidad del presupuesto asociado, de verificar —una vez aprobadas las mismas— que la ejecución se lleve a cabo en tiempo y forma así como que tenga lugar una correcta aplicación de los recursos asignados, se entiende necesario disponer de un Grupo Técnico interdisciplinario, que realice con exclusividad tales actividades. El mismo informará a las partes intervinientes de los resultados de sus observaciones, a partir de lo cual se obrará en consecuencia en cada uno de los estadíos de la gestión.

Que en virtud de lo expuesto corresponde aprobar el REGLAMENTO DEL PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN), el cual se acompaña como ANEXO y que forma parte integrante de la presente resolución.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS, dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 4° del Decreto N° 516 de fecha 7 de abril de 2015.

Por ello,

LA SECRETARÍA DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprúebase el Reglamento del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN), que como ANEXO forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2° — Créase el Grupo Técnico PROINEN, el cual tendrá a su cargo las tareas descriptas en el Reglamento del PROINEN.

ARTÍCULO 3° — Establécese que los gastos que demande la implementación del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN) serán con cargo a las partidas presupuestarias correspondientes a la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 4° — Invítase a los Organismos de Control y/o regulación del servicio eléctrico de cada una de las jurisdicciones, a que tomen la intervención que les corresponda conforme el ámbito de sus competencias.

ARTÍCULO 5° — Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a prestar toda la colaboración que le sea requerida por parte de la SECRETARÍA DE ENERGÍA para avanzar en el cumplimiento de los objetivos del Programa.

ARTÍCULO 6° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones y a emitir todos los actos administrativos que fuese menester con el fin de resolver las cuestiones relativas a la interpretación y aplicación de la presente resolución. En particular, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA queda habilitada para aprobar o rechazar los proyectos, así como para efectuar desembolsos, de conformidad al cronograma que se haya estipulado oportunamente en cada uno de los convenios suscriptos.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 7° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. MARIANA MATRANGA, Secretaria de Energía.

ANEXO

REGLAMENTO DEL PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN)

1. OBJETIVOS DEL PROINEN.

El objeto del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN) es realizar obras que permitan lograr un acceso seguro al servicio público de electricidad en los asentamientos poblacionales que no lo tengan, ubicados en las áreas de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, provincial y municipal, tanto en la parte interior como exterior de la vivienda. Al mismo tiempo se prevé generar oportunidades de inclusión social y laboral.

2. VIGENCIA DEL PROINEN.

El PROINEN es un programa de carácter permanente, que fomenta la mejora en la calidad de vida de aquellas personas que residen en los asentamientos poblacionales objeto del presente Programa.

3. ALCANCE DEL PROGRAMA.

El PROINEN tiene alcance sobre los asentamientos dentro del territorio nacional ubicados en: a) Núcleos de vivienda donde haya calles, o donde sea posible la apertura de calles y la regularización parcelaria, aunque este último proceso no haya comenzado, siendo posible censar a los habitantes y las unidades de vivienda a los efectos de poder individualizarlos; y b) Núcleos de vivienda sin apertura de calles en los cuales no es posible la regularización parcelaria, siendo posible censar a los habitantes y las unidades de vivienda a los efectos de poder individualizarlos.

4. PARTES INTERVINIENTES DEL PROINEN.

a) Estado provincial y/o municipal donde se hallen emplazados asentamientos poblacionales que no cuenten con un acceso seguro al servicio público de electricidad, en todo el territorio nacional y que presenten proyectos en el marco del Programa.

b) La SECRETARÍA DE ENERGÍA, en su carácter de Autoridad de Aplicación del Programa.

c) La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, órgano con facultades delegadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA a efectos de dar cumplimiento al PROINEN.

d) La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED) y de soporte técnico - administrativo de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

e) Las Empresas de Distribución Eléctrica, Cooperativas de Energía Eléctrica, Organizaciones No Gubernamentales, Organizaciones Sociales, Organismos de control y/o Regulación del servicio eléctrico, empresas, universidades nacionales y/o de cualquier otro ente en el ámbito del territorio donde se halle el asentamiento de la obra en cuestión.

f) El Grupo Técnico PROINEN, creado por la presente resolución. Será un grupo auxiliar técnico de la Autoridad de Aplicación y tendrá a su cargo la verificación, seguimiento, y el control de las obras en ejecución en el marco del Programa, de conformidad a lo establecido en el presente Reglamento.

5. GRUPO TÉCNICO PROINEN.

5.1. COMPETENCIA DEL GRUPO TÉCNICO PROINEN.

El Grupo Técnico PROINEN tendrá a su cargo la evaluación de los proyectos, así como la verificación y el control de las obras en ejecución.

5.2. INTEGRACIÓN Y COMPOSICIÓN DEL GRUPO TÉCNICO PROINEN.

El Grupo estará compuesto por al menos CUATRO (4) miembros, DOS (2) de ellos pertenecientes a la SECRETARÍA DE ENERGÍA y DOS (2) a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA). Sus tareas serán AD HONOREM, no generando erogación presupuestaria adicional.

6. OPERATORIA PARA LA PRESENTACIÓN, APROBACIÓN, EJECUCIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROYECTOS EN EL MARCO DEL PROINEN.

6.1. PARTES HABILITADAS PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS.

Los proyectos podrán ser presentados por el Municipio o por la Provincia en la cual esté emplazado el asentamiento y cualquier otra entidad con un Interés Legítimo en desarrollar un proyecto en el marco del PROINEN.

6.2. PRESENTACIÓN - FORMA Y CONTENIDO DE LOS PROYECTOS.

Las presentaciones deberán ser por escrito en la Mesa de Entradas de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y deberán contener, por lo menos, la siguiente información: (i) Nombre del proyecto; (ii) Localización Geográfica (barrio, municipio, provincia); (iii) Factibilidad técnica y de suministro de la distribuidora según la zona en que se halle ubicado el asentamiento; (iv) Memoria Descriptiva: se deben comentar las características del asentamiento en el cual se llevará a cabo el proyecto, los potenciales beneficiarios, los alcances y demás cuestiones que se entiendan pertinentes a efectos de lograr la inclusión del proyecto en el Programa; y (v) Detalle de las obras, con la correspondiente estimación del presupuesto y el Flujo de Fondos del proyecto, con apertura de los principales rubros.

6.3. CONVENIO DE COLABORACIÓN PROINEN.

Es condición necesaria para la inclusión de un Proyecto en el Programa que, con carácter previo, el Municipio o la Provincia a la cual pertenezca el territorio del asentamiento haya celebrado un acuerdo con la Autoridad de Aplicación. A tal efecto se suscribirá un “Convenio de Colaboración PROINEN”, de conformidad al modelo que obra como SUBANEXO que forma parte del pertinente del presente Reglamento.

6.4. EVALUACIÓN DEL PROYECTO POR PARTE DEL GRUPO TÉCNICO PROINEN.

En el marco de la evaluación de cada proyecto de obra, el Grupo Técnico PROINEN deberá constatar su factibilidad, su conveniencia técnica y económica y la razonabilidad del monto presupuestado y del Flujo de Fondos correspondiente. El Grupo Técnico PROINEN deberá expedirse con relación a la conveniencia de la aprobación del Proyecto, fundamentando debidamente su opinión, estando facultado para solicitar las aclaraciones que estime necesarias a los presentantes.

6.5. APROBACIÓN DE LOS PROYECTOS.

El Grupo Técnico PROINEN elevará a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las evaluaciones que realice de los proyectos, que incluirán su opinión expresa en relación a la conveniencia de su ejecución, para aprobación de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

6.6. CONVENIO PROINEN ENTRE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA Y EL MUNICIPIO O PROVINCIA CON PROYECTO APROBADO. REQUISITOS.

Habiendo sido aprobado un proyecto se deberá suscribir entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA y el Municipio o la Provincia correspondiente el CONVENIO PROINEN, el cual establecerá los compromisos asumidos por las partes para la aplicación y rendición de los fondos transferidos.

6.7. COLABORACIÓN DE OTRAS PARTES.

El Municipio o Provincia con un proyecto incluido en el Programa podrá contar con la colaboración de las empresas de distribución eléctrica, cooperativas de energía eléctrica, organizaciones no gubernamentales, organizaciones sociales, organismos de control y/o regulación del servicio eléctrico,

empresas, cooperativas de trabajo, universidades nacionales y/o de cualquier otro ente en el ámbito del territorio donde se halle el asentamiento de la obra en cuestión.

De estimarse necesario y conveniente podrán cualquiera de los actores referidos suscribir también el CONVENIO PROINEN.

6.8. CARÁCTER DE LOS FONDOS DEL PROINEN.

Los fondos a transferir a la Provincia o Municipio en el marco del PROINEN tendrán el carácter de NO REINTEGRABLES.

6.9. DESEMBOLSOS

El CONVENIO PROINEN, a ser suscripto entre la SECRETARÍA DE ENERGÍA y la Provincia o Municipio, contemplará un ANEXO en el cual se incluirá el Flujo de Fondos del Proyecto, aprobado por el Grupo Técnico PROINEN. Así, el Cronograma de Desembolsos que contemplará cada proyecto será el que emane del mencionado Flujo de Fondos. De este modo, contra la suscripción del CONVENIO PROINEN, la Provincia o Municipio deberá presentar una nota ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a fin de solicitar el primer desembolso. El apoderado del Estado Provincial o Municipal pertinente deberá acompañar a la misma una copia fiel del acto administrativo y/o documento público que acredite su personería, así como una copia fiel del CONVENIO PROINEN suscripto.

Cumplidos dichos pasos, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA impulsará la transferencia respectiva a través de la modalidad que corresponda.

Dicha modalidad de desembolso se establecerá oportunamente en cada uno de los CONVENIOS PROINEN, teniendo en consideración lo establecido para el desembolso final, conforme el apartado 6.11.

Para los desembolsos posteriores, se deberá seguir el mismo criterio, con la salvedad que será condición necesaria para solicitarlos haber efectuado la rendición de cuentas del desembolso anterior, conforme lo establecido en el punto 6.11 y que la misma se encuentre aprobada.

6.10. RENDICIONES DE CUENTAS.

La Provincia o Municipio se halla obligada a rendir cuentas por los fondos que recibe para la ejecución del Programa. Deberá efectuarse: (i) una rendición de cuentas para cada desembolso percibido; (ii) una rendición de cuentas final.

En todos los casos, dichas rendiciones deberán efectuarse conforme lo establecido en el apartado 7 del presente.

6.11. DESEMBOLSO FINAL. RENDICIÓN DE CUENTAS FINAL.

Sólo habiendo sido completada la totalidad de la obra y efectuada la rendición final de cuentas, el Municipio o la Provincia podrán acceder el DIEZ POR CIENTO (10%) restante. Para acceder a dicho valor, la rendición de cuentas final deberá ser presentada dentro de los TREINTA (30) días corridos contados desde la finalización del proyecto.

7. PAUTAS GENERALES PARA LA RENDICIÓN DE CUENTAS.

El Municipio y/o Provincia deberá realizar cada una de sus rendiciones de cuentas presentando en cada oportunidad como mínimo, la siguiente documentación:

a) Nota de remisión a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la documentación, rubricada por la máxima autoridad competente de la Provincia y/o Municipio.

b) La relación de comprobantes que respaldan la rendición de cuentas. Mínimamente debe indicarse: número de facturas, recibos y de certificados de obras, debidamente conformados y aprobados por las autoridades competentes; Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT) del emisor; denominación o razón social; fecha de emisión; concepto; importe; fecha de cancelación; número de orden de pago o cheque; responsables de la custodia y resguardo de la documentación referida.

c) Certificación de la obra realizada, rubricada por la autoridad provincial, municipal y/o local, así como por la distribuidora eléctrica que sirva en la zona y el responsable técnico de la obra.

8. SEGUIMIENTO DE LAS OBRAS.

El Municipio o la Provincia con una obra aprobada en el marco del Programa, deberá remitir a la Subsecretaría de Energía Eléctrica un legajo con los certificados de avances de obras, junto con la documentación comercial que corresponda para su ulterior control por parte de la Autoridad de Aplicación.

9. RESPONSABILIDADES DE LAS PARTES.

Las partes integrantes del PROINEN deberán dar cumplimiento y adecuar sus acciones a las estipulaciones definidas en el presente Reglamento. Entre otras, son responsabilidades:

9.1. De las PROVINCIAS Y/O MUNICIPIOS

(i) Efectuar los relevamientos necesarios en relación a la situación del servicio de electricidad en los asentamientos que se encuentren dentro del ámbito territorial de su competencia.

(ii) Presentar la documentación de los proyectos en forma y plazo.

(iii) Habiendo sido aprobado su proyecto, suscribir el CONVENIO PROINEN pertinente con la Autoridad de Aplicación, de conformidad a los lineamientos previstos en el presente Reglamento.

(iv) Rendir cuentas en los plazos y forma estipuladas, con la Distribuidora del servicio público de distribución de energía eléctrica en los casos en que correspondiere.

(v) Mantener indemne al ESTADO NACIONAL por las responsabilidades y/u obligaciones derivadas y/o asumidas hacia terceros en el marco de la ejecución del PROINEN.

9.2. De la Autoridad de Aplicación:

(i) Dictar las medidas y actos administrativos necesarios para la correcta ejecución e implementación del Programa.

(ii) Gestionar los trámites vinculados con la transferencia de fondos no reintegrables de modo de propender al cumplimiento de los objetivos del Programa.

(iii) Asignar las funciones a los miembros del Grupo Técnico PROINEN.

(iv) Aprobar o rechazar proyectos en el marco del PROINEN.

(v) Aprobar o rechazar rendiciones de cuentas dentro del Programa.

9.3. Del GRUPO TÉCNICO PROINEN:

(i) Analizar, evaluar y emitir opinión fundada en relación a la conveniencia de aprobar los proyectos presentados por los municipios y/o provincias en el marco del Programa.

(ii) Efectuar el seguimiento necesario de las obras que se enmarquen en el PROGRAMA.

(iii) Prestar la asistencia y colaboración técnica necesaria para la ejecución del PROINEN.

(iv) Practicar, a solicitud de la Autoridad de Aplicación, visitas técnicas y controles a las obras.

9.4. De CAMMESA:

Prestar la colaboración técnica y administrativa que sea solicitada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA Y/O SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

9.5. DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, COOPERATIVAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ORGANIZACIONES NO GUBERNAMENTALES, ORGANIZACIONES SOCIALES, ORGANISMOS DE CONTROL Y/O REGULACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO, EMPRESAS, UNIVERSIDADES NACIONALES:

(i) En la medida de lo que haya acordado con el correspondiente Municipio o Provincia, colaborar en la implementación del Programa.

SUBANEXO 1

MODELO

CONVENIO PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN)

En la CIUDAD DE BUENOS AIRES, a los ..... días del mes de ..... de 2015, entre la SECRETARÍA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, representado en este acto por la Señora Secretaria, Ing. Mariana MATRANGA, en adelante "LA SECRETARÍA", y la MUNICIPALIDAD / PROVINCIA DE ....., representada en este acto por el Señor / la Señora ....., en adelante "EL MUNICIPIO / LA PROVINCIA", conjuntamente denominadas, "LAS PARTES".

Considerando:

Que mediante el Decreto Nº 516 de fecha 7 de abril de 2015 se aprobaron los lineamientos del PROGRAMA DE INCLUSIÓN ELÉCTRICA NACIONAL (PROINEN) que tiene por objetivo realizar obras que permitan lograr un acceso seguro al servicio público de electricidad en los asentamientos poblacionales que no lo tengan, ubicados en las áreas de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, provincial y municipal y, al mismo tiempo, generar oportunidades de inclusión social y laboral.

Que dicho Programa, tiene también el objetivo de facilitar la creación de puestos de trabajo, la reinserción ocupacional y la realización de experiencias de formación y/o prácticas de trabajo.

Que en este marco. LA PROVINCIA / EL MUNICIPIO ha presentado un proyecto para realizar obras en ..... (asentamiento, ubicación}, que actualmente no cuenta con un acceso seguro al servicio público de electricidad.

Que la SECRETARIA ha evaluado y aprobado el mencionado proyecto y, existiendo crédito presupuestario suficiente a tales efectos, corresponde suscribir el presente Convenio a fin de hacer efectivo su financiamiento.

Que por lo expuesto, las partes convienen en celebrar el presente Convenio, el que se regirá por las siguientes cláusulas y condiciones:

CLÁUSULA PRIMERA:"OBJETO":

Las "PARTES" reconocen el interés común sobre un objetivo específico, que es el de realizar obras en ..... (asentamiento , ubicación) , que actualmente no cuenta con un acceso seguro al servicio público de electricidad. En tal sentido, LA PROVINCIA / EL MUNICIPIO se compromete a realizar la obra descripta en el Proyecto presentado oportunamente, el que como ANEXO I forma parte integrante del presente Convenio.

CLAUSULA SEGUNDA: "MONTO DE LA TRANSFERENCIA":

A los fines de contribuir con el objeto del presente Convenio, la SECRETARIA se compromete a transferir en carácter de NO REINTEGRABLES a la PROVINCIA / MUNICIPIO, hasta la suma de PESOS,
..... ($), de acuerdo con los costos previstos por el/la MUNICIPIO y/o PROVINCIA, según el citado ANEXO I, sujeto a las disponibilidades financieras existentes y a las condiciones y pautas establecidas en la CLÁUSULA SEXTA del presente y conforme el cronograma de desembolsos que se adjunta como ANEXO II que forma parte integrante del presente.

CLÁUSULA TERCERA: "PLAZO DEL PROYECTO":

El plazo total del proyecto será de ..... a contar a partir de la firma del presente.

CLÁUSULA CUARTA: "OBLIGACIONES DE LA SECRETAR/A":

La SECRETARIA se compromete a:

1. Desembolsar hasta el 90% de acuerdo al cronograma de desembolsos estipulado en el Flujo de Fondos, que consta como ANEXO XX def presente y, salvo el primer desembolso, contra certificación del avance de la obra correspondiente a cada desembolso anterior.

2. Desembolsar el SETENTA POR CIENTO (70%) de acuerdo al cronograma de desembolsos estipulado, y contra certificación del avance de la obra en forma proporcional a las sumas previamente transferidas.

3. Desembolsar el DIEZ POR CIENTO (10%) restante, luego de efectuada la rendición de cuenta final.

4. Prestar la colaboración técnica necesaria al MUNICIPIO / PROVINCIA para la implementación del proyecto y de las acciones derivadas del presente convenio.

CLÁUSULA QUINTA: "OBLIGACIONES DEL MUNICIPIO":

El/La MUNICIPIO y/o PROVINCIA se compromete a:

1. Contratar por su cuenta y orden, por sí o a través de terceros y bajo su exclusiva responsabilidad, la ejecución de la obra antes mencionada, debiendo presentar toda la documentación respaldatoria de la contratación, ejecución e inspección de la obra y acreditar que se realizó de conformidad con la legislación local pertinente, respetando los principios de libre competencia, concurrencia, igualdad, transparencia, economía, eficacia y eficiencia, siendo la jurisdicción local la responsable exclusiva de los efectos resultantes de la ejecución del contrato.

2. Cumplir con todas las obligaciones que deriven del REGLAMENTO DEL PROINEN, que constituye el ANEXO de la Resolución Nº ..... de fecha ..... de 2015 de la SECRETARÍA DE ENERGIA.

3. Cumplir con la obligación de preservar por al termino de DIEZ (10) años, como respaldo documental de la rendición de cuentas, los comprobantes originales completados de manera indeleble y que cumplan con las exigencias establecidas por las normas impositivas y previsionales vigentes y, en su caso, en función del tipo de inversión efectuada. la presentación de la totalidad de .los antecedentes que justifiquen la inversión de los fondos remesados.

4. Cumplir con la obligación de poner a disposición de las jurisdicciones y entidades nacionales competentes, así como de los distintos órganos de Control, la totalidad de la documentación respaldatoria de la rendición de cuentas.

5. Reintegrar a la SECRETARÍA el monto total de los fondos ·recibidos por parte de la misma que no hayan sido aplicados a los fines establecidos en el presente Convenio conforme la normativa vigente.

6. Mantener indemne al ESTADO NACIONAL por las responsabilidades y/u obligaciones derivadas y/o asumidas por el MUNICIPIO y/o PROVINCIA hacia terceros en el marco de la ejecución del presente CONVENIO.

CLÁUSULA SEXTA: "CONDICIONES Y PAUTAS PARA EL DESEMBOLSO":

Las partes, de común acuerdo, establecen para el desembolso de los fondos por parte de la SECRETARIA al MUNICIPIO y/o PROVINCIA, las siguientes condiciones y pautas a cumplir:

En oportunidad de solicitar el primer desembolso, la autoridad competente del MUNICIPIO y/o PROVINCIA deberá presentar una nota, ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERG!A dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS para su intervención y posterior prosecución del trámite, adjuntando a la misma una copia fiel del acto administrativo y/o documento público que acredite su personería y un copia fiel del Convenio de Colaboración PROINEN, así como del presente Convenio y sus eventuales modificaciones, a fin de ser analizada y evaluada por la mencionada Subsecretaria. Toda solicitud de fondos posterior deberá contar. complementariamente a lo requerido en el párrafo precedente, con la rendición de cuentas de los fondos transferidos, de acuerdo a lo previsto .en la CLÁUSULA OCTAVA del presente.

CLÁUSULA SÉPTIMA: "ORGANISMO RECEPTOR":

EL/La MUNCIPIO y/o PROVINCIA a los fines de percibir los montos que resulten de la aplicación del presente CONVENIO, solicita que dichos fondos sean girados por parte de la SECRETARÍA, por sí o través de CAMMESA, según corresponda, a la cuenta . . . . . Nº . . . . . Sucursal. . . . . del . . . . . Banco . . . . . cuya titularidad corresponde al . . . . . de la Provincia de . . . . . ;

comprometiéndose también a destinar los montos recibidos para financiar exclusivamente el proyecto estipulado en el Convenio de Colaboración PROINEN y en el presente Convenio.

CLÁUSULA OCTAVA: "RENDICIÓN DE CUENTAS":

A los fines de realizar las rendiciones de cuentas de los montos transferidos que resulten de la aplicación del Convenio PROINEN, el/la MUNICIPIO y/o PROVINCIA se compromete a:

1. Realizar la rendición de cuentas presentando como mínimo la siguiente documentación:

a) Nota de remisión de la documentación rubricada por la autoridad competente a dichos efectos.

b) La relación de comprobantes que respaldan la rendición de cuentas. indicando mínimamente: número de factura, recibo y certificados de obras debidamente conformados y aprobados por la unidad competente, Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT) del emisor, denominación o razón social, fecha de emisión, concepto, importe, fecha de cancelación, número de orden de pago o cheque y los responsables de la custodia y resguardo de dicha documentación.

c) Toda la documentación respaldatoria de la contratación, ejecución e inspección de obra.

En virtud de lo establecido en el Artículo 1° de la Resolución Nº 268 del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 11 de mayo de 2007 y su modificatoria, la Resolución N° 267 de fecha 11 de abril de 2008, la Municipalidad/Provincia se compromete con todas las obligaciones que deriven del Reglamento de Rendiciones de Cuentas que deriven por dicha Resolución, la que las partes declaran conocer y aceptar.

C.LÁUSULA NOVENA: "INCUMPLIMIENTOS":

En la medida que se incumpla con la obligación de rendir cuentas, los fondos deberán ser devueltos al ESTADO NACIONAL.

CLÁUSULA DÉCIMA: "INFORME FINAL":

A los fines de dar por cumplimentada la rendición de cuentas el/la MUNICIPIO y/o PROVINCIA se compromete a presentar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGIA ELÉCTRICA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGÍA en el plazo de TREINTA (30) días corridos de finalizado el proyecto, un informe final con los requisitos descriptos en el Punto 1) de la cláusula Octava, a fin de ser analizados y evaluados, junto con la recepción provisoria de la Obra.

CLÁUSULA DÉCIMO PRIMERA: "INCUMPLIMIENTO EN LA RENDICIÓN DE CUENTAS":

En la medida en que se incumpla con la obligación de rendir cuentas, de acuerdo a la CLÁUSULA OCTAVA, la transferencia de los fondos pendientes de remisión serán interrumpidos o suspendidos de forma automática.

CLÁUSULA DÉCIMO SEGUNDA:

El cumplimiento de lo establecido en el presente Convenio, no obsta para la adopción de las acciones que jurídicamente correspondan.

En orden a todo lo expuesto, se suscriben dos (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en la Ciudad de BUENOS AIRES, a los ..... días del mes de ..... de 2015.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

DE LA NACIÓN

MUNICIPIO/PROVINCIA DE

---

e. 24/06/2015 N° 113486/15 v. 24/06/2015
Publicación Boletín Oficial N° 33.089, del 13/03/2015

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 481/2015

Resolución de la Secretaria de Energía del 08/07/2015

Los importes a los cuales es acreedora NASA en el marco del Art. 37 de la Ley N° 24065 se calcularán para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operen entre los meses de marzo y diciembre de 2015 y en los meses de enero a abril de 2016, adicionando al valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de $ 296,36 por cada MWh generado y entregado al MEM (remitida por nota D.G.C. y A.F. N° 348)
VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 482/2015

Publicación Boletín Oficial N° 33.173, del 17/07/2015

Reemplácese los Anexos I, II, III, IV Y V de la Resolución N° 529 de fecha 20 de mayo de 2014 de la SECRETARIA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, por los Anexos I, II, III, IV Y V que forman parte integrante de la presente Resolución.

BUENOS AIRES, 10 DE JULIO DE 2015

VISTO el Expediente N° S01:0060219/2013 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en disposiciones que aseguran su normal funcionamiento.

Que, conforme el marco regulatorio que rige el Sector Eléctrico Argentino, el ESTADO NACIONAL es quien tiene reservada la facultad de establecer y aplicar las normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo una participación activa de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, mediante la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013, introdujo adecuaciones a la normativa que rige en el MEM en los aspectos vinculados con la remuneración de agentes generadores, co-generadores y autogeneradores, a fin de aportar los recursos que permitan garantizar la sustentabilidad de su actividad y consecuentemente, asegurar el suministro a los usuarios finales de todo el país, a través del establecimiento de un esquema que remunera los costos fijos y variables medios de los agentes generadores alcanzados por las disposiciones de dicha norma.

Que complementando la norma referida en el considerando anterior, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, mediante la Resolución N° 529 de fecha 20 de mayo de 2014, actualizó los parámetros de remuneración en función de las variaciones de costos medios, introduciendo también algunas adecuaciones a las metodologías definidas en la aludida Resolución N° 95/2013, con el objeto de incentivar a los agentes generadores, co-generadores y autogeneradores del MEM para incrementar la disponibilidad de potencia.

Que atendiendo a la evolución de los distintos componentes de la estructura de costos de los referidos agentes del MEM, resulta necesario actualizar la remuneración de los agentes generadores del MEM tipo térmico convencional o hidráulico nacional, excepto los Hidráulicos Binacionales, únicamente para los bloques de energía eléctrica que no sean comercializados mediante contratos de energía eléctrica regulados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que la adecuación de la remuneración de los distintos conceptos remunerativos establecida en el presente acto, comprende la incorporación de distintos mecanismos tendientes a asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables y compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local promoviendo un desarrollo sustentable del sector.

Que es preciso asegurar la disponibilidad del equipamiento de generación de energía eléctrica en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo, a los fines de garantizar la continuidad del crecimiento económico y el desarrollo social que ha caracterizado a la Argentina durante la última década.

Que con el objeto de incrementar la potencia disponible y la eficiencia operativa de las unidades generadoras de energía eléctrica, se considera oportuno adecuar las metodologías de remuneración de la generación térmica, estableciendo mecanismos de ajuste de la remuneración de los Costos Variables (no combustibles) en función del factor de despacho de las unidades de generación y de la eficiencia de su consumo real de combustibles frente a los valores adoptados como referencia con ese fin.

Que a los fines de contemplar la operación de unidades generadoras de otras tecnologías, se incorporan en este acto los parámetros de remuneración de cargos fijos, variables y remuneración adicional destinados a cubrir los costos de funcionamiento de la generación de energía eléctrica a partir de la utilización de motores de combustión interna, la producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional de acuerdo a los dispuesto por el Artículo 6° de la Ley N° 26.190, entre otros, de origen eólico o solar fotovoltaica, de autogeneradores que consuman biomasa, o que funcionen consumiendo combustible suministrado por el Organismo Encargado del Despacho ante necesidades operativas de la red.

Que el 5 de septiembre de 2014, la SECRETARÍA DE ENERGÍA y un conjunto de agentes generadores del MEM suscribieron el “Acuerdo para el Incremento de Disponibilidad de Generación Térmica”, mediante el cual están en construcción proyectos adicionales por aproximadamente TRESCIENTOS MEGAVATIOS (300 MW) de potencia para continuar con el incremento y diversificación del parque generador de energía eléctrica nacional.

Que con fecha 5 de junio de 2015 diferentes agentes generadores del MEM firmaron el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018” en adelante FONINVEMEM 2015-2018.

Que a los efectos de contemplar la incorporación al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) de nuevas inversiones en generación de energía eléctrica, se incluyen en esta norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el FONINVEMEM 2015- 2018.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Reemplácese los anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N° 529 de fecha 20 de mayo de 2014 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, por los ANEXOS I, II, III, IV y V que forman parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2° — Exceptúese a los Generadores Comprendidos con centrales de generación a partir de fuentes de energía hidroeléctrica y/o renovables, de la aplicación de lo establecido en el segundo párrafo del Apartado 3.3 del Anexo III de Criterios de Implementación de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA instruido a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) mediante la Nota N° 2053 de fecha 19 de abril de 2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA en lo referente a la determinación de la recaudación variable por transporte de energía y potencia en la cual deben participar los agentes generadores comprendidos en base a lo establecido en el Apartado 4.12.3.1 del Capítulo 4 de Los Procedimientos.

ARTÍCULO 3° — Incorpórese, a partir de las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2015 y hasta el mes de diciembre de 2018 inclusive, un nuevo esquema de aportes específicos denominado “Recursos para Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018” en adelante “Recursos para Inversiones”, debiendo considerarse a tales efectos los valores que se indican en el Anexo VI que forma parte integrante de la presente medida. Los “Recursos para Inversiones” serán asignados a aquellos generadores participantes de los proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se determinarán mensualmente y su cálculo será en función de la Energía Total Generada.

Instrúyese a CAMMESA, a asignar en forma retroactiva, desde las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2015 y en forma mensual hasta las Transacciones Económicas del mes de diciembre de 2018, a favor de cada agente generador que corresponda, los aportes específicos del esquema “Recursos para Inversiones”, por cuenta y orden del Fondo Unificado creado por el Artículo 3° de la Resolución N° 2.022 de fecha 22 de diciembre de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, automáticamente a partir del momento de suscripción de los contratos de suministro y construcción de cada proyecto que sean aprobados por esta SECRETARÍA DE ENERGÍA y por los montos establecidos en el nuevo esquema de “Recursos para Inversiones”, conforme la metodología que establezca esta SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Los “Recursos para Inversiones” que oportunamente sean asignados conforme lo previsto en el párrafo anterior, no crean en favor de los agentes generadores derecho adquirido alguno, por lo que en caso de incumplimiento de los compromisos asumidos en los contratos de suministro y construcción referidos previamente, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá disponer la modificación del destino de los “Recursos para Inversiones” asignados, sin que ello implique a favor de los agentes generadores derecho a reclamo de ninguna índole y por ningún concepto.

ARTÍCULO 4° — Incorpórese a las Transacciones Económicas, por un plazo no mayor a DIEZ (10) años a partir de la Habilitación Comercial de cada unidad de generación construida en el marco del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018" una "Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018" equivalente al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la "Remuneración Adicional Generadores Directa" establecida en el Anexo III que forma parte integrante de la presente resolución, por la porción de energía a ser remunerada por la presente resolución según el Acuerdo FONINVEMEM 2015-2018.

ARTÍCULO 5° — Incorpórese, a partir de las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2015, un nuevo esquema de "Incentivos a la Producción de Energía y la Eficiencia Operativa" para los agentes generadores comprendidos, debiendo considerarse a tales efectos la metodología establecida en el Anexo VII que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 6° — El esquema y conceptos de remuneración establecidos en la presente Resolución serán los únicos valores a reconocer a los agentes generadores comprendidos, conforme éstos se definen en el Artículo 1° de la Resolución N° 95/2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y demás normas e instrucciones complementarias.

Adicionalmente se dispone que, extinguida la vigencia de un Contrato regulado por la Secretaría de Energía conforme lo previsto en el Artículo 1° de la Resolución N° 95/2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, las unidades de generación que hubiere estado afectadas al respaldo de dicho contrato serán consideradas como agentes generadores comprendidos en los términos de dicho artículo y correspondiéndole la remuneración establecida en la presente norma.

ARTÍCULO 7° — Establécese que lo definido en la presente Resolución será de aplicación a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2015 para los generadores que hayan adherido a los términos de la Resolución N° 95/2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, conforme lo estipulado en el Artículo 12 de dicha norma y/o al Artículo 5° de la Resolución N° 529/2014 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA. Para aquellos generadores que aún no hayan adherido a la Resolución N° 95/2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA será de aplicación a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, y en forma particular para cada agente generador, previo envío a CAMMESA por parte de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, de la aceptación del desistimiento que deberá realizar cada uno de los agentes generadores, de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA y/o CAMMESA referente al Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA. Asimismo, cada Agente Generador deberá comprometerse a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA y/o CAMMESA referente al Acuerdo antes mencionado y a las resoluciones referidas en el presente artículo, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° de la Resolución N° 529/2014 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 8° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el Organismo Encargado del Despacho, resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), quien a su vez notificará a los Agentes Generadores Comprendidos.

ARTÍCULO 10. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. MARIANA MATRANGA, Secretaria de Energía.

ANEXO I

REMUNERACIÓN DE COSTOS FIJOS

CLASIFICACIÓN	COSTOS FIJOS $/MWhrp
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	
Unidades Hl con Potencia (P) < 30 MW (Renovable)	
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	
Motores Combustión Interna	
Central Eólica	
Central Solar Fotovoltaica	
Central Biomasa/Biogas – Residuos Sólidos Urbanos	

ANEXO II

REMUNERACIÓN DE COSTOS VARIABLES (NO COMBUSTIBLES)

COSTOS VARIABLES CLASIFICACIÓN	Gas Natural GN	Líquidos		Carbón Mineral CM
		Hidrocarburos FO/GO	Biocombustible BD	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	33,1	57,9	110,2	--
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	33,1	57,9	110,2	--
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	33,1	57,9	110,2	99,3
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	33,1	57,9	110,2	99,3
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	33,1	57,9	110,2	--
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	33,1	57,9	110,2	--
Unidades Hl con Potencia (P) < 30 MW (Renovable)	26,2			
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	26,2			
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	26,2			
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	26,2			
Motores Combustión Interna	52,9	79,4	105,9	
Central Eólica	80,0			
Central Solar Fotovoltaica	90,0			
Central Biomasa/Biogas – Residuos Sólidos Urbanos	Ídem Térmico por tecnología y escala para Gas natural			

ANEXO III

REMUNERACIÓN ADICIONAL

CLASIFICACIÓN	Remuneración Adicional

	Generadores Directa $/MWh	Fondo $/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)		
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)		
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)		
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)		
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)		
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)		
Unidades Hl con Potencia (P) < 30 MW (Renovable)		
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)		
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)		
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)		
Motores Combustión Interna		
Central Eólica		
Central Solar Fotovoltaica		
Central Biomasa/Biogas – Residuos Sólidos Urbanos		

ANEXO IV

REMUNERACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS NO RECURRENTES

CLASIFICACIÓN	Remuneración para Mantenimientos
	$/MWh

CLASIFICACIÓN	Remuneración para Mantenimientos
	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	
Unidades Hl con Potencia (P) < 30 MW (Renovable)	
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	
Motores Combustión Interna	
Central Eólica	
Central Solar Fotovoltaica	
Central Biomasa/Biogas – Residuos Sólidos Urbanos	

La Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes (RMNR) mensual se determina en función de la Energía Mensual Generada (EGEN) y de acuerdo a la siguiente fórmula:

RMNR = EGEN x RPM x Factor Uso x Factor Arranque (térmicas)

Donde:

EGEN: Energía Generada en MWh durante el mes correspondiente a cada transacción económica.

Factor Uso (térmicas): Se establece en función del Factor de Utilización de la potencia nominal registrado en el último año móvil. El mismo tendrá un valor de 1,5 para las unidades térmicas con factor de utilización inferior al 30% y de 2,0 para las que su factor de uso haya sido inferior al 15%. Para el resto de los casos el factor será igual a 1,0.

Factor Arranque (térmicas): Se establece en función de los arranques registrados, por cuestiones relativas al despacho administrado por CAMMESA, en el último año móvil por cada máquina térmica. El

mismo tendrá un valor de 1,0 para las máquinas con hasta 74 arranques inclusive, 1,1 para las que registren entre 75 y 149 arranques inclusive y 1,2 para las que registren más de 150 arranques inclusive.

En ambos casos el año móvil se contabiliza hasta el mes anterior de la transacción y el alcance de aplicación es el de los Generadores Comprendidos.

Para el resto de las unidades generadoras, el Factor de Uso y el Factor de Arranque se definen igual a 1,0.

ANEXO V

REMUNERACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE MÁQUINAS TÉRMICAS EN FUNCIÓN DE SU DISPONIBILIDAD

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de Generación Térmica Convencional (TG, TV, CC) será variable en función de su Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidades Objetivo de la tecnología, su Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

El porcentaje base a aplicar a la remuneración de Costos Fijos se ve representado en las siguientes tablas:

CC	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar - Abr - May Set - Oct - Nov
D > 95%	110%	100%
85% < D 95%	105%	100%
75% < D 85%	85%	85%
D 75%	70%	70%

TV	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar - Abr - May Set - Oct - Nov
D > 90%	110%	100%
80% < D 90%	105%	100%
70% < D 80%	85%	85%
D 70%	70%	70%

TG	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar - Abr - May Set - Oct - Nov
D > 90%	110%	100%
80% < D 90%	105%	100%
70% < D 80%	85%	85%
D 70%	70%	70%

A este porcentaje base se adicionará o restará, según corresponda, un valor de acuerdo a la siguiente metodología:

Se determinará la diferencia porcentual entre la Disponibilidad Registrada (D) y la Disponibilidad Histórica (DH) del Generador.

El porcentaje así determinado se sumará o restará, en una proporción del 50%, al valor base reconocido; es decir que por cada punto porcentual de variación de la Disponibilidad Registrada respecto a la Disponibilidad Histórica del Generador, se modificará en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los Costos Fijos.

• El tope y el piso para la remuneración total será el máximo de la tecnología en el período correspondiente (en este caso 110% y 100%) o el mínimo (en este caso 70%), respectivamente.

Se mantienen los conceptos de implementación vigentes relacionados con los mecanismos de control de disponibilidad y valores físicos reconocidos, establecidos en la Nota S.E. N° 2053/2013.

El valor de disponibilidad de referencia se determinará respecto a la potencia disponible en función de las condiciones típicas de temperatura en el sitio.

La Disponibilidad Histórica de cada grupo térmico será determinada en función de la disponibilidad registrada en el período 2010/2014. Al finalizar cada año se sumará el resultado del mismo a la base hasta contar con cinco años móviles. En el caso de las máquinas térmicas nuevas, incorporadas a partir del 01/02/2015, el valor de disponibilidad a tomar como referencia se corresponderá con el valor mínimo de la tecnología indicado en las tablas precedentes.

ANEXO VI

RECURSOS PARA LAS INVERSIONES DEL FONINVEMEM 2015- 2018

CLASIFICACIÓN	Remuneración para Mantenimientos
	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 MW (Chica)	
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	
Unidades TV con Potencia (P) < 100 MW (Chica)	
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	
Unidades CC con Potencia (P) < 150 MW (Chica)	
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	
Unidades Hl con Potencia (P) < 30 MW (Renovable)	
Unidades Hl con Potencia (P) < 120 MW (Chica)	
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y 300 MW (Media)	
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	
Motores Combustión Interna	
Central Eólica	

CLASIFICACIÓN	Remuneración para Mantenimientos
	$/MWh
Central Solar Fotovoltaica	
Central Biomasa/Biogas – Residuos Sólidos Urbanos	

ANEXO VII

INCENTIVOS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y LA EFICIENCIA OPERATIVA

Remuneración adicional Costos Variable Generación Térmica - Producción

La generación térmica recibirá una remuneración adicional en función del volumen de energía eléctrica producida a lo largo del año, variando para el tipo de combustible.

La remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de la energía eléctrica producida con combustibles líquidos se incrementará en un QUINCE POR CIENTO (15%) respecto a los valores establecidos en el Anexo II de la presente norma para el tipo de combustible de que se trate, a partir de la semana siguiente en que la máquina haya alcanzado una generación de energía acumulada a lo largo del año calendario de un VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la capacidad de producción con el combustible correspondiente y para su Potencia Efectiva contenida en las Bases de Datos de la Programación Estacional.

La remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de la energía eléctrica producida con gas natural o carbón se incrementará en un DIEZ (10%) respecto a los valores establecidos en el Anexo II de la presente norma para el tipo de combustible de que se trate, a partir de la semana siguiente en que la máquina haya alcanzado una generación de energía acumulada a lo largo del año calendario de un 50% de la capacidad de producción con el combustible correspondiente y para su Potencia Efectiva contenida en las Bases de Datos de la Programación Estacional.

Remuneración adicional Costos Variable Generación Térmica - Eficiencia

La generación térmica recibirá una remuneración adicional en función del cumplimiento de objetivos de consumo de combustibles. Para tener acceso a esa remuneración adicional deberá tener implementados sistemas de medición de combustible apropiados a satisfacción de CAMMESA. Los autogeneradores y cogeneradores no estarán comprendidos en esta remuneración.

Para cada tipo de tecnología se definirá un valor de referencia de consumo específico medio de acuerdo a las condiciones de diseño, la tecnología y el tipo de combustible de la unidad marginal.

Trimestralmente se comparará el consumo real con el de referencia para cada máquina y tipo de combustible. La diferencia porcentual se valorizará al Costo Variable (no combustible) correspondiente al del respectivo combustible y se reconocerá como un adicional. En caso de mayores consumos, no se afectará la remuneración base. Los valores de referencia de consumo específico serán:

Unidad Generadora	Gas Natural GN	Alternativos FO/GO/CM
	Kcal/kWh	Kcal/kWh
TG		

Unidad Generadora	Gas Natural GN	Alternativos FO/GO/CM
	Kcal/kWh	Kcal/kWh
TV		
MOTORES		
CC grande (TG > 180 MW)		
CC resto		

RESOLUCIÓN SECRETARIA DE ENERGÍA N° 925/2015

Resolución de la Secretaria de Energía, del 19/10/2015

Reconócense las acreencias por aplicación de la Res. S.E. N° 406/2003, conforme lo informado por CAMMESA a EBISA, por la suma de $ 581.362.677 respecto de la comercialización en el MEM de la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyretá por las Transacciones Económicas del período entre el mes de febrero y mayo de 2015, Incluyendo dicho importe de las Regalías de las provincias de Corrientes y Misiones y la Energía de Paso de Yacyretá recibida en Cloreinda, Prov. de Formosa; y $ 4.018.558 por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, por las Transacciones Económicas del período entre el mes de febrero y mayo de 2015, en el marco de las leyes Nros. 24.954 y 25.671.

VER RESOLUCION

Normativa del Año 2016

RESOL 2016-06-E-APN-MEM

Apruébese la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Res. N° 61/1992 del ex Secretaria de Energía Eléctrica, sus modificatorias y complementarias.

RESOL 2016-07-E-APN-MEM

Instruir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico en el ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para que en ejercicio de facultades que le son propias efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., aplicando para ello el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN resultante de la aplicación del Numeral 4.2 y siguientes de la Cláusula Cuarta de las ACTAS ACUERDO celebradas entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y EDENOR S.A. y la citada UNIREN y EDESUR S.A., ratificadas respectivamente por los Decretos N° 1.957/2006 y N° 1.959/2006.

RESOL 2016-25-E-APN-MEM

Delegase en la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA el ejercicio determinadas funciones.

RESOL 2016-44-E-APN-MEM

Establécese que el cargo de Director Titular de las Acciones Clase “A” y la Presidencia del Directorio de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) serán ejercidos por el Titular de la Secretaria de Energía Eléctrica de este Ministerio.

RESOL 2016-71-E-APN-MEM

Dispone el inicio del proceso de Convocatoria Abierta para la Contratación en el MEM de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación, en adelante el “PROGRAMA RENOVAR (RONDA 1)”, en orden al cumplimiento de los objetivos de Contribución de Fuentes de Energía Renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 Y 8° de la Ley N° 27.191.

RESOL 2016-72-E-APN-MEM

Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables. Aprobación.

RESOL 2016-106-E-APN-MEM

Prorrógase hasta el 1° de julio de 2016 el Período de Consulta Pública de la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista denominado “PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1)”, iniciado por Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio.

RESOLUCIÓN CONJUNTA 122/2016 y 312/2016

Dispónese que las empresas cuyo código de actividad primaria declarado ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) coincida con los enumerados en el Anexo I a la presente Resolución, conforme los criterios allí establecidos, que estén categorizadas como Grandes Demandas de Distribuidores Gran Usuario Distribución - GUDIs-, con demandas de Potencia iguales o superiores a 300 KW recibirán un descuento de hasta el 20% sobre los Precios Estacionales de Referencia de la Energía en el Mercado Mayorista -PEST establecidos por la Resolución N° 41 del 25 de Abril de 2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería y los que se establezcan para el período estacional siguiente, según corresponda a consumos en horas pico, en horas restantes y en horas de valle, hasta el límite de consumo de 10.000 MWh. Dicho descuento se aplicará a partir de los consumos efectuados y demandas correspondientes a períodos que transcurran a partir del 1 de junio de 2016 inclusive y hasta la puesta en vigencia de los Precios Estacionales de Referencia correspondientes a la Reprogramación Trimestral Definitiva correspondiente al período Febrero - Abril de 2017.

RESOL 2016-136-E-APN-MEM

Convócase a interesados a ofertar en el proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Contratación en el MEM de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación - Programa RenovAR - Ronda 1 - con el fin de celebrar Contratos de Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasiganción en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM - de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como anexo forma parte integrante de la presente.

RESOL 2016-197-E-APN-MEM

Instrúyese a CAMMESA a facilitar la cancelación de los montos que deban abonarle los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM (facturados o no facturados a la fecha de la presente medida), por haber quedado sin efecto las distintas medidas cautelares que suspendieran transitoriamente la aplicación de las Resoluciones Nros. 6 de fecha 25 de enero de 2016, 7 de fecha 27 de enero de 2016 de este Ministerio, Nº 1 de fecha 29 de enero de 2016 del ENRE y Nº 41 de fecha 25 de abril de 2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica, en 4 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

RESOL 2016-202-E-APN-MEM

Derógase la Resolución N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con excepción de lo dispuesto en el párrafo siguiente. La derogación dispuesta en el párrafo anterior no afecta la vigencia del Anexo 39 - “GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA, EXCLUIDA LA HIDRÁULICA Y LA EÓLICA” y del Anexo 40 - “GENERACIÓN EÓLICA” incorporados, respectivamente, por los Artículos 6° y 7° de la Resolución ex SE N° 712/2009 a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios - Los Procedimientos , aprobados por Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias.

RESOL 2016-205-E-APN-MEM

Determínase la calificación de las Ofertas presentadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, efectuada mediante la Resolución N° 136 - E/2016 de fecha 25 de julio de 2016 de este Ministerio, conforme surge del Anexo IF-2016-01784333- APN-SECEE#MEM de la presente resolución y en los términos del Informe Técnico IF-2016-01786870- APN-SECEE#MEM de la Secretaria de Energía.

RESOL-2016-213-E-APN-MEM

Adjudicación y Redistribución - Dispónese la redistribución de 66 megavatios de Potencia Requerida remanente de las Tecnologías Biomasa. Biogás - Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos - PAH, adicionándose 33 MW a la Potencia Requerida de la Tecnología Eólica y 33 MW a la Potencia Requerida de la Tecnología Solar Fotovoltaica. De acuerdo con lo previsto en el Artículo 18.10 Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Articulo 2" de la Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 - RESOL-2016-136-E-APN-MEM del Ministerio de Energía Y Minería.

RES 2016-219-E-APN-MEM

Sustitúyese el Anexo I de la Resolución N° 7 del 27 de enero de 2016, y el Anexo III de la Resolución N° 28 del 28 de marzo de 2016, ambas del Ministerio de Energía y Minería, por el ANEXO I de la presente resolución. Establécese que el beneficio de Tarifa Social podrá otorgarse a una única unidad habitacional por titular para cada servicio (Distribución de Electricidad y de Gas por redes).

RESOL 2016-252-E-APN-MEM

Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Nacional e Internacional sobre los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr que se detallan en el artículo siguiente, para la contratación en el MEM de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación —Programa RenovAr - Ronda 1.5 —, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM —hasta su reasignación en cabeza

de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 8° de la presente medida.

RESOL 2016-278-E-APN-MEM

Determínase la calificación de las Ofertas presentadas en el marco de la Convocatoria Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación —el "Programa RenovAr - Ronda 1.5 —, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, en los términos de la Resolución N° 252/2016 de fecha 28 de octubre de 2016 RESOL-2016-252-E-APN-MEM de este Ministerio, conforme surge del Anexo I de la presente resolución y en los términos del Informe Técnico IF-2016-03650611-APN-SECEE#MEM de la Secretaría de Energía Eléctrica

RESOL-2016-281-E-APN-MEM

Descalifícanse las Ofertas correspondientes a los Proyectos SFV N° 03- P.S. Luján de Cuyo II y SFY N° 25- P.S. Cañada Honda 4, por no cumplir con lo dispuesto en el Pliego de Bases y Condiciones respecto del contenido del Sobre "B". Adjudícase la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016 de este Ministerio (RESOL-2016-252-E-APN-MEM), a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo que forma parte integrante de la presente resolución.

RESOL 2016-301-E-APN-MEM

Dase por prorrogado el plazo establecido en los Artículos 6° y 10 de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía y Minería para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM y de los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías Renovables - FODER -, en los términos de la citada resolución, hasta el 28 de febrero de 2017, inclusive, con el alcance indicado en el artículo siguiente.

RESOLUCIÓN SEE N° 21/2016

Convocase a interesados en ofertar nueva capacidad de Generación Térmica y de Producción de Energía Eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, desde los siguientes periodos estacionales: (i) verano 2016/2017, (ii) invierno 2017, o (iii) verano 2017/2018, conforme con los lineamientos de la presente Resolución.

RESOLUCIÓN SEE N° 22/2016

Sustitúyanse, con entrada vigencia a partir del 1° de febrero de 2016, los anexos I, II, III, IV, V, VI Y VII DE LA Resolución N° 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la EX SECRETARIA ENERGIA DEL EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, POR LOS ANEXOS I, II, III, IV, V, VI Y VII que forman parte integrante de la presente Resolución.

RESOLUCIÓN SEE N° 23/2016

Los importes a los cuales es acreedora Nucleoeléctrica Argentina S.A. en el marco del Art. 37 de la LEY 24.065 se calcularán las transacciones Económicas cuyos vencimientos operen a partir del mes de mayo de 2016, adicionando el valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de PESOS $ 296,36.-, por cada MW/h generado y entregado al MEM hasta tanto la SEE defina la remuneración de NASA para el presente año.

RESOLUCIÓN SEE N° 38/2016

Derógase, con efecto retroactivo al 1 de enero de 2016, la Resolución N° 107 de fecha 14 de mayo de 2002 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos., estableciendo que, a partir de la fecha indicada en el artículo precedente, corresponde reconocer a la EPEC, por la operación de su Central Hidroeléctrica Río Grande, la remuneración que resulte aplicable conforme lo establecido por las Resoluciones Nros. 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y 22 de fecha 30 de marzo de 2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, así como sus complementarias y/o modificatorias que en el futuro se dicten.

RESOLUCIÓN SEE N° 41/2016

Apruébase la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016,

calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” - Los Procedimientos - descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

RESOLUCIÓN SEE N° 111/2016

Tarifa Social - A los fines de la aplicación de la Tarifa Social en las Provincias de Misiones, Corrientes, Formosa y Chaco, ampliase a 300 kWh/mes, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de junio de 2016, el volumen de consumo mensual referido en los incisos a), b) y c) del Artículo 7° de la Resolución N° 6 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de fecha 25 de enero de 2016, vigente en virtud de lo establecido por el Artículo 5° de la Resolución N° 41 de la Secretaría de Energía Eléctrica, de fecha 25 de abril de 2016.

RESOLUCIÓN SEE N° 155/2016

Autorizase a CAMMESA a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista (CDD), con cada una las empresas cuya oferta haya resultado incluida en el listado que, como anexo, forma parte integrante de la presente Resolución.

RESOLUCIÓN SEE N° 216/2016

Autorízase a la CAMMESA a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista - CdD - con cada una las empresas cuya oferta haya resultado incluida en el listado del ANEXO que forma parte integrante de la presente.

RESOL-2016-384-E-APN-SECEE-MEM

Programación Estacional Definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista. Aprobación - Apruébase la Programación Estacional Definitiva para el MEM elevada por la CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2016 y el 30 de abril de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2016-387-E-APN-SECEE-MEM

Autorízase a CAMMESA a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista (CdD), con las empresas cuyas ofertas se corresponden, en primer lugar, con el Proyecto identificado como ID 47 de CTLL Loma de la Lata 2, compuesto por seis generadores Wärtsila 18V50DF que totalizan 100 MW, con un rendimiento térmico de 2029 Kcal/KWH; y, en segundo lugar, con el Proyecto identificado como ID 42, de MSU UENSA Villa María, compuesto por tres unidades TG GE LM6000 PC Sprint que totalizan 137 MW, con rendimiento térmico de 2248 Kcal/KWh.

RESOL-2016-420-E-APN-SECEE-MEM

Convócase a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el MEM y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino a manifestar su interés mediante la presentación del anteproyecto correspondiente bajo la modalidad, en los términos y con sujeción al cronograma dispuestos en los Términos de Referencia que lucen en el Anexo 1 que forma parte integrante de la presente resolución y que por ésta se aprueba. Se considerará particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten al proceso de restitución a los Agentes Generadores del MEM de la responsabilidad del suministro de combustibles para la Generación de Energía Eléctrica.

RESOL-2016–455–E-APN-SECEE-MEM

Sustitúyese el Artículo 3° de la Resolución N° 420 de fecha 16 de noviembre de 2016 de esta Secretaría de Energía Eléctrica, el que quedará redactado del siguiente modo: “ARTÍCULO 3°.- El aludido Organismo Encargado del Despacho-OED, previo análisis de los anteproyectos presentados y las condiciones informadas para su eventual desarrollo, elevará las presentaciones de los interesados juntamente con sus propias evaluaciones, para consideración de esta Secretaría.

Los anteproyectos de interés elevados, en función de la eventual eficacia y eficiencia de su contribución al logro de los objetivos de la convocatoria, podrán ser considerados total o parcialmente para su integración a los términos de referencia de un ulterior proceso de selección para la construcción y operatividad comercial de un proyecto integral de infraestructura electroenergética. Dicho proceso se

efectuará, en cualquier caso, mediante convocatoria abierta, competitiva y transparente, en orden a la posterior celebración de un Contrato de la Demanda en el MEM.

RESOL 2016-06-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.305, del 27/01/2016

BUENOS AIRES, 25 DE ENERO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0016916/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) ha elevado a este Ministerio la Reprogramación Trimestral Definitiva correspondiente al período febrero - abril de 2016, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (en adelante, LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que por medio del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a elaborar un programa de acciones necesarias, ponerlo en vigencia e implementarlo, en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias que no cumplieron con los objetivos previstos en la Ley N° 24.065 en cuanto a asegurar el abastecimiento y su calidad en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que el abandono de criterios económicos en la definición de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) distorsionó las señales económicas, aumentando el costo de abastecimiento, desalentando la inversión privada de riesgo dirigida a incrementar eficientemente la oferta y restando incentivos al ahorro y el uso adecuado de los recursos energéticos por parte de los consumidores y usuarios.

Que, simultáneamente, sólo una proporción menor del costo de abastecimiento fue afrontado por la demanda de energía eléctrica, recurriéndose a los recursos del TESORO NACIONAL para cubrir la porción sustancial de dicho costo, lo que contribuyó significativamente a una presión tributaria progresivamente creciente sobre el conjunto de la población, situación que en la actual magnitud deviene insostenible.

Que para ello se recurrió al Fondo Unificado creado por el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, incorporándole recursos del TESORO NACIONAL en forma recurrente, para cubrir costos generados en ciertos casos por imprevisiones e ineficiencias que originaron mayores erogaciones sin reflejarse en mejoras de las condiciones de calidad y seguridad del abastecimiento.

Que el Artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece la obligación de las autoridades de asegurar para los usuarios y consumidores de bienes y servicios el acceso a información adecuada y veraz así como la de proveer a la educación para el consumo, precepto que fundamenta la decisión de poner en conocimiento público el costo real resultante de satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) para la Reprogramación Estacional de verano del corriente año.

Que no obstante ello, ante el desfasaje existente entre los costos reales y los precios vigentes y considerando las posibilidades de pago de los usuarios y la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, resulta necesario sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) todavía sensiblemente menor al costo real de abastecimiento del sistema, aplicable a la demanda de energía eléctrica de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de los usuarios que no están en condiciones de contratar su propio abastecimiento y/o tienen demandas menores a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), en tanto se avanza en la implementación progresiva de un programa de normalización de las distintas variables macroeconómicas, se incentiva el uso racional y eficiente de la energía eléctrica y se afianzan

condiciones propicias para la incorporación de inversiones privadas de riesgo en las distintas actividades y segmentos de la industria eléctrica.

Que para ello se ha tomado como referencia el precio sin subsidio para todo el país establecido en el Artículo 2° de la Resolución N° 1.301 del 7 de noviembre de 2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, el que representa a la fecha un porcentaje menor del costo real de abastecer a la demanda nacional.

Que, adicionalmente, en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales (Plan Estímulo), se decidió incorporar, a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), un sistema de incentivos que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario.

Que, además, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, se entiende que parte de la demanda de usuarios finales carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general.

Que tal hecho impone la necesidad de definir un volumen de energía del total de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Electricidad a un precio denominado de Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren dicho universo de usuarios finales según los criterios de calificación y asignación que comunique el MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL de la Nación.

Que, complementando lo anterior, la metodología para determinar el volumen de energía para el traslado de la Tarifa Social a los usuarios finales será la que establezca la autoridad nacional competente.

Que la diferencia entre el precio estacional sancionado mediante la presente y el precio destinado a integrar la tarifa social a usuarios finales con ingresos insuficientes para atender sus necesidades básicas serán solventados con recursos del ESTADO NACIONAL por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Que dado el sustancial aporte del TESORO NACIONAL al sostenimiento de la Tarifa Social así como también al Plan Estímulo en todo el país, corresponderá que los volúmenes de energía eléctrica respectivos, a ser informados por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Electricidad, sean respaldados por los entes reguladores o autoridades locales con competencia en cada jurisdicción en la que se apliquen ambos regímenes.

Que, complementando lo anterior, se dispondrá, en el ámbito de CAMMESA, cuando se estime necesario y/o conveniente, la realización de auditorías para constatar, en las referidas jurisdicciones, el destino efectivo de los recursos aportados desde el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) conforme a los criterios establecidos en la presente resolución para el Plan Estímulo, así como los criterios de calificación y asignación de usuarios finales con necesidades básicas insatisfechas comunicados por el MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL para los alcanzados por la Tarifa Social.

Que, por otra parte, teniendo en consideración el alto grado de morosidad registrado en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en los últimos años debido al incumplimiento en los pagos de algunos Agentes Distribuidores, pese a la magnitud de los subsidios otorgados a favor de los usuarios finales, resulta necesario adoptar medidas preventivas y correctivas adicionales, a ser implementadas desde la entrada en vigencia de la presente.

Que el acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento de las obligaciones de pago en el MEM a cargo de los prestadores del servicio público de electricidad, exigibles desde la entrada en vigencia de esta resolución.

Que por otra parte, los Agentes Distribuidores y prestadores del servicio público de electricidad que tengan a la fecha deudas con CAMMESA con una mora superior a TREINTA (30) días corridos, deberán en adelante garantizar el pago de sus adquisiciones mediante cesión de sus créditos por cobranza u otro mecanismo alternativo a satisfacción de CAMMESA.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de Agosto de 1982, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de Julio de 1995 y Artículo 23 nonies de la Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92 y modificado por el Artículo 5° del Decreto N° 13 del 10 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Apruébase la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2° — Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 4° y siguientes de este acto, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016:

a) Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF): UN MIL CUATROCIENTOS VEINTISIETE PESOS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (1427,60 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado (PEST):

En horas de pico ($PEST.PICO): SETECIENTOS SETENTA Y TRES PESOS CON DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (773,02 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): SETECIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS CON SETENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (768,72 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): SETECIENTOS SESENTA Y TRES PESOS CON OCHENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (763,89 $/MWh).

ARTÍCULO 3° — Establécese que, para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 137 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS del 30 de noviembre de 1992, son los indicados en el Artículo 2° de la presente norma.

ARTÍCULO 4° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW):

En horas de pico ($PEST.PICO): TRESCIENTOS VEINTIÚN PESOS CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (321,39 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS CON NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (317,09 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): TRESCIENTOS DOCE PESOS CON VEINTISÉIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (312,26 $/MWh).

Estos precios de referencia de la energía ($PEST), junto con el precio de referencia de la potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 5° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyo consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año

2015, se haya reducido en, al menos, el DIEZ POR CIENTO (10%) y no más del VEINTE POR CIENTO (20%).

En horas de pico ($PEST.PICO): DOSCIENTOS CINCUENTA Y UN PESOS CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (251,39 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE PESOS CON NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (247,09 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): DOSCIENTOS CUARENTA Y DOS PESOS CON VEINTISÉIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (242,26 $/MWh).

Estos precios de referencia de la energía ($PEST), junto con el precio de referencia de la potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo definido en el presente artículo, según lo establecido en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 6° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyo consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año 2015, se haya reducido en más del VEINTE POR CIENTO (20%).

En horas de pico ($PEST.PICO): DOSCIENTOS UN PESOS CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (201,39 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): CIENTO NOVENTA Y SIETE PESOS CON NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (197,09 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): CIENTO NOVENTA Y DOS PESOS CON VEINTISÉIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (192,26 $/MWh).

Estos precios de referencia de la energía ($PEST), junto con el precio de referencia de la potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente artículo, según lo establecido en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 7° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y a cuyo consumo se le haya otorgado la Tarifa Social, según lo previsto en los considerandos del presente acto, para lo cual se deberá tener en cuenta que:

a) Hasta un consumo mensual de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes), los precios de referencia de la energía serán los siguientes:

En horas de pico ($PEST.PICO): CERO PESOS POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): CERO PESOS POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): CERO PESOS POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) Para el consumo mensual excedente de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes) y siempre que el consumo mensual total sea MENOR o IGUAL al registrado en el mismo mes del año 2015, los precios de referencia de la energía serán los siguientes:

En horas de pico ($PEST.PICO): TREINTA Y UN PESOS CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (31,39 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): VEINTISIETE PESOS CON NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (27,09 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): VEINTIDÓS PESOS CON VEINTISÉIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (22,26 $/MWh).

c) Para el consumo mensual excedente de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes), y si el consumo mensual total es MAYOR al registrado en el mismo mes del año 2015, los precios de referencia de la energía serán los establecidos en el Artículo 4° de la presente resolución.

Estos precios de referencia de la energía ($PEST), junto con el precio de referencia de la potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente artículo, según lo establecido en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 8° — Para todo aquello que no se haya definido expresamente en esta resolución, tienen validez y aplicación, siempre que no se contrapongan con sus objetivos, todas las disposiciones dictadas en la materia por la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA en vigencia.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá notificar a los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) las adecuaciones que deberá introducir en sus declaraciones conforme lo establecido en la presente norma, en base a lo establecido en el Artículo 19 y concordantes de la Resolución N° 93 del 26 de enero de 2004 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y las disposiciones complementarias de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA que se encuentren en vigencia.

En particular, los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) deberán informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mensualmente y dentro de los plazos que para ello se definan a los efectos de su incorporación a las Transacciones Económicas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), la energía vendida a los usuarios residenciales alcanzados por lo dispuesto en los Artículos 5° a 7° del presente acto.

Tales declaraciones deberán ser respaldadas por el ente regulador o autoridad local con competencia en cada jurisdicción donde se apliquen los Precios Estacionales definidos en los artículos referidos previamente.

ARTÍCULO 9° — Establécese que los precios especificados en los Artículos 5° y 6° (Plan Estímulo) y en el Artículo 7° (Tarifa Social) de la presente resolución sólo serán aplicables a aquellos Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en tanto éstos cumplan las obligaciones exigibles en dicho Mercado desde la entrada en vigencia de esta norma.

Los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que presenten a la fecha del dictado de este acto deudas pendientes de pago con CAMMESA con una mora superior a los TREINTA (30) días corridos, deberán, en un plazo no menor a los TREINTA (30) días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como de las cuotas a abonar por el correspondiente Agente derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora.

En caso de que un Agente Distribuidor y/o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), que no se encuentre en mora con CAMMESA a la fecha de este acto, incurriera en mora por un plazo igual o mayor a los TREINTA (30) días, corresponderá que dicho Agente Distribuidor y/o Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica satisfaga las exigencias indicadas en el párrafo anterior como condición para que le sean aplicables a la demanda abastecida por aquél los precios establecidos en los Artículos 5°, 6° y 7° de la presente.

ARTÍCULO 10. — Déjase sin efecto, a partir de la Transacción Económica correspondiente al mes de febrero de 2016, la aplicación de lo dispuesto en la Nota N° 943 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de fecha 25 de noviembre de 2011, así como lo dispuesto en el anteúltimo párrafo de la Nota N° 1.824 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA de fecha 23 de marzo de 2012, debiendo por lo tanto, a partir de dicha Transacción Económica, asignarse los Sobrecostos Importación

Brasil y los Sobrecostos Contratos MEM a toda la demanda de energía eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTÍCULO 11. — Deléganse en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065, autorizándose a dicho órgano a efectuar las comunicaciones que sean necesarias a los fines de resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución del dictado del presente acto.

ARTÍCULO 13. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN, Ministro de Energía y Minería.

e. 27/01/2016 N° 4051/16 v. 27/01/2016

NOTA SEE 39-2016

Archivo.pdf -

RESOL 2016-07-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.306, del 28/01/2016

Instruir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico en el ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para que en ejercicio de facultades que le son propias efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., aplicando para ello el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN resultante de la aplicación del Numeral 4.2 y siguientes de la Cláusula Cuarta de las ACTAS ACUERDO celebradas entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y EDENOR S.A. y la citada UNIREN y EDESUR S.A., ratificadas respectivamente por los Decretos N° 1.957/2006 y N° 1.959/2006.

BUENOS AIRES, 27 DE ENERO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0018666/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Que, a su vez, dicho Decreto instruyó a este Ministerio para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Que, a tales efectos, resulta necesario evaluar los resultados de las medidas que fueran implementadas como consecuencia de la aplicación a partir de la Ley N° 25.561 que autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en su Artículo 8°, que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, que fuera complementada por la Ley N° 25.790.

Que dicha Ley N° 25.790 dispuso que las decisiones que adopte el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el desarrollo del proceso de renegociación no se hallarán limitadas o condicionadas por las disposiciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión o licencia de los respectivos servicios públicos.

Que las Leyes N° 25.561 y N° 25.790 fueron objeto de sucesivas prórrogas, siendo, la última de ellas, la dispuesta por la Ley N° 27.200, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Que como resultado de la aplicación de tales leyes, por el Decreto N° 1.957 de fecha 28 de diciembre de 2006 se ratificó el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta el 13 de febrero de 2006, entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE S.A. (EDENOR S.A.) y por el Decreto N° 1.959 de fecha 28 de diciembre de 2006 se ratificó el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.), suscripta el 15 de febrero de 2006.

Que los procesos de Renegociación Contractual celebrados entre la UNIREN y las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A., respectivamente, fueron sometidos a consideración del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN, conforme a lo previsto en el Artículo 4° de la Ley N° 25.790 y, al no mediar rechazo, fueron ratificados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que la Cláusula 25.2 del Acta Acuerdo ratificada por el Decreto N° 1.957/06 y la Cláusula 24.2 del Acta Acuerdo ratificada por el Decreto N° 1.959/06 establecen que la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), actuando dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, debían proceder al dictado de los actos y al desarrollo de los procedimientos que resultasen necesarios para la puesta en vigencia efectiva de las estipulaciones contenidas en las Actas Acuerdo.

Que en ejercicio de tales facultades, por el Artículo 2° de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 250 de fecha 7 de mayo de 2013, se aprobaron los valores correspondientes al concepto “ajuste” por el MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) para EDENOR S.A. y EDESUR S.A. por los meses comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013; por el Artículo 4° de dicha norma se determinaron las deudas de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. por aplicación del PROGRAMA DE USO

RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE), en el marco de la Resolución ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 745 de fecha 9 de mayo de 2005 y sus modificatorias, y se autorizó a dichas empresas a compensar hasta el mes de febrero de 2013 las deudas establecidas en el Artículo 4° de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 250/13 antes mencionada, hasta su concurrencia con los créditos que se definieran en el Artículo 2° de dicha norma, incluyendo los intereses que pudieran corresponder para ambas sumas.

Que, por su parte, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en ejercicio de las facultades regladas en las citadas Cláusulas 25.2 del Acta Acuerdo ratificada por el Decreto N° 1.957/06 y 24.2 del Acta Acuerdo ratificada por el Decreto N° 1.959/06, mediante la Resolución ENRE N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, autorizó a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A. a aplicar un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías de usuarios, efectivizado a través de la factura, con destino exclusivo a inversiones para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de las instalaciones, constituyéndose una cuenta especial de un fideicomiso financiero y de administración, identificada como “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACIÓN Y EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA” (FOCEDE).

Que por la Resolución del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS N° 3 de fecha 3 de enero de 2014 se estableció que las inversiones a realizar con los fondos provenientes del “FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACIÓN Y EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (FOCEDE)”, creado por la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, fueran decididas por la ex SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN del citado Ministerio.

Que, en virtud de tal facultad y dada la situación planteada por EDESUR S.A., dicha Subsecretaría autorizó la ejecución de un PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIO, para cuya ejecución resultaron ser insuficientes los recursos del FOCEDE, lo que motivó el dictado de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 10 de fecha 24 de enero de 2014, por cuyo Artículo 1° se dispuso que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del FOCEDE para la realización y ejecución de las obras del PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIAS de EDESUR S.A. fuera cubierta a través de transferencias de fondos a realizar por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), por cuenta y orden del Fondo Unificado, y que tal aporte de fondos se formalizaría a través de un préstamo a favor de EDESUR S.A., que se instrumentó mediante un Contrato de Mutuo, ampliado por sucesivas Adendas y Cesión de Créditos en garantía, suscripto entre dicha Distribuidora y CAMMESA, con crédito a favor del Fondo de Estabilización, determinándose que la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA habría de establecer la metodología y los plazos a implementar para su devolución, considerando a todo efecto la aplicación de la tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras de dicho Fondo.

Que para el caso de EDENOR S.A., la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 65 de fecha 26 de setiembre de 2014 dispuso en su Artículo 1° que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del FOCEDE para la realización y ejecución de las obras del PLAN DE INVERSIONES EXTRAORDINARIAS fuese cubierta a través de transferencias de fondos a realizar por CAMMESA, por cuenta y orden del Fondo Unificado, que fuera instrumentado por idéntico mecanismo al descripto en el párrafo precedente.

Que, asimismo, de acuerdo a lo instruido por la Nota S.E. N° 367/14, EDESUR S.A. suscribió con CAMMESA un nuevo Contrato de Mutuo para hacer frente a las erogaciones previstas para el “PLAN EXTRAORDINARIO DE REFUERZO Y ADECUACIÓN DE INSTALACIONES DERIVADAS DE SITUACIONES CLIMÁTICAS”, trabajos que fueron realizados por la Distribuidora entre los meses de diciembre de 2013 y marzo de 2014.

Que EDESUR S.A., mediante la Nota Gerencia General N° 310 de fecha 19 de junio de 2014, solicitó al ENRE que se reconociera la incidencia de los mayores costos salariales en todo el personal propio y de contratistas para el período mayo de 2014 a abril de 2015, resultantes de la aplicación de la Resolución N° 836 de la SECRETARIA DE TRABAJO del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL, de fecha 28 de mayo de 2014.

Que, ante tal solicitud, por Nota ENRE N° 112.778 de fecha 24 de junio de 2014, el ENRE manifestó a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA que, conforme a las previsiones contenidas en las cláusulas 4.2 y 4.4 del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual ratificada por el Decreto N° 1.959/06, deberían reconocerse las sumas referidas a EDESUR S.A., en los términos del Artículo 2° de la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA N° 250/13.

Que por lo expuesto y atendiendo a la situación planteada por EDENOR S.A. y por EDESUR S.A., la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA —a través de su Nota S.E. N° 4.012 de fecha 24 de junio de 2014— instruyó a CAMMESA para que realizara el financiamiento del monto allí establecido y los montos adicionales que fuese a instruir posteriormente como ampliación del mismo requerimiento, a través de las transferencias de los fondos para cubrir los mayores costos salariales de la Distribuidora, entre otros, los originados por la aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE TRABAJO N° 836 de fecha 28 de mayo de 2014 al personal propio y de contratistas, y cuya devolución se garantizaba por parte de EDESUR S.A. y EDENOR S.A. con la cesión de las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) excedentes, que surgiesen por aplicación del Artículo 7° de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 250/13, los cuales devengarían los intereses previstos en el Artículo 6° de dicha norma, según lo establecido en la Nota S.E. N° 2.527 de fecha 10 de mayo de 2013.

Que la situación descripta era la existente en el momento del dictado de la Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA N° 32 de fecha 11 de marzo de 2015, la que, ante la reiterada insuficiencia de recursos resultante de la aplicación de la metodología del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) resolvió aplicar el criterio de un Cuadro Teórico referencial para determinar los ingresos que correspondería a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A. por el cumplimiento de sus funciones en los términos de las ACTAS ACUERDO que fueran ratificadas por los Decretos N° 1.957/06 y N° 1.959/06.

Que, sin embargo, el pago de las sumas resultantes no se trasladó a las tarifas, como dichas actas lo establecían, sino que se utilizó como criterio para determinar los montos que aportaría el ESTADO NACIONAL, motivo por el cual dicho acto dispuso que el gasto que demande el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 1° de dicha resolución, sería afectado al Inciso 5 - Transferencias, Partida Principal 1 - Transferencias al sector privado para financiar gastos corrientes, Partida Parcial 9 - Transferencias a empresas privadas, Ubicación Geográfica 2 del Presupuesto entonces vigente del Programa 74 - Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica, que ejecutara la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 32/2015 buscó también resolver la situación resultante de la aplicación de los regímenes anteriores explicitados precedentemente y normalizar los pagos de las Distribuidoras en el ámbito del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que, en efecto, por la mencionada Resolución se aprobó un aumento transitorio y adicional en los ingresos para EDENOR S.A. y para EDESUR S.A., con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que oportunamente se llevase a cabo, los que surgirían de la diferencia entre el Cuadro Teórico anexo a dicha resolución y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, conforme a los cálculos que debía realizar el ENRE.

Que, a tales efectos, CAMMESA debía transferir a cada Distribuidora los fondos aportados por el ESTADO NACIONAL según los valores informados por el ENRE y previa consideración por parte de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del grado de cumplimiento por parte de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. de: I) las obligaciones de pago con el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM); II) la ejecución de las obras e inversiones comprometidas para el año 2015, en el marco de la Resolución ENRE N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2011 y la Resolución del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS N° 3 de fecha 3 de enero de 2014.

Que con respecto a la aplicación del PROGRAMA USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELÉCTRICA (PUREE), la citada Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 32/15 estableció que a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos a los que alude el Artículo 12 del Anexo I de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 745 de fecha 9 de mayo de 2005 serían considerados como parte de los ingresos de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., destinados a cubrir los mayores costos de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que oportunamente se llevase a cabo.

Que asimismo estableció que EDENOR S.A. y EDESUR S.A. podrían compensar hasta el 31 de enero de 2015, las deudas emergentes de la aplicación del PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos resultantes del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC), incluyendo los intereses que pudieran corresponder para ambos conceptos.

Que en virtud de ello se instruyó a CAMMESA a emitir Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir, por cuenta y orden del Fondo Unificado a favor de EDENOR S.A. y de EDESUR S.A. por los valores excedentes al monto de la compensación referenciada en el párrafo precedente, y por los montos que hubiere determinado el ENRE en virtud de la incidencia que surge de la aplicación de la Resolución de la SECRETARÍA DE TRABAJO del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y

SEGURIDAD SOCIAL N° 836 de fecha 28 de mayo de 2014, sus modificatorias, ampliatorias y concordantes, las que podía receptar CAMMESA, respetando el siguiente orden de prelación y como parte de pago de: I) los montos correspondientes a los contratos de mutuo suscriptos con CAMMESA en virtud de la Nota de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 4.012 de fecha 24 de junio de 2014; II) las deudas que por las transacciones económicas del MEM mantienen EDENOR S.A. y EDESUR S.A. y III) los montos correspondientes a los contratos de mutuo suscriptos entre dichas empresas y CAMMESA en virtud de las Resoluciones de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 10/14 y N° 65/14.

Que ante la eventualidad de existir saldos remanentes a favor del MEM, se instruyó también a CAMMESA a implementar un plan de pagos con EDENOR S.A. y con EDESUR S.A. para cancelar dichos saldos.

Que a su vez, prohibió a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A. distribuir dividendos conforme a las Cláusulas 7.4 de las respectivas Actas Acuerdo a efectos de asegurar el uso de los ingresos en el servicio público a su cargo.

Que en consecuencia, si bien la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 32/2015 pretendió cambiar el criterio para determinar los ingresos correspondientes a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A., al no trasladar su resultado al reajuste del cuadro tarifario, no sólo no reguló en forma adecuada dichos ingresos sino que, además, implicó la ausencia de un esquema tarifario que brindara señales hacia un consumo eficiente y racional para los distintos segmentos y tipos de usuarios.

Que, por otra parte, este régimen alteró criterios de justicia distributiva en la asignación de los recursos públicos favoreciendo a los usuarios de las Distribuidoras que actúan bajo jurisdicción federal en desmedro de los habitantes del resto del país.

Que es de resaltar que los niveles de subsidio aplicados al consumo de energía eléctrica han alcanzado valores que ponen en juego su financiamiento, dado el peso relativo de los mismos en relación con el Producto Bruto Interno (PBI) y con los recursos financieros del ESTADO NACIONAL, teniendo por otra parte, una extensión en cuanto a los beneficiarios que desvirtúa la naturaleza de la medida y colocan en riesgo la sustentabilidad de la industria eléctrica.

Que la aplicación de subsidios en la forma descripta no favorece la correcta orientación de los comportamientos de las Distribuidoras, resultando ello en la ausencia de inversiones suficientes, unida a una deficiente planificación en el ámbito de la distribución de energía eléctrica, que profundizó los inconvenientes derivados de una falta de renovación de redes e insuficiente expansión de las mismas para acompañar el incremento de la demanda propio del crecimiento vegetativo y de los cambios de hábitos de consumo de la sociedad, debido al uso de equipamientos eléctricos de confort domiciliario.

Que tales circunstancias han derivado en un progresivo decrecimiento en la calidad del servicio público de distribución para cuya mejora efectiva resulta necesario aplicar los criterios oportunamente definidos en el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN previsto en las ACTAS ACUERDO antes mencionadas.

Que el objetivo de la política tarifaria que corresponde adoptar, no es la eliminación de los subsidios, sino redireccionar su aplicación hacia sectores de la población que, por sus condiciones de ingresos, es considerada vulnerable, a partir de los criterios indicados por el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES, dependiente de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN, transcriptos en el Anexo I del presente acto.

Que se hace necesario introducir ajustes a los valores de los cuadros tarifarios vigentes para la prestación del servicio de distribución, que permitan incrementar los ingresos de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. a efectos de mejorar la calidad de dicha prestación.

Que en las referidas ACTAS ACUERDO se estableció el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN, por el cual se determinan las tarifas y el régimen tarifario aplicables durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL, vigente hasta la aprobación del Cuadro Tarifario que resulte del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que dichas ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL, ratificadas por los Decretos N° 1.957/06 y N° 1.959/06 fueron previamente sometidas a un proceso de Audiencia Pública, la que fue convocada a través de la Resolución Conjunta N° 123 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 237 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 4 de marzo de 2005 y las Disposiciones UNIREN N° 1/05 y N° 3/05 de fechas 11 y 21 de marzo de 2005 respectivamente.

Que la realización de la Audiencia Pública posibilitó la participación y la expresión de opiniones de los usuarios y consumidores, así como también de distintos sectores y actores sociales, cuyos elementos de juicio fueron tenidos en cuenta en el análisis de la renegociación y motivaron modificaciones en las

ACTAS ACUERDO firmadas por las empresas concesionarias y finalmente ratificadas por el PODER EJECUCTIVO NACIONAL.

Que la PROCURACIÓN DEL TESORO DE LA NACIÓN emitió dictamen sobre dichas ACTAS ACUERDO sin formular objeciones a los términos y condiciones que integraron la renegociación contractual.

Que la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN, organismo descentralizado en el ámbito de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN, también tomó intervención, expresando no tener objeciones respecto del procedimiento llevado a cabo.

Que en cumplimiento de la normativa aplicable se dio intervención al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN, a los efectos de considerar el ACTA ACUERDO.

Que conforme a lo previsto en el Artículo 4° de la Ley N° 25.790, al no mediar el rechazo del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN, las ACTAS ACUERDO fueron ratificadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que dichas ACTAS ACUERDO definieron un RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN explicitando un cuadro tarifario y criterios para la aplicación de ajustes semestrales.

Que el reajuste a aplicar sobre el cuadro tarifario vigente de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. dentro del marco del RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN no constituye un cuadro tarifario resultante de la aplicación del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI), en los términos de la Cláusula Décimo Tercera de dichas ACTAS ACUERDO, ni la implementación de un nuevo cuadro tarifario sino la adecuación del existente al reajuste semestral pendiente, en el marco del proceso antes indicado, que fuera sometido a Audiencia Pública y a la aprobación de las autoridades y los poderes públicos mencionados.

Que EDENOR S.A. y EDESUR S.A. han realizado presentaciones ante el ENRE solicitando el reconocimiento de la real incidencia en sus costos de las variaciones de precios de la economía en los términos de lo dispuesto en el RÉGIMEN TARIFARIO TRANSITORIO en las mencionadas ACTAS ACUERDO.

Que en el marco del RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN emergente de las ACTAS ACUERDO antes mencionadas, el ENRE ha tenido información periódica sobre la situación financiera de ambas concesionarias, que le permiten contar con la información necesaria como para resolver un ajuste de los ingresos de EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Que por medio de las Resoluciones de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 433 y N° 434, ambas de fecha 27 de abril de 2007, se dispuso que el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL, en los términos de las ACTAS ACUERDO suscriptas entre la UNIREN y EDESUR S.A. y entre la UNIREN y EDENOR S.A., ratificadas respectivamente por Decreto N° 1.959/2006 y por Decreto N° 1.957/2006, está comprendido entre el día 6 de enero de 2002 y la efectiva entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que corresponde instruir al ENRE para que, dentro del marco de las ACTAS ACUERDO ratificadas por los Decretos N° 1.957/2006 y N° 1.959/2006 y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), proceda a definir un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., aplicando para ello el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN resultante de la aplicación del Numeral 4.2 y siguientes de la Cláusula Cuarta de dichas ACTAS ACUERDO, a efectos de que ambas Distribuidoras puedan prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica a su cargo.

Que dicho ajuste permitirá a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A. llevar a cabo las inversiones necesarias para una mejora en la calidad del servicio público a su cargo, aun cuando por las características de la inversión en infraestructura, las mejoras significativas de calidad de servicio se perciban en el mediano y largo plazo, siendo éste uno de los motivos por los que se ha declarado en emergencia el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en la Cláusula Décimo Quinta del ACTA ACUERDO ratificada por el Decreto N° 1.957/2006 y de la Cláusula Décimo Cuarta del ACTA ACUERDO ratificada por el Decreto N° 1.959/2006 deviene necesario establecer, en función de los criterios suministrados por el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES dependiente de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN, los parámetros que permitan definir el universo de usuarios que resulten alcanzados por la Tarifa Social a fin de cubrir la atención de las necesidades básicas de los sectores sociales económicamente vulnerables, a cuyos efectos corresponde instruir al ENRE para que proceda a su aplicación al momento de reajustar el valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Que los costos asociados a la diferencia entre la Tarifa Social y la que hubiere correspondido aplicar a los usuarios beneficiarios de dicho régimen serán solventados con recursos propios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. y del ESTADO NACIONAL en los términos de lo dispuesto en la Cláusula Décimo Quinta y Décimo Cuarta de las ACTAS ACUERDO, ratificadas por los Decretos N° 1.957/06 y N° 1.959/06 respectivamente.

Que a efectos de que los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar resulta conveniente que las facturas de servicio que se emiten en forma bimestral se instrumenten como una obligación de pago mensual, motivo por el cual resulta necesario instruir al ENRE para que lleve a cabo las modificaciones necesarias para su puesta en práctica.

Que la aplicación del ajuste del valor agregado de distribución en el cuadro tarifario de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., dentro del marco del RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN es una herramienta transitoria hasta que se lleve a cabo el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que resulta necesario instruir al ENRE para que dentro del ámbito de su competencia lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Que el Proceso de Revisión Tarifaria Integral implica definir los niveles de calidad de servicio esperados para la prestación del servicio público de electricidad, y determinar los costos asociados a su consecución, lo que se traduce en una propuesta de un nuevo cuadro tarifario, que se someterá a Audiencia Pública a efectos de resolver su aplicación después de haber evaluado las opiniones que se viertan en dicho ámbito.

Que dado que el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE) no obtuvo los efectos perseguidos en su instrumentación, resulta conveniente su derogación.

Que por Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2015 de este Ministerio se han definido criterios para instrumentar un sistema de premios al ahorro de energía eléctrica con incidencia en una disminución del Precio Estacional de la energía mayorista.

Que la Resolución del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS N° 2.000 de fecha 19 de diciembre de 2005 por la que se dispuso la intervención previa de la ex SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN al dictado de cualquier acto administrativo que involucre o incida sobre la fijación de precios, tarifas, subsidios, tasas y/o cargos, propiciado por los organismos y entes centralizados o descentralizados dependientes y/o vinculados administrativa o funcionalmente al citado ex Ministerio, resulta inadecuada en virtud de la actual organización ministerial.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente se dicta en virtud de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, por el Artículo 85 de la Ley N° 24.065, por el Numeral 25.2 de la Cláusula Vigésimo Quinta del ACTA ACUERDO suscrita entre la UNIREN y EDENOR S.A. y por el Numeral 24.2 de la Cláusula Vigésimo Cuarta del ACTA ACUERDO suscrita entre la UNIREN y EDESUR S.A. ratificadas, respectivamente, por los Decretos N° 1.957/2006 y N° 1.959/2006, por el Artículo 25 de la Ley N° 11.672, Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014) y por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Instruir al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico en el ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para que en ejercicio de facultades que le son propias efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., aplicando para ello el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN resultante de la aplicación del Numeral 4.2 y siguientes de la Cláusula Cuarta de las ACTAS ACUERDO celebradas entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y EDENOR S.A. y la citada UNIREN y EDESUR S.A., ratificadas respectivamente por los Decretos N° 1.957/2006 y N° 1.959/2006.

ARTÍCULO 2° — Instruir al ENRE a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. que resulten de la aplicación de los criterios que, como Anexo I, forman parte integrante del presente acto, definidos en cumplimiento de lo dispuesto en la Cláusula Décimo Quinta del ACTA

ACUERDO ratificada por el Decreto N° 1.957/2006 y de la Cláusula Décimo Cuarta del ACTA ACUERDO ratificada por el Decreto N° 1.959/2006.

El ENRE deberá aplicar las excepciones a los criterios establecidos en el Anexo I de la presente resolución que, con intervención previa del CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES dependiente de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN, o el órgano que resulte competente en la materia, estime convenientes por responder a la finalidad tutelar perseguida al instrumentar la Tarifa Social.

ARTÍCULO 3° — El ENRE, en ejercicio de facultades propias, deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por EDENOR S.A. y EDESUR S.A. y las adaptaciones pertinentes de las reglamentaciones vigentes.

ARTÍCULO 4° — Instruir al ENRE a incluir en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los Artículos 5° y 6° de la Resolución del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 6 de fecha 25 de enero de 2015.

ARTÍCULO 5° — Instruir al ENRE para que, dentro del ámbito de su competencia, lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

ARTÍCULO 6° — Dejar sin efecto el PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (PUREE) y, a tales efectos derogar, a partir de la puesta en vigencia de los valores tarifarios que se definan en virtud de lo dispuesto en los Artículos 1° y 2° de la presente resolución, el Anexo II de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 415 de fecha 28 de abril de 2004, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 801 de fecha 30 de julio de 2004, el Anexo I de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 745 de fecha 10 de mayo de 2005, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 931 de fecha 28 de julio de 2005, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1.063 de fecha 9 de septiembre de 2005, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1.037 del 27 de septiembre de 2007, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1.838 del 22 de noviembre de 2007, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 797 del 25 de julio de 2008, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1.170 del 31 de octubre de 2008, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 45 del 2 de marzo de 2010 y sus normas complementarias.

ARTÍCULO 7° — Disponer que, a partir de la publicación de esta medida, cesará la aplicación de los mecanismos que impliquen la transferencia de recursos a EDENOR S.A. y EDESUR S.A., por cuenta y orden del Fondo Unificado previsto en el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, para financiar planes de obra de dichas empresas, que se hubieran instrumentado mediante contratos de mutuo entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y EDENOR S.A. y EDESUR S.A., con crédito a favor del Fondo de Estabilización, en los términos de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 10 de fecha 24 de enero de 2014, la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 65 de fecha 26 de septiembre de 2014 y las ampliaciones sucesivas efectuadas por dicha ex Secretaría.

CAMMESA deberá, a partir del 1° de febrero de 2016, suspender hasta nueva instrucción, todos los efectos de los contratos de mutuo celebrados con EDESUR S.A. en el marco de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 10/14 y con EDENOR S.A., como resultado de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 65/14, en particular, la cesión de créditos instrumentada como garantía de cumplimiento.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio deberá instruir a CAMMESA a resolver sobre cuestiones relativas a la interpretación y aplicación de lo resuelto en el presente artículo.

La citada Secretaría impartirá las instrucciones que fueran necesarias al Comité de Ejecución de los Fideicomisos creados por Resolución ENRE N° 347 de fecha 23 de noviembre de 2012, a efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo y deberá, además, disponer las acciones necesarias para proceder al cierre de los respectivos Fideicomisos.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA podrá delegar en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA la ejecución de las acciones encomendadas en los párrafos precedentes.

ARTÍCULO 8° — Establecer que EDENOR S.A. y EDESUR S.A. no podrán distribuir dividendos conforme con las Cláusulas 7.4 de las respectivas ACTAS ACUERDO ratificadas por los Decretos N° 1.957 y N° 1.959, ambos de fecha 28 de diciembre de 2006.

ARTÍCULO 9° — Establecer que EDENOR S.A. y EDESUR S.A., dentro de los DIEZ (10) días hábiles posteriores a la publicación de la presente, deberán ajustarse a lo estipulado en las Cláusulas 21.1 y 22.1 de las ACTAS ACUERDO ratificadas por los Decretos N° 1.957/2006 y N° 1.959/2006, con relación a todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiesen realizado contra el ESTADO NACIONAL, la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y/o el ENRE, referentes al cumplimiento de la Cláusula 4.2 de dichas ACTAS ACUERDO.

ARTÍCULO 10. — Derogar la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 32 de fecha 11 de marzo de 2015, a partir de la entrada en vigencia de la resolución del ENRE que oportunamente implemente lo dispuesto en el Artículo 1° de la presente.

ARTÍCULO 11. — Derogar la Resolución del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS N° 2.000 de fecha 19 de diciembre de 2005.

ARTÍCULO 12. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN, Ministro de Energía y Minería.

ANEXO I

CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DE LA TARIFA SOCIAL

Criterio de elegibilidad
• Ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional.
• Personas con empleo en relación de dependencia, que perciben una remuneración bruta menor o igual a 2 Salarios Mínimos Vital y Móvil (SMVM).
• Ser titular de programas sociales.
• Estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social.
• Estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del Servicio Doméstico (artículo 21 de la Ley N° 25.239).
• Estar percibiendo el seguro de desempleo.
• Contar con certificado de discapacidad.

Criterios de exclusión del beneficio
• Cruce por padrón de fallecidos.
• Registro de propiedad Inmueble —quedará excluido cuando sea titular de más de uno.
• Padrón de Automotores —quedarán excluidos aquellos cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad.
• Embarcaciones de lujo —quedarán excluidos quienes posean aeronaves o embarcaciones de lujo.

RESOL 2016-25-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.339, del 28/01/2016

Delegase en la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA el ejercicio determinadas funciones.

BUENOS AIRES, 16 DE MARZO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0044079/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Ley N° 24.065, la Ley N° 15.336, el Decreto N° 1.398 de fecha 6 de agosto de 1992, el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015, y el Decreto N° 231 de fecha 22 de diciembre de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 se creó el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA con el objetivo de priorizar y jerarquizar la planificación, el desarrollo y la implementación de la política energética y minera.

Que a través del Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015, este Ministerio absorbió las funciones de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y de la ex SECRETARÍA DE MINERÍA, ambas del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y de sus organismos descentralizados y desconcentrados.

Que mediante el Decreto N° 231 de fecha 22 de diciembre de 2015, se aprobó la estructura organizativa del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y se transfirió la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA con sus unidades organizativas dependientes, organismos descentralizados y desconcentrados, de la órbita del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS a la órbita de este Ministerio, la que pasó a denominarse SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017.

Que la gravedad de la situación existente en el Sector Eléctrico requiere que la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA pueda ejercer las facultades previstas en el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, a efectos de implementar las medidas necesarias que permitan administrar la multiplicidad de temas sectoriales que son necesarios para poder resolver los diferentes aspectos que llevaron a declarar la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional, sin perjuicio de las facultades que corresponden este Ministerio.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 2° del Reglamento de Procedimientos Administrativos aprobado por el Decreto 1.759/72 (t.o. 1991).

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Delégase en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO de ENERGÍA Y MINERÍA el ejercicio de las siguientes funciones:

a) Modificar el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y el Reglamento de Conexión y Uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en los términos de los Artículos 12 y 13 del Decreto N° 2.743 de fecha 29 de diciembre de 1992; regular el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional conforme con los Artículos 6 inciso b) y 7 del Decreto N° 974 de fecha 18 de septiembre de 1997; modificar la normativa contenida en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” descriptos en el Anexo I a la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA, OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

b) Definir los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que deberán reunirse para la incorporación al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de distribuidores y grandes usuarios en los términos del Artículo 3° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995 y del Artículo 10 del Decreto N° 1.398 de fecha 6 de agosto de 1992 y de autorizar los ingresos de nuevos actores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

c) Dictar las normas que establezcan las modalidades de operación y contratación dentro del ámbito al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

d) Autorizar la importación y exportación de energía eléctrica.

e) Resolver los recursos de alzada que se interpongan contra los actos que dicte el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) con carácter definitivo y agotando la vía administrativa en los términos del Artículo 76 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación aprobada por el Decreto N° 1398 de fecha 6 de agosto de 1992.

f) Ejercer las funciones que competen, por la Ley N° 15.336, a este Ministerio dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE).

g) Administrar el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior de acuerdo a las pautas establecidas por la Ley N° 15.336.

ARTÍCULO 2° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN, Ministro de Energía y Minería.

RESOL 2016-44-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33356, del 13/042016

Establecese que el cargo de Director Titular de las Acciones Clase “A” y la Presidencia del Directorio de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) serán ejercidos por el Titular de la Secretaria de Energía Eléctrica de este Ministerio.

BUENOS AIRES, 07 DE ABRIL DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0039875/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 fue creado el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que por medio del Decreto N° 231 de fecha 22 de diciembre de 2015 se aprobó la conformación organizativa de este Ministerio, de acuerdo con el Organigrama que como Anexo I forma parte integrante del citado Decreto.

Que conforme al párrafo quinto del Artículo 3° del Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992, sustituido por el Artículo 2° del Decreto N° 172 de fecha 27 de diciembre de 2007, el titular del citado ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS era quien debía ejercer el cargo de Presidente del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que, asimismo, el Decreto citado autoriza la delegación del ejercicio de la Presidencia del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), por un período determinado, en la persona que se designe a tal efecto.

Que por el Artículo 12 del Decreto N° 231/2015, los derechos derivados de las acciones del ESTADO NACIONAL en las sociedades mencionadas en la Planilla Anexa al referido artículo que hubieren sido asignadas al ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, serán ejercidos por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que en función de la normativa citada, en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas y Especial de Accionistas de la Clase “A”, de fecha 6 de enero de 2016, el suscripto, en representación del Accionista ESTADO NACIONAL propuso la designación del Secretario de Energía Eléctrica, Ingeniero Alejandro Valerio SRUOGA, como Presidente y Director Titular por la Clase “A” de acciones de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que el artículo 9° del estatuto social de la referida Compañía administradora, aprobado por el Decreto N° 1.192/1992 y sus modificatorios, establece que la duración del mandato de los Directores es por el término de un ejercicio.

Que más allá de la designación efectuada en el marco de la referida Asamblea para el ejercicio anual en curso, resulta conveniente establecer que el ejercicio del cargo de Director Titular de las Acciones Clase “A” y la Presidencia del Directorio de la Compañía queda delegado en el titular de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, dado que es la autoridad competente para participar en la ejecución de la política nacional en materia de energía eléctrica, según lo establece el Decreto N° 231/2015.

Que, por otra parte, resulta necesario modificar y actualizar las normas de constitución y composición de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el Artículo 3° del Decreto N° 1.192/1992, sustituido en su párrafo quinto por el Artículo 2° del Decreto N° 172/2007, el Decreto N° 13/2015 y el Artículo 12 del Decreto N° 231/2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Establécese que el cargo de Director Titular de las Acciones Clase “A” y la Presidencia del Directorio de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) serán ejercidos por el titular de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio.

ARTÍCULO 2° — Instrúyese al Secretario de Energía Eléctrica para que, en ejercicio de los derechos societarios correspondientes al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, promueva los actos necesarios para modificar el estatuto de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a fin de adecuar sus Artículos 5°, 8° y 9° al cambio de titularidad de las Acciones Clase “A” de dicha Compañía.

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN, Ministro de Energía y Minería.

RESOL 2016-71-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33381, del 18/052016

Disponese el inicio del proceso de Convocatoria Abierta para la Contratación en el MEM de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación, en adelante el "PROGRAMA RENOVAR (RONDA 1)", en orden al cumplimiento de los objetivos de Contribución de Fuentes de Energía Renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 Y 8° de la Ley N° 27.191.

BUENOS AIRES, 17 DE MAYO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196327/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 y 531 de fecha 30 de marzo de 2016, y

CONSIDERANDO:

Que el uso de las fuentes renovables con destino a la producción de energía eléctrica, constituye una política de Estado de largo plazo con aptitud para asegurar los beneficios de las energías limpias para el país y sus habitantes.

Que la Ley N° 27.191 modifica y amplía la Ley N° 26.190 en lo relativo al establecimiento del "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA".

Que la mencionada Ley N° 27.191 incluye, entre otros, los siguientes aspectos: (i) Creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER); (ii) Establecimiento de la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al cumplimiento de los objetivos del Régimen de Fomento; y (iii) Tratamiento de la Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables.

Que la Ley N° 27.191 establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017, incrementándose hasta el VEINTE POR CIENTO (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

Que la expansión del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica —como finalidad principal del Régimen de Fomento— tiene consecuencias favorables para el país ya que implica, entre otras, una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción tanto del consumo de combustibles tipo fósil como de la emisión de gases de efecto invernadero y la contribución a la mitigación del cambio climático.

Que asimismo resulta necesario armonizar las disposiciones de la Ley N° 27.191 y su reglamentación, con los preceptos regulatorios aplicables en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a los efectos de la correcta operatoria en dicho mercado.

Que el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 aprobó la reglamentación de la Ley 26.190, modificada por la Ley N° 27.191 y derogó el Decreto N° 562/2009.

Que el Artículo 12 del ANEXO II del Decreto N° 531/2016, prescribe que la Autoridad de Aplicación debe disponer las medidas que sean conducentes para la incorporación al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables, mediante procedimientos públicos y competitivos, a los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191.

Que el Artículo 8° de la Ley N° 27.191 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deben contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la misma.

Que en tal sentido, el citado Artículo 12° del ANEXO II del Decreto N° 531/2016, establece también que el precio de los contratos que en la presente se denominan Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable (CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO), será trasladado al precio de adquisición de la energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que abona la demanda.

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que se considera oportuno y conveniente dar inicio al proceso de convocatoria pública para la contratación de energía eléctrica de fuentes de generación renovables, denominado “Programa RenovAr” (Ronda 1), mediante un esquema que fomente la transparencia y calidad del proceso de la convocatoria, sometiendo a consulta pública una versión preliminar del PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES DE LA CONVOCATORIA ABIERTA NACIONAL E INTERNACIONAL PARA LA PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LOS AGENTES DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Que durante el período de consulta, quienes acrediten ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su interés en el proceso, podrán efectuar comentarios, observaciones y sugerencias sobre la documentación preliminar publicada, teniendo en miras el mejor cumplimiento de los objetivos de interés público que dan causa a la Convocatoria Abierta que se inicia por la presente.

Que a tal fin el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuyas funciones han sido asignadas a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) por Decreto N° 1192 de fecha 10 julio de 1992, publicará la aludida documentación y administrará el proceso de recepción y clasificación de observaciones y sugerencias para su remisión a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA al vencimiento del plazo establecido para Consulta Pública.

Que por otra parte, en el Proceso de Convocatoria abierta a presentar ofertas, las ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables de generación que resulten admisibles y seleccionadas serán objeto de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE (CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO) en las que el Agente Generador del MEM identificado en la respectiva oferta será la parte vendedora.

Que durante la vigencia de la Emergencia declarada por el Decreto N° 134/2015 se considera conveniente mantener transitoriamente en la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) la representación de la demanda de los Distribuidores y los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como parte compradora en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO del Mercado a Término del MEM.

Que, con el objeto de atraer las inversiones necesarias y reducir el costo del financiamiento y consecuentemente el precio de la energía eléctrica renovable, se han previsto mecanismos de aseguramiento de pago de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO a través del funcionamiento del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Que, con la misma finalidad, corresponde el aseguramiento del pago de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, otorgándoles la prioridad de pago que en la presente se establecen.

Que adicionalmente, en orden a la importancia que tiene preservar la integridad de la cadena de pagos para la seguridad y continuidad del servicio eléctrico, y sin perjuicio del esquema de garantías previsto contractualmente, debe tenerse en cuenta que el Artículo 84 de la Ley N° 24.065 establece el procedimiento ejecutivo de cobro incluso para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

Que en consecuencia se considera conveniente posibilitar que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, documente y en su caso certifique, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro, en representación del Agente Generador del MEM Vendedor en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda en mora de los Agentes Demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, del Agente Vendedor solicitante.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS, dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, Artículos 35, 36 y 84 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Reglamentación aprobada por Decreto N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, y los Artículos 5° y 8°, del Anexo I, y 9° y 12, del Anexo II, del Decreto 531 de fecha 30 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Dispónese el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, en adelante el "Programa RenovAr (Ronda 1)", en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191.

A tal efecto sométase a Consulta Pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista, en adelante "PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1)", que será remitida a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para su publicación. Asimismo, en el plazo de CINCO (5) días hábiles de publicada la presente, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio remitirá a CAMMESA las versiones preliminares de los restantes documentos relacionados con la convocatoria, para su publicación en consulta.

Art. 2° — El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuyas funciones han sido asignadas a CAMMESA (Decreto N° 1.193 de fecha 17 de julio de 1992) publicará en el plazo de VEINTICUATRO (24) horas de recibida, la aludida documentación por el término de VEINTE (20) días corridos (en adelante Período de Consulta Pública), durante el cual los interesados en el proceso que se inicia por la presente, que cumplan con los requisitos establecidos en el artículo siguiente, podrán efectuar observaciones o sugerencias que entiendan útiles al cumplimiento de los objetivos de interés público involucrados.

La publicación, sin perjuicio de otros medios, deberá efectuarse a través de la página de Internet de CAMMESA.

Art. 3° — Los interesados en presentar observaciones y sugerencias deberán a tal efecto identificarse previamente ante el OED mediante escrito firmado en soporte papel, que podrá adelantarse digitalizado, y que contenga lo siguiente:

1) Nombre o Razón Social del interesado

2) DNI del interesado o CUIT si se trata de persona jurídica

3) Identificación del apoderado o representante legal de la persona jurídica firmante, con certificación notarial de identidad y personería invocados.

4) Datos de Contacto: Domicilio Legal, dirección de correo electrónico y teléfono.

5) Actividad principal.

6) Justificación de su interés en el Programa RenovAr (Ronda 1).

El OED no considerará a los efectos de su clasificación y ordenación las presentaciones que se efectúen sin cumplimiento de lo aquí dispuesto o justificación razonablemente suficiente del interés del presentante.

Art. 4° — El Período de Consulta se establece con el objeto de posibilitar la contribución de los interesados a la mejor adecuación del PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1) a los objetivos del referido programa, atendiendo al marco legal general y sectorial, a las condiciones del sistema eléctrico y de la economía.

Art. 5° — Durante el Período de Consulta Pública se recibirán exclusivamente observaciones y/o sugerencias sobre las cuestiones objeto de consulta; no se aceptarán peticiones ni ofertas relacionadas con el Proceso.

Art. 6° — El ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) clasificará y ordenará por tema e identificando aspectos relevantes las observaciones y sugerencias recibidas de los interesados y, dentro de los CINCO (5) días hábiles de finalizado el Período de Consulta, lo elevará a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente de este Ministerio para su consideración por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES considerará las observaciones recibidas a través del ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) y efectuará las adecuaciones y modificaciones que estime corresponder sobre el PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1) y elaborará el PLIEGO RenovAr

(Ronda 1) y su documentación complementaria para la Convocatoria Abierta a presentar ofertas dentro del plazo máximo de DIEZ (10) días de recibido el informe de observaciones del OED.

La presentación de observaciones o sugerencias no genera derecho alguno para el interesado a obtener un pronunciamiento sobre su presentación por parte del OED ni de las autoridades públicas intervinientes como tampoco, en consecuencia, la obligación de estos de pronunciarse.

Art. 7° — El Cronograma completo del Programa RenovAr (Ronda 1) se establecerá como Anexo I del PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1).

Art. 8° — En el Proceso de Convocatoria Abierta a presentar Ofertas, las ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables de generación que resulten adjudicadas, serán objeto de un Contrato del Mercado a Término denominado Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable (CONTRATO DE ABASTECIMIENTO).

Art. 9° — El CONTRATO DE ABASTECIMIENTO tendrá las siguientes características y contenidos principales:

1) Objeto del Contrato: La venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) desde la fecha de habilitación comercial de la Central de Generación en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.

2) Parte Vendedora: El Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta sea aceptada conforme lo dispuesto en esta resolución y normativa complementaria dictada por la Secretaría de Energía Eléctrica.

3) Parte Compradora: La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM— con el objeto de alcanzar los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados a partir del 31 de Diciembre de 2017 para la demanda de energía eléctrica en el MEM.

4) Vigencia: Hasta un máximo de VEINTE (20) años desde la entrada en operación.

5) Tipo y tecnología de la energía a suministrar.

6) Energía comprometida a entregar por año.

7) Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.

8) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR HORA (U$S/MWh).

9) Las condiciones de la garantía de cumplimiento del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO de la parte vendedora.

10) El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) del equipamiento de generación de la Central que integra la correspondiente oferta aceptada (nodo del Agente Vendedor).

11) El régimen de sanciones contractuales por incumplimiento.

12) La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la Cuenta de Garantía del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7°, inciso b), del Anexo II del Decreto N° 531/2016.

13) La prioridad de pago de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO será primera en el orden de prelación, equivalente a la que tienen los Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA). Esta prioridad se mantendrá sin perjuicio de que en el futuro se implemente un sistema de recaudación exclusivo que se aplique a lo abonado por la demanda por los CONTRATO DE ABASTECIMIENTO.

La operatoria de la Central en el MEM se regirá por el Marco Regulatorio Eléctrico conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, particularmente Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios en el MEM establecidos por Resolución Ex SEE N° 61 de fecha 19 de abril de 1992 y sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos).

Art. 10. — Las ofertas presentadas en el marco del Proceso de Convocatoria Abierta a presentar Ofertas, serán analizadas técnica y económicamente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Las ofertas deberán cumplir con los requisitos legales y técnicos exigidos para su calificación, incluyendo:

1) Documentación Legal y Contable.

2) Memoria descriptiva del Proyecto.

3) Evaluación de disponibilidad del recurso.

4) Características técnicas de la oferta.

5) Tecnología y producción estimada de energía.

6) La habilitación ambiental otorgada por la autoridad competente, al momento de la presentación de las ofertas, y deberá asegurar el cumplimiento íntegro de la normativa ambiental aplicable durante la construcción, al momento de la puesta en servicios del equipamiento de generación o las unidades generadoras involucradas, y durante toda la vida de los proyectos.

Las ofertas calificadas serán evaluadas económicamente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mediante una metodología que estará definida en el PLIEGO y que tendrá en consideración:

1) El cumplimiento de los requisitos del proyecto y del oferente que se establezcan en el PLIEGO RenovAr (Ronda 1), el “Sobre A”.

2) El cumplimiento de los requisitos para el otorgamiento del Certificado de Inclusión al Régimen de Fomento que se establecerán en el PLIEGO RenovAr (Ronda 1), de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 531/2016 y las normas complementarias.

3) El precio ofertado, en DOLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS (U$S/MWh) el “Sobre B”.

4) La localización del proyecto y el nodo de interconexión.

5) La fecha comprometida de entrada en servicio comercial.

Se definirá un precio máximo para la adjudicación de las ofertas para satisfacer el objetivo de la convocatoria.

Esta Autoridad de Aplicación podrá rechazar todas y cada una de las ofertas presentadas de considerar que los precios ofertados son inconvenientes o no se cumplen los objetivos de la convocatoria, sin que ello genere derecho a indemnización alguna a favor de los oferentes.

Art. 11. — La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA), mientras asuma la representación de la demanda de los Distribuidores y los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como parte compradora en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO del Mercado a Término del MEM, emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, todo de acuerdo a Los Procedimientos del MEM.

Art. 12. — El precio de los Contratos objeto del proceso al que se da inicio por la presente resolución integrará el Precio de Referencia a Distribuidores en el MEM.

Art. 13. — La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emitirá la documentación comercial correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO durante la vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134/2015 o hasta el dictado de la regulación que transfiera dicha emisión a los Agentes Vendedores.

En tanto la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la aludida documentación comercial certificará, conforme a las constancias publicadas en el Documento de Transacciones Económicas, en favor del Agente vendedor en un CONTRATO DE ABASTECIMIENTO que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda mensual en mora de los Agentes Demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO del Agente Vendedor solicitante.

Art. 14. — Notifíquese la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Art. 15. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

RESOL 2016-72-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33381, del 18/052016

Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables. Aprobación.

BUENOS AIRES, 17 DE MAYO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196322/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA, lo dispuesto en las Leyes N° 26.190 y N° 27.191 y en el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado Régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generaciones existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que mediante el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 se reglamentaron las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5° del Anexo I del Decreto N° 531/2016, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha sido designado como Autoridad de Aplicación de dicho Régimen, sin perjuicio de las competencias que le corresponden al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS en las cuestiones de índole tributaria y fiscal.

Que entre las competencias atribuidas al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA en su calidad de Autoridad de Aplicación se incluyen en los Artículos 8° y 9° del Anexo I y 14 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 la reglamentación de los procedimientos para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables (en adelante, el “Certificado de Inclusión”) y de los beneficios fiscales correspondientes.

Que resulta necesario establecer el procedimiento por el cual podrán obtener el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes las personas jurídicas titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios de obras nuevas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables por los respectivos proyectos que se desarrollen en el marco de contratos individuales celebrados con los sujetos incluidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 —sea en forma directa o a través de comercializadores— o que se traten de proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Que, con el fin de simplificar los procedimientos, resulta conveniente prever que los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos estén asociados a una oferta en el o los procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que este Ministerio designe, según lo dispuesto en los Artículos 9° y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016, obtendrán el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios fiscales solicitados, en caso de resultar adjudicatarios y celebrar el Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica respectivo con el ente contratante. Por lo tanto, corresponde establecer que en estos casos la solicitud de los beneficios y su cuantificación se realizará en el marco del procedimiento competitivo en el que se presente el interesado, aclarando que para ello se deberán aplicar los mismos criterios que se establecen en la presente para el universo de generadores incluidos en el párrafo anterior, de modo de mantener un trato igualitario para todos los interesados en acceder al RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

Que es necesario establecer el procedimiento para el control de las inversiones y la aplicación de los beneficios fiscales, aplicable a todos los beneficiarios del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, independientemente de que hubieren obtenido el Certificado de Inclusión y los beneficios promocionales mediante el procedimiento aprobado por la presente resolución o por haber resultado adjudicatarios y celebrado un Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica respectivo con el ente contratante.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los Artículos 8° y 9° del Anexo I, y 14 del Anexo II y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

Artículo 1° — Apruébase el “PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE INCLUSIÓN EN EL RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”, que como ANEXO I forma parte integrante de la presente, el que será aplicable a los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se desarrollen en el marco de contratos individuales celebrados con los sujetos incluidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 —sea en forma directa o a través de comercializadores— o que se traten de proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, tanto para los que operarán en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como fuera de él.

Art. 2° — Establécese que los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se presenten en el marco de los procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que este Ministerio designe, según lo dispuesto en los Artículos 9° y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016, obtendrán el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios promocionales solicitados, en caso de resultar adjudicatarios y celebrar el Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica respectivo con el ente contratante.

A tales efectos, la solicitud de los beneficios y su cuantificación se realizarán en el marco del procedimiento de contratación en el que se presente el interesado, aplicando los mismos criterios que se establecen en el procedimiento aprobado por el Artículo 1° de la presente resolución, de acuerdo con lo que dispongan los pliegos y demás documentación del procedimiento respectivo.

Art. 3° — Apruébase el “PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LAS INVERSIONES Y LA APLICACIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES”, que como ANEXO II forma parte integrante de la presente medida, el que será aplicable a todos los beneficiarios del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, independientemente de que hubieren obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios fiscales correspondientes mediante el procedimiento aprobado por el Artículo 1° de la presente medida o por haber resultado adjudicatarios y celebrado el Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica respectivo con el ente contratante, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 2° de la presente resolución.

Art. 4° — Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio, a dictar todas las normas aclaratorias y complementarias de la presente resolución.

Art. 5° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

ANEXO I

PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE INCLUSIÓN EN EL RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo I

Presentación

ARTÍCULO 1°.- PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD. Los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se desarrollen en el marco de contratos celebrados con los sujetos incluidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 —sea en forma directa o a través de comercializadores— o que se traten de proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, interesados en obtener el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables previsto en el Artículo 8° del Anexo I del Decreto N° 531/2016 (en adelante, el "Certificado de Inclusión") y los beneficios fiscales contemplados en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y en el Artículo 14 de la última ley citada, deberán presentar su solicitud de acuerdo con lo establecido en la presente resolución.

Los formularios que se mencionan en los artículos siguientes de este Anexo deberán completarse en forma electrónica mediante el Sistema Informático dispuesto en el sitio web de este Ministerio (www.energia.gob.ar). Además, deberán presentarse impresos y debidamente suscriptos únicamente en los casos en que así se lo solicita en forma expresa en este Reglamento.

ARTÍCULO 2°.- PERSONA JURÍDICA TITULAR. La persona jurídica titular de un proyecto podrá ser:

a) una Sociedad Vehículo de Propósito Específico,

b) una Sociedad de cualquier tipo que presente un proyecto en carácter de Autogeneradora o Cogeneradora, dentro del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) o fuera de él, o

c) una Sociedad Patrocinante.

Con excepción del caso previsto en el inciso a), la persona jurídica podrá solicitar el Certificado de Inclusión de más de un proyecto, en cuyo caso deberá presentar un "Formulario de Alta de Proyecto" por cada uno, generando un expediente individual con su correspondiente número de NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO (NIPRO) y su número de registro asignado por el Ministerio.

Sin perjuicio de que se habilite a solicitar el Certificado de Inclusión por más de un proyecto, para obtener dicho Certificado al finalizar el presente procedimiento cada proyecto deberá estar asociado a una Sociedad Vehículo de Propósito Específico.

En todos los casos, al finalizar el presente procedimiento la persona jurídica titular del proyecto deberá ser Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (Agente MEM).

Las personas humanas podrán participar como integrantes de algunos de los tipos de personas jurídicas mencionados en el presente artículo, sin perjuicio de la posibilidad de gozar a título personal del beneficio consistente en la exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades, cuando corresponda.

ARTÍCULO 3°.- REQUISITOS. A los efectos de formalizar la solicitud, las personas jurídicas titulares de proyectos de inversión —incluidos los proyectos de autogeneración y cogeneración— y/o concesionarios de obras nuevas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, deberán obtener un NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DE EMPRESA (NIDE) y un NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO (NIPRO). Para ello, luego de darse de alta como usuarios en el Sistema, los interesados deberán completar y presentar el formulario denominado "A Formulario de Alta de Empresa" debidamente firmado por su representante legal, con dicha firma certificada por escribano público. El Sistema requerirá como mínimo la siguiente información y documentación respaldatoria para habilitar la impresión del Formulario:

a) Razón Social de la persona jurídica solicitante.

b) Clave Única de Identificación Tributaria (C.U.I.T.).

c) Domicilio Legal.

d) Domicilio constituido en el ámbito de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en los términos de los Artículos 19 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72 T.O. 1991, donde serán válidas todas las notificaciones vinculadas con el presente procedimiento.

e) Correo electrónico institucional.

f) Número de teléfono.

g) Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias, debidamente inscriptos, el que debe incluir como objeto social la generación de energía eléctrica.

h) Carácter en el que se presenta la persona jurídica con relación al proyecto: Sociedad Vehículo de Propósito Específico, Autogeneradora o Cogeneradora, o Sociedad Patrocinante.

i) Nombre y apellido del apoderado o representante legal que firma la solicitud.

j) Copia certificada por escribano público del poder del representante legal.

El Sistema generará automáticamente un NIDE y habilitará la impresión del formulario mencionado desde la página web del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA. Una vez impreso, el representante legal deberá presentarse con la documentación respaldatoria —mencionada en los incisos g) y j) precedentes— en la Mesa General de Entradas de este Ministerio, donde será verificada su identidad y se abrirá un expediente identificado con un número de registro asignado por el Ministerio,

Con su NIDE y número de registro, el interesado podrá habilitar en el Sistema la carga de proyectos.

Cuando sean completados una serie de datos mínimos y obligatorios indicados por el Sistema, en el formulario denominado “B - Formulario de Alta de Proyecto”, se asignará automáticamente un NIPRO.

Con el NIPRO, el Sistema permitirá al usuario comenzar con el proceso de carga de información del proyecto del que se trate.

Con el fin de obtener el Certificado de Inclusión de cada proyecto el interesado deberá cargar en el Sistema y, en su caso, presentar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la información y documentación que se indica a continuación:

1) Presentación de Balance y Estados Contables del último ejercicio cerrado.

Los Estados Contables deberán estar certificados por contador público y legalizados en el colegio profesional respectivo y debidamente auditados por un consultor independiente, a cuyo efecto se acompañará el informe de auditoría correspondiente. En caso de que la presentante sea una Sociedad Vehículo de Propósito Específico, sus socios deberán presentar el Balance y Estados Contables del último ejercicio cerrado, si son personas jurídicas, o las últimas declaraciones juradas presentadas ante la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS del Impuesto sobre los Bienes Personales y del Impuesto a las Ganancias, si son personas humanas.

2) Acreditación del cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud.

Para la acreditación por parte del interesado del cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la presentación del proyecto respectivo, se aceptará la presentación del certificado fiscal para contratar emitido por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS —Resolución General AFIP N° 1.814/05 y sus modificaciones—. Asimismo, el interesado deberá contar con un certificado fiscal para contratar vigente durante el lapso que dure su incorporación al régimen.

3) Proyecto de inversión. Deberá darse cumplimiento a lo establecido en el Artículo 4° del presente Anexo. Además, deberá completarse el formulario denominado “C - Cronograma de Ejecución de Obras”, en el que deberán detallarse especialmente las fechas programadas de:

a) Comienzo de construcción,

b) Cumplimiento del principio efectivo de ejecución en los términos del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191,

c) interconexión, y

d) Habilitación comercial.

4) Definición de los beneficios fiscales solicitados y su cuantificación detallada. Deberá darse cumplimiento a lo establecido en el Artículo 5° del presente Anexo.

5) Declaración jurada —rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes— especificando que los beneficios fiscales solicitados no han sido financiados mediante los regímenes establecidos en las Leyes Nros. 25.019 y 26.360 o similar.

En caso de que el proyecto de inversión presentado hubiere obtenido los beneficios previstos en las leyes citadas en el párrafo anterior y siempre que no hubiere comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados, el titular deberá presentar una declaración jurada de

renuncia o desistimiento de los beneficios mencionados, la que tendrá eficacia a partir de la efectiva incorporación del interesado en el RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES mediante el otorgamiento del Certificado de Inclusión, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 13 del Anexo I del Decreto N° 531/2016.

A tales efectos deberá completarse el formulario denominado “D - No aplicación Regímenes Leyes 25.019 y 26.360”, o bien, el “E - Renuncia Regímenes Leyes 25.019 y 26.360”, según corresponda, y presentarse impreso y debidamente suscripto.

6) Declaración jurada —rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes— especificando que respecto del proyecto presentado no se ha celebrado contrato alguno bajo las Resoluciones Nros. 220 de fecha 18 de enero de 2007, 712 de fecha 9 de octubre de 2009 y 108 de fecha 29 de marzo de 2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

En caso de que por el proyecto de inversión presentado se hubiere celebrado un contrato bajo las resoluciones citadas en el párrafo precedente que se encontrare vigente y siempre que no se hubiere comenzado la ejecución de las obras comprometidas en aquél, el titular deberá presentar una declaración jurada por la cual preste su conformidad a la rescisión bilateral del contrato celebrado, sin culpa de las partes y sin derecho a reclamos por ninguna de ellas. La rescisión bilateral se formalizará únicamente en caso de que el interesado obtenga el Certificado de Inclusión, a cuyos efectos este Ministerio emitirá las instrucciones correspondientes a los entes contratantes. En estos casos, el Certificado de Inclusión obtenido únicamente será eficaz luego de que se formalice la rescisión bilateral en los términos indicados precedentemente.

A tales efectos deberá completarse el formulario denominado “F - No aplicación Resoluciones SE 220/07, 712/09 y 108/11”, o bien, el “G - Rescisión Resoluciones SE 220/07, 712/09 y 108/11”, según corresponda, y presentarse impreso y debidamente suscripto.

7) Comprobante —en caso de que se haya dispuesto la continuidad de la explotación de la sociedad en estado de quiebra— o declaración jurada —rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes— de la que surja que los peticionantes no se encuentran comprendidos en ninguna de las situaciones previstas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

A tales efectos deberá completarse el formulario denominado “H - Art. 11 Ley 26.190, incs. a), b), c) y d)” y presentarse impreso y debidamente suscripto.

8) Comprobante del desistimiento de las acciones y derechos a que se refiere la parte final del último párrafo del Artículo 11 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, o, en su defecto, renuncia —rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes— a la promoción de las acciones judiciales o administrativas respecto de los supuestos que menciona dicha norma. La renuncia tendrá eficacia a partir de la efectiva incorporación del interesado en el RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES mediante el otorgamiento del Certificado de Inclusión

A los efectos de la renuncia, deberá completarse el formulario denominado “I - Renuncia Art. 11 Ley 26.190” y presentarse impreso y debidamente suscripto.

ARTÍCULO 4°.- INFORMACIÓN DEL PROYECTO. Con el fin de permitir la evaluación técnica del proyecto a los efectos de obtener el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales que se soliciten, el interesado deberá presentar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la información y documentación que se indica a continuación:

a) Memoria descriptiva del proyecto.

La memoria descriptiva del proyecto deberá contener una propuesta técnica sintética que identifique su alcance y características generales, acompañando los planos y esquemas que la clarifiquen.

b) Disponibilidad del inmueble.

La persona jurídica presentará la documentación, debidamente legalizada, que acredite la disponibilidad del inmueble durante toda la vigencia que se prevea para el proyecto del que se trate, mediante un título de propiedad sin gravámenes ni inhibiciones al titular, un contrato de alquiler o usufructo y/u opción irrevocable de alquiler o usufructo y/o un compromiso irrevocable traslativo de dominio.

Los límites del o de los inmuebles afectado/s al correcto funcionamiento del proyecto estarán identificados claramente con sus respectivas coordenadas geográficas y a través de las planchetas de catastro correspondientes.

En el caso de bienes de dominio público se deberán acompañar los actos administrativos que permitan la utilización sin restricciones del inmueble.

c) Disponibilidad o factibilidad del recurso.

Sin perjuicio de las habilitaciones ambientales tratadas en el apartado d) de este artículo, todo proyecto deberá garantizar que el recurso que se prevé explotar se encuentre disponible y sin restricciones para su utilización, en las cantidades y calidades previstas por el presentante para su proyecto, teniendo en cuenta al menos los siguientes aspectos:

1. Título jurídico habilitante para la utilización del recurso.

En los casos en que los recursos naturales a ser utilizados como fuente energética estén afectados al dominio público y requieran una concesión para su aprovechamiento otorgada por autoridad competente de acuerdo con la normativa vigente —con especial atención a la utilización de recursos marítimos, hidrológicos y geotérmicos—, los interesados deberán presentar los actos administrativos legalizados que permitan su utilización.

2. Provisión del recurso.

En el caso de recursos naturales provistos por terceros, se deberá acompañar la documentación que avale el compromiso de entrega de aquéllos, tanto a través de instrumentos que comprometan la provisión durante un plazo prudencial como a través de estructuras societarias que comprometan a la utilización sin restricciones de los recursos. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES se pronunciará sobre la solidez de la propuesta realizada.

Cuando se trate de un proyecto de Autogeneración o Cogeneración, también podrá ser solicitada información vinculada con la disponibilidad de los subproductos energéticos que sean utilizados para su aprovechamiento eléctrico.

3. Uso del Suelo.

Todas las actividades a ser desarrolladas y los establecimientos involucrados en el proyecto, deberán estar correctamente encuadrados y habilitados para la actividad que prevén realizar de acuerdo con la normativa nacional, provincial, de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES o municipal, según corresponda, relativa al uso de suelo, debiéndose acompañar la documentación que lo certifique.

Los establecimientos que estén involucrados deberán estar identificados y localizados mediante mapas, cartas satelitales, planos y esquemas donde se detalle la localización de la central y las principales vías de acceso y circulación.

4. Prospectiva del Recurso.

Deberán indicarse los datos con los que se cuenta para el desarrollo del proyecto, la estadística utilizada, las fuentes de información y realizar una caracterización ambiental y geográfica sintética del sitio en la presentación (topografía, cobertura vegetal, régimen climático, etc.).

Tanto con información propia como la producida por terceros se deberá poder certificar la frecuencia en la toma de datos, la ubicación geográfica y las características de los instrumentos de medición y registro, acompañando los certificados de calibración correspondientes e indicando las características del montaje y la configuración completa del sistema de registro.

Se deberá acreditar solvencia técnica en trabajos de prospección del recurso energético del que se trate, haciendo mención de los trabajos efectuados y/o publicados en el sector, tanto a nivel nacional como internacional, junto con cualquier otro instrumento que avale la experiencia y capacidad técnica de las empresas y/o consultores involucrados.

Cuando las características del recurso lo requieran (biomasa, biogás, biocombustibles, etc.) deberá indicar el origen, características, disponibilidad, suministro, poder calorífico y sostenibilidad en el tiempo.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES podrá establecer un período mínimo de medición del recurso y estándares para la realización de las campañas de medición.

5. Tecnología.

Además de toda la información relativa al recurso a explotarse, se deberán incluir los estudios y documentación que permitan acreditar el rendimiento de las máquinas y equipos que se encuentran comprometidos en la propuesta, la potencia a instalar y la descripción técnica de todos los componentes de la central, equipos y obras complementarias, en particular, de la/s unidad/es generadora/s que serán habilitadas, su descripción técnica y consumo específico medio, cuando corresponda.

También deberán especificar los proveedores y el origen del equipamiento electromecánico y de los componentes a utilizar.

Adicionalmente, deberá proporcionarse las certificaciones de los equipos, las que deberán estar realizadas bajo normas internacionales comúnmente aceptadas, y el programa de operación y mantenimiento de la central, incluyendo plantel de operadores con sus turnos y el plan de mantenimiento con los datos operativos correspondientes.

6. Cálculo de Producción.

Junto con la información provista para la prospectiva del recurso (punto 4) y la tecnología (punto 5), deberán acompañarse los modelos de simulación del sitio para determinar los valores medios anuales aprovechables de acuerdo con la configuración y el tipo de tecnología a utilizar.

Deberán acompañarse mapas del diseño y planos y esquemas de la central, especificando los criterios y herramientas utilizados para el diseño.

d) Habilitaciones ambientales

Tanto para los proyectos que operen en el MEM como para los que lo hagan fuera de éste, se solicitará como mínimo el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Cumplimiento de las Resoluciones N° 475/1987 y N° 149/1990 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.
2. Listado de los profesionales a cargo de la elaboración de los estudios e informes de impacto ambiental y de los que participaron en sus diversos componentes, especificando el título y exigiendo la rúbrica de la documentación.
3. Copia de la documentación emitida por el ente gubernamental competente —sea nacional, provincial, de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES y/o municipal, según corresponda— para la habilitación ambiental del proyecto, que permita desde el punto de vista ambiental el desarrollo inmediato del proyecto sin necesidad de obtener ninguna otra habilitación, autorización, permiso o acto equivalente, según la normativa vigente. No se aceptarán habilitaciones condicionadas al cumplimiento de obligación alguna por parte de la interesada o de terceros.
4. Nota especificando que los equipos no contienen policloruros de bifenilos (PCBs) ni se almacenan dichos productos en el predio.

Facúltese a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a solicitar toda la documentación que respalde la factibilidad ambiental del proyecto del que se trate, sin perjuicio de los requisitos ambientales solicitados por la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROSPECTIVA para la habilitación como agente Generador, Autogenerador o Cogenerador del MEM de las personas jurídicas peticionantes.

e) Agente del MEM.

Para obtener el Certificado de Inclusión, todo proyecto que opere en el MEM deberá estar habilitado como Agente Generador, Autogenerador o Cogenerador, de acuerdo con el ANEXO 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, sus normas modificatorias y complementarias (LOS PROCEDIMIENTOS).

Los interesados que a la fecha de iniciar el presente procedimiento no sean Agentes del MEM respecto del proyecto inscripto, podrán realizar el trámite correspondiente para obtener tal calidad de forma independiente y sin ninguna vinculación con la carga del resto de los datos solicitados en el presente procedimiento, pudiendo realizarse ambos trámites en forma paralela. No obstante, para el otorgamiento del Certificado de Inclusión deberá presentarse con carácter previo ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la habilitación como Agente del MEM.

f) Acceso a la Capacidad de Transporte.

Para obtener el Certificado de Inclusión, todo proyecto que opere en el MEM deberá obtener previamente el Acceso a la Capacidad de Transporte y/o Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica otorgado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), de acuerdo con el ANEXO 16 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, sus normas modificatorias y complementarias (LOS PROCEDIMIENTOS).

Respecto de este requisito también es aplicable lo dispuesto en el último párrafo del punto anterior.

ARTÍCULO 5°.- DEFINICIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES SOLICITADOS Y SU CUANTIFICACIÓN. A los efectos de definir y cuantificar los beneficios fiscales solicitados, el interesado deberá suministrar la siguiente información y completar los formularios que se indican a continuación. Los montos de los beneficios solicitados deben ser calculados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES tomando como referencia el tipo de cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA del último día hábil del mes anterior al que se realiza la presentación indicada en el Artículo 6° del presente Anexo.

a) Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado.

A los efectos de atribuir el monto de este beneficio, se calculará la suma del monto del Impuesto al Valor Agregado a abonar correspondiente a las erogaciones que se realicen por compra de bienes, servicios y/o ejecución de obras que integren el costo de las obras de infraestructura comprendidas en el proyecto sujeto a beneficio, desde la obtención del Certificado de Inclusión hasta la conclusión del referido proyecto dentro del plazo previsto para su entrada en operación comercial. La resultante de esa suma será considerada como el monto del beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “J - Beneficio fiscal - Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado”.

b) Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias.

El peticionante deberá manifestar la opción realizada respecto de la forma de practicar las amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece en el Artículo 9°, inciso 1.4, de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

En caso de optar por el régimen de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, a los efectos de atribuir el monto correspondiente se calculará la diferencia resultante entre el monto anual de las cuotas de amortización con y sin beneficio imputables al conjunto de bienes del proyecto sujetos al beneficio. A esa diferencia, se le aplicará la alícuota prevista en el Artículo 69 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones. Al valor resultante, se lo multiplicará por el número de años por los que se habilita la amortización acelerada y al resultado final, se lo considerará como el beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “K - Beneficio fiscal - Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias”.

c) Compensación de quebrantos con ganancias.

A los efectos de atribuir el monto de este beneficio se estimarán los saldos no absorbidos al cierre del quinto año de cada quebranto a utilizar entre el sexto y décimo año. Al resultado de esa suma se aplicará la alícuota prevista en el Artículo 69 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, determinando de esta manera el monto del beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “L - Beneficio fiscal - Compensación de quebrantos con ganancias”.

d) Eximición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.

A los efectos de atribuir el monto de este beneficio, se calculará la suma del monto que resulte de aplicar la alícuota establecida en el Artículo 13 del Título V de la Ley N° 25.063 al valor proyectado de los bienes que se excluyen de la base de imposición de dicho impuesto como consecuencia de este beneficio, valuados de conformidad con lo establecido en el Artículo 4° del Título V de la citada ley, por los primeros OCHO (8) ejercicios contados desde la fecha de puesta en marcha del proyecto. La resultante de esa suma será considerada como el monto del beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “LL - Beneficio fiscal - Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta”.

e) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. No corresponde cuantificación a los efectos impositivos.

f) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades.

No corresponde su cuantificación al presentar la solicitud regulada en este artículo. A los efectos de la efectivización de este beneficio será aplicable lo dispuesto en el Artículo 12 del Anexo II de la presente resolución.

g) Certificado Fiscal.

El monto de este beneficio será el equivalente al VEINTE POR CIENTO (20%) del componente nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, excluidos los gastos correspondientes a la obra civil, al transporte y al montaje del equipamiento.

La integración del componente nacional podrá ser del SESENTA POR CIENTO (60%) del total de las instalaciones electromecánicas, o menor, si se determina la inexistencia de producción nacional de los bienes a importar conforme se establezca en la resolución conjunta entre esta Autoridad de Aplicación y el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN que se dicte al efecto. En ningún caso dicha integración puede ser inferior al TREINTA POR CIENTO (30%).

Completar el formulario denominado “M - Beneficio fiscal - Certificado Fiscal”.

h) Exención de derechos de importación.

A los efectos de cuantificar el total del beneficio, se computará la suma de los montos de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa estadística que correspondería abonar por los bienes importados en forma definitiva, que formen parte integrante del proyecto y que se encuentren individualizados en la resolución conjunta entre esta Autoridad de Aplicación y el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN que se dicte al efecto.

En todos los casos, los bienes importados se computarán a valor CIF - Incoterms 2010, en puerto de destino de las mercaderías.

Completar el formulario denominado “N - Exención de derechos de importación”.

ARTÍCULO 6°.- PRESENTACIÓN. Una vez cargado en el Sistema la información precedente que corresponda, se habilitará la impresión del formulario denominado “B - Formulario de Alta del Proyecto” para su presentación en la Mesa General de Entradas de este Ministerio en formato físico. Dicho formulario especificará la documentación respaldatoria que deberá acompañarse.

Capítulo II

Garantías

ARTÍCULO 7°.- GARANTÍAS. Con la solicitud, los interesados deberán constituir garantías por la ejecución del proyecto presentado, vinculadas con cada uno de los beneficios solicitados que se indican a continuación. Cada garantía deberá constituirse por un monto equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) del total de cada uno de los beneficios fiscales solicitados en concepto de:

a) Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.);

b) Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias;

c) Exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta; y

d) Certificado Fiscal.

Dichas garantías se constituirán dentro de los QUINCE (15) días hábiles de perfeccionada la presentación del proyecto. La falta de constitución de las referidas garantías implicará tener por no presentado el proyecto de inversión y el archivo de las actuaciones.

Las garantías previstas precedentemente tendrán como beneficiario a este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

En los casos en que proceda la aprobación del proyecto de inversión y el otorgamiento de los beneficios, las garantías previstas en este artículo se liberarán del siguiente modo:

1) La correspondiente a la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.), una vez presentada la consignada en el Artículo 13, inciso a), del Anexo II de la presente resolución, por la primera solicitud;

2) Las correspondientes a la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y a la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, contra la verificación de la puesta en marcha del proyecto de inversión aprobado; y

3) La referida al Certificado Fiscal, una vez presentada la consignada en el Artículo 13, inciso b), del Anexo II de la presente resolución, por la primera solicitud, en caso de peticionarse el otorgamiento anticipado, o bien, con la entrega del Certificado Fiscal por el CIEN POR CIENTO (100%) del beneficio si se solicita íntegramente al producirse la entrada en operación comercial del proyecto.

Cuando se rechace la solicitud de inclusión del proyecto de inversión en el RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, en el acto administrativo que lo decida se dispondrá la liberación de las referidas garantías.

Los originales de las garantías presentadas deberán ser remitidos para su custodia a la Tesorería de este Ministerio y se deberá adjuntar al expediente del procedimiento regulado en este Anexo una copia de las mismas. La Tesorería será el organismo encargado de devolver las garantías y para ello deberá haber recibido la correspondiente comunicación de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES.

ARTÍCULO 8°.- FORMAS DE CONSTITUCIÓN. Todas las garantías contempladas en este Anexo podrán ser constituidas de las formas y con los requisitos que se indican a continuación:

a) Fianza o aval Bancario: deberá ser irrevocable, incondicional y prorrogable; otorgada por un Banco de primera línea que debe constituirse como liso, llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de excusión, división, retractación e interpelación judicial previa al deudor, en los términos de los Artículos 1584 y 1589 del Código Civil y Comercial de la Nación, pagadera a la vista y a primer requerimiento de este Ministerio y con firma certificada del Banco Central de la República Argentina en el caso de bancos locales o firma autenticada y legalizada en caso de bancos extranjeros, confirmada por banco local con domicilio en la República Argentina.

b) Póliza de Seguro de Caución: de acuerdo a pólizas aprobadas por la SUPERINTENDENCIA DE SEGUROS DE LA NACIÓN con su correspondiente recibo de pago; debe ser extendida por una compañía de seguros de primera línea. La compañía de seguros se constituirá en fiadora solidaria, lisa y llanamente pagadora.

c) Carta de Crédito Stand By: deberá ser irrevocable, incondicional y prorrogable; otorgada por un banco de primera línea que debe constituirse como liso, llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de excusión, división, retractación e interpelación judicial previa al deudor en los términos de los Artículos 1584 y 1589 del Código Civil y Comercial de la Nación, pagadera a la vista y a primer requerimiento de este Ministerio y con firma certificada del Banco Central de la República Argentina en el caso de bancos locales o firma autenticada y legalizada en caso de bancos extranjeros, confirmada por banco con domicilio en la República Argentina.

d) En efectivo, mediante depósito bancario en la cuenta que este Ministerio establezca al efecto.

e) Cheque certificado contra una entidad bancaria, con domicilio en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ARTÍCULO 9°.- ENTIDADES. Las entidades que otorguen dichas garantías deberán estar inscriptas en el “Registro de Entidades Emisoras de Garantías” previsto en el Artículo 43 de la Resolución General N° 2.435 de fecha 7 de abril de 2008 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS o aquellas que la modifiquen o sustituyan en el futuro.

ARTÍCULO 10. CONTROL. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES evaluará las garantías presentadas y dispondrá su rechazo en caso de considerar que no cumplen con los requisitos exigidos, quedando facultada para solicitar las aclaraciones o la documentación adicional que considere necesaria para evaluar la procedencia y seguridad de las garantías ofrecidas.

ARTÍCULO 11.- EJECUCIÓN DE LA GARANTÍA. La constitución, sustitución o ampliación de las garantías exigidas en el Artículo 7° implicará para el asegurador o garante, el otorgamiento de una autorización expresa e irrevocable a favor de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para proceder a su ejecución, en forma conjunta, alternativa o separada con el deudor de la obligación principal garantizada, en los términos y condiciones previstos en el instrumento respectivo y en esta resolución.

ARTÍCULO 12.- GASTOS. Los gastos, comisiones y demás erogaciones generados como consecuencia de la tramitación de las garantías que deban constituirse y/o de su cancelación parcial o total, estarán exclusivamente a cargo del titular del proyecto solicitante de los beneficios.

ARTÍCULO 13.- RENUNCIA TÁCITA. Si los solicitantes no retirasen las garantías dentro del plazo de NOVENTA (90) días corridos a contar desde la fecha de la notificación del acto que dispone su devolución, implicará la renuncia tácita a favor del ESTADO NACIONAL de lo que constituya la garantía y la Tesorería de este Ministerio deberá:

a) Realizar el ingreso patrimonial de lo que constituye la garantía, cuando la forma de la garantía permita tal ingreso.

b) Destruir aquellas garantías que no puedan ser integradas patrimonialmente, como las pólizas de seguro de caución, aval bancario u otra fianza.

En el acto en que se destruyan las garantías deberá estar presente un representante de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, uno de la Tesorería y uno de la Unidad de Auditoria Interna de este Ministerio. La Tesorería deberá comunicar con CUARENTA Y OCHO (48) horas de

antelación a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES y a la Unidad de Auditoría Interna, el día, lugar y hora en que se realizará el acto de destrucción de las garantías.

Capítulo III

Análisis de los proyectos

ARTÍCULO 14.- INFORME TÉCNICO. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, por intermedio de sus dependencias técnicas especializadas en la evaluación de los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, realizará un análisis y evaluación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente procedimiento, así como también de la observancia de los recaudos previstos en las Leyes N° 26.190 y N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016.

En caso de que la presentación hubiese omitido o incumplido alguno de los requisitos establecidos, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES notificará a los peticionarios, los que deberán presentar la documentación faltante o rectificativa en el plazo que se fije al efecto, bajo apercibimiento de tener por desestimada la presentación realizada.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES podrá intercambiar información con la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS y otros órganos y entes competentes en las materias involucradas, a los efectos de verificar el cumplimiento de los requisitos exigidos.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES elaborará un informe técnico de cada proyecto presentado tomando en cuenta para ello los objetivos de lograr una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción de costos de generación de energía, la contribución a la mitigación del cambio climático y la integración del componente nacional en los proyectos a desarrollarse. Sobre esa base, emitirá su opinión técnica sobre la viabilidad de los proyectos a los efectos de decidir su aprobación e inclusión en el RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

Asimismo, en el informe técnico evaluará los beneficios fiscales solicitados en función de las características y necesidades del proyecto y emitirá opinión fundada sobre la cuantía de los beneficios a asignar.

Sin perjuicio de la opinión técnica mencionada precedentemente, determinará el puntaje que le corresponde al proyecto examinado, a los efectos de conformar el orden de mérito referido en el Artículo 8.1 del Anexo I del Decreto N° 531/2016, en caso de que resulte necesario. A tales efectos, considerará el porcentaje de integración del componente nacional y el plazo de ejecución que cada interesado declaró para su proyecto.

El Puntaje se calculará según se detalla a continuación:

$$\text{Puntaje} = 70 \times \frac{CND}{CND_{máx}} + 30 \times \frac{PED_{min}}{PED}$$

Siendo:

CND: “Componente Nacional Declarado” definido como el porcentaje de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas según lo establecido en el Artículo 5°, inciso g), del Anexo I de la presente resolución.

$CND_{máx}$: Máximo CNO de todos los proyectos del trimestre que se están evaluando.

PED: “Plazo de Ejecución Declarado” del Proyecto, expresado en días corridos.

PED_{min}: Mínimo PEO de todos los proyectos del trimestre que se están evaluando.

Asimismo, sobre la base de la información suministrada por la empresa y del análisis efectuado, identificará:

a) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los proyectos susceptibles de ser alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del I.V.A., de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

b) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal; y

c) los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos de origen importado que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar la exención prevista en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 15.- RESIDUOS. En los casos de los proyectos cuya fuente renovable de generación sean residuos, independientemente de la tecnología empleada, con carácter previo a la emisión del informe mencionado en el artículo anterior, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES dará intervención al MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE, a los fines de que emita opinión sobre la elegibilidad del proyecto, en lo relativo a las materias propias de su competencia, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 8.2 del Anexo II del Decreto N° 531/2016.

ARTÍCULO 16.- CUPO FISCAL. En forma trimestral, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES remitirá a la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS todas las actuaciones en las que se hubiere emitido el informe indicado en el Artículo 14, para que tome la intervención prevista en el Artículo 8.2 del Anexo II del Decreto N° 531/2016.

ARTÍCULO 17.- PRESELECCIÓN DE PROYECTOS. Luego de que la SECRETARÍA DE HACIENDA informe el cupo fiscal disponible para el otorgamiento de los beneficios fiscales a los proyectos remitidos, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES realizará un informe único y común para dichos proyectos y formulará una propuesta indicando cuáles son los que considera en condiciones de ser aprobados, expresando los fundamentos correspondientes.

Con los proyectos que considere en condiciones de ser aprobados elaborará un orden de mérito, en orden decreciente de acuerdo con el puntaje obtenido por aplicación de la fórmula establecida en el Artículo 14 e indicará aquellos a los que se les puede otorgar los beneficios fiscales, en virtud del cupo fiscal disponible. Cumplido con ello, elevará las actuaciones correspondientes a todos los proyectos analizados y el informe único y común a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA para su intervención.

Capítulo IV

Otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables

ARTÍCULO 18.- APROBACIÓN DE PROYECTOS. El Ministro de Energía y Minería, luego de la intervención de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y de la emisión del dictamen jurídico correspondiente, resolverá individualmente sobre la aprobación o rechazo de los proyectos evaluados, por acto administrativo fundado, y establecerá el orden de mérito entre los proyectos aprobados de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 14.

El Certificado de Inclusión y los beneficios correspondientes se otorgarán a los proyectos según el orden de mérito, hasta agotar el cupo fiscal disponible informado por la SECRETARÍA DE HACIENDA.

Los proyectos aprobados que no accedan al Certificado de Inclusión, podrán hacerlo una vez que se renueve el cupo fiscal presupuestado con destino al RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

ARTÍCULO 19.- CONTENIDO DEL CERTIFICADO DE INCLUSIÓN. El Certificado de Inclusión deberá contener:

a) Individualización del sujeto beneficiario, con el correspondiente Número de Identificación de Empresa (NIDE);

b) Denominación del proyecto de inversión beneficiado, con el correspondiente Número de Identificación de Proyecto (NIPRO);

c) Aprobación del Cronograma de Ejecución de Obras; y,

d) Detalle de los beneficios fiscales otorgados y cuantificación por beneficio. La cuantificación deberá ser en DÓLARES ESTADOUNIDENSES.

e) Indicación de:

1) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los proyectos alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del I.V.A., de amortización acelerada en el Impuesto a las

Ganancias y de exención en el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

2) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal; y

3) los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos determinados de origen importado que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar la exención prevista en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191.

Este Ministerio comunicará a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS la nómina de beneficiarios a quienes se les hubiera emitido el Certificado de Inclusión.

ANEXO II

PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LAS INVERSIONES Y LA APLICACIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES

Capítulo I

Ámbito de aplicación

ARTÍCULO 1°.- ÁMBITO DE APLICACIÓN. El presente procedimiento tendrá como objetivo efectuar el control sobre las inversiones y las obras objeto de la asignación de los beneficios fiscales otorgados conforme el régimen fiscal previsto en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y efectivizar la aplicación de dichos beneficios.

Para la aplicación de los beneficios, deberán acreditar el principio efectivo de ejecución establecido en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191. La certificación del porcentaje de ejecución se podrá llevar a cabo a través del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (I.N.T.I) o por otro ente técnico acreditado por el ORGANISMO ARGENTINO DE ACREDITACIÓN (O.A.A.) Asociación Civil sin fines de lucro, a elección del beneficiario. El costo de la certificación será asumido íntegramente por el beneficiario.

El control indicado en el primer párrafo a los efectos de la aplicación de los beneficios estará a cargo de este Ministerio, a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, independientemente de que dichos beneficios se hubieren otorgado con la celebración del Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica en el marco de las licitaciones realizadas por el ente contratante —CAMMESA o el ente que designe este Ministerio— o por aplicación del procedimiento regulado en el Anexo I de esta Resolución.

Capítulo II

Control de las inversiones

ARTÍCULO 2°.- CONTROL DE LAS INVERSIONES. A partir de la fecha de notificación del otorgamiento del Certificado de Inclusión hasta cumplimentar con el CIEN POR CIENTO (100%) del monto de inversión declarado en el proyecto de inversión aprobado, los beneficiarios del Régimen deberán completar trimestralmente, con carácter de declaración jurada, el formulario denominado “Ñ - Inversiones Ejecutadas”, con el fin de realizar el control de las inversiones y la ejecución de los proyectos.

Asimismo, deberán cargar en el Sistema Informático dispuesto en el sitio web de este Ministerio (www.energia.gob.ar) copia certificada ante Escribano Público de los certificados de obra y cualquier otra información respaldatoria en concordancia con el citado formulario. La totalidad de la documentación deberá estar certificada ante Escribano Público debiendo tomar intervención el Organismo Rector competente en la materia.

Al finalizar la construcción, el beneficiario deberá presentar en formato físico la copia certificada ante Escribano Público del acta de recepción definitiva. El proyecto podrá considerarse ejecutado una vez producida la habilitación comercial y efectuada por este Ministerio la fiscalización correspondiente.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES podrá solicitar la presentación en formato físico de la documentación e información que considere pertinente.

ARTÍCULO 3°.- FACULTADES DE LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN. Sin perjuicio de las presentaciones que realice el beneficiario de acuerdo con lo dispuesto en el artículo anterior, esta Autoridad de Aplicación, a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES podrá realizar inspecciones en el lugar de las obras para fiscalizar su grado de avance y el cumplimiento de los demás compromisos asumidos en la presentación que dio origen a la aprobación del proyecto y al otorgamiento de los beneficios promocionales.

ARTÍCULO 4°.- PRÓRROGAS. Los beneficiarios que desarrollen sus proyectos de inversión en el marco de un Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica adjudicado en los procedimientos públicos y competitivos realizados por el ente contratante —CAMMESA o el ente que designe este Ministerio— podrán pedir prórrogas en los plazos de ejecución del Cronograma de Ejecución de Obras y de habilitación comercial del proyecto sólo en la medida contemplada en los referidos contratos, las que serán otorgadas o denegadas de acuerdo con lo que se establezca en los mismos.

Cuando fueren otorgadas, serán comunicadas por el beneficiario a esta Autoridad de Aplicación, al momento de la presentación del formulario “Ñ - Inversiones Ejecutadas” o del acta de recepción definitiva, en su caso, con el fin de no incurrir en incumplimientos que puedan derivar en la aplicación de las sanciones previstas en el Artículo 10 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

Los beneficiarios que hayan obtenido los beneficios por aplicación del procedimiento regulado en el Anexo I de esta resolución podrán pedir prórrogas en los plazos de ejecución del Cronograma de Ejecución de Obras y de habilitación comercial del proyecto a esta Autoridad de Aplicación, indicando las causas que justifican la solicitud, con la documentación respaldatoria que corresponda. La solicitud deberá efectuarse antes del vencimiento del plazo cuya prórroga se peticiona. Esta Autoridad de Aplicación evaluará las razones invocadas y decidirá fundadamente sobre el otorgamiento o denegación de la prórroga solicitada. El otorgamiento de la prórroga surtirá efectos únicamente respecto del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES —en particular, sobre la aplicación de las sanciones previstas en el Artículo 10 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191—; no producirá efecto alguno sobre los vínculos contractuales y los respectivos derechos y obligaciones que pueda tener el beneficiario con relación al proyecto de inversión.

Capítulo III

Aplicación de los beneficios

ARTÍCULO 5°.- MONEDA APLICABLE.- Todos los beneficios fiscales serán aplicados en pesos. No obstante, a los efectos del cómputo de la utilización de los beneficios, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES convertirá a DÓLARES ESTADOUNIDENSES las sumas indicadas por el beneficiario en la aplicación de cada beneficio, utilizando el tipo de cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA del último día hábil del mes anterior al que se realizó la solicitud de aplicación de cada beneficio.

ARTÍCULO 6°.- APLICACIÓN POR SITIO WEB. A los efectos de solicitar los beneficios de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) y de amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias se deberá ingresar al sitio “web” de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), mediante “Clave Fiscal” habilitada con Nivel de Seguridad 3 como mínimo, obtenida según el procedimiento dispuesto por la Resolución General N° 3.713 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS de fecha 22 de enero de 2015.

El solicitante deberá detallar en dicho Servicio, los comprobantes por las operaciones de compra de bienes de capital, obras civiles, electromecánicas, de montaje y otros servicios, comprendidos en el proyecto aprobado, por los cuales solicita el/los beneficio/s, como así también información vinculada al proyecto.

A los efectos de la aplicación de la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias, los beneficiarios del Régimen deberán solicitar la aplicación del beneficio en el Sistema web, con una antelación no inferior a CUARENTA (40) días hábiles de la fecha de vencimiento para la presentación de la Declaración Jurada correspondiente y deberá detallar en el mencionado Servicio la información relativa a la vida útil y tasa de amortización aplicable.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES controlará la compatibilidad de las erogaciones informadas sobre las que se solicita la devolución del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A) y la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias con los compromisos asumidos y aprobados en el Certificado de Inclusión del proyecto, respecto de los rubros que integran el presupuesto aprobado, conforme el beneficio fiscal otorgado.

Una vez efectuado dicho control, y a los efectos de la prosecución del trámite respectivo, aprobará el resultado en el Servicio Web, informando las erogaciones correspondientes al proyecto aprobado, discriminando en forma detallada aquellas que han sido validadas, de aquellas que resultaren impugnadas u observadas, quedando el beneficiario notificado a través del mismo Servicio.

Los beneficios consistentes en la compensación de quebrantos con ganancias y en la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta serán aplicados en la forma que establezca la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 7°.- CERTIFICADO FISCAL. OTORGAMIENTO ANTICIPADO. Sin perjuicio de la determinación y cuantificación del monto total del beneficio fiscal consistente en el Certificado Fiscal en los términos del Artículo 5°, inciso g) del Anexo I de la presente resolución, el beneficiario podrá requerir el otorgamiento parcial de este beneficio en forma anticipada, en los siguientes casos:

1) Acreditada la incorporación efectiva de al menos el TREINTA POR CIENTO (30%) del total del componente nacional comprometido en su proyecto aprobado, podrá solicitar un Certificado Fiscal anticipado por el TREINTA POR CIENTO (30%) del monto total previsto para el beneficio en cuestión;

2) Acreditada la incorporación efectiva de al menos el SESENTA POR CIENTO (60%) de integración, podrá solicitar otro Certificado Fiscal por el TREINTA POR CIENTO (30%) del

monto total del beneficio, si se le hubiere otorgado previamente el certificado parcial previsto en el inciso anterior, o bien, por el SESENTA POR CIENTO (60%) del monto total del beneficio, si no se le hubiere otorgado.

Al solicitar el otorgamiento de cada Certificado Fiscal, el beneficiario deberá acreditar el cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud mediante la presentación del certificado fiscal para contratar emitido por ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS —Resolución General AFIP N° 1814/05 y sus modificaciones— vigente.

El beneficiario deberá constituir una garantía por el monto total del Certificado Fiscal solicitado en cada caso, más un QUINCE POR CIENTO (15%), de acuerdo con lo establecido en el Artículo 13 inciso b), de este Anexo. La instrumentación y aplicación del Certificado Fiscal será regulada por este Ministerio y la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS en el ámbito de sus respectivas competencias.

Una vez producida la habilitación comercial del proyecto, entendida como la etapa a partir de la cual se encuentra ejecutado el mismo y en etapa de producción o funcionamiento, una vez finalizado el período de pruebas y puesta a punto, y certificado el componente nacional por parte del organismo designado a esos fines, se otorgará el Certificado Fiscal por el porcentaje restante, hasta completar el CIEN POR CIENTO (100%) del beneficio.

En caso de verificarse, en la oportunidad indicada en el párrafo anterior, que la efectiva integración del componente nacional acreditado fuere superior al porcentaje comprometido y aprobado en el Certificado de Inclusión a los efectos de este beneficio, el Certificado Fiscal se incrementará hasta alcanzar el equivalente al VEINTE POR CIENTO (20%) del mayor valor de componente nacional integrado. El monto incrementado de este beneficio se imputará al cupo fiscal vigente en el año en que dicho incremento se produzca.

Si el beneficiario no hubiere solicitado el beneficio del Certificado Fiscal en su solicitud de inclusión al RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES pero, al producirse la habilitación comercial del proyecto, acreditara la efectiva incorporación de componente nacional suficiente como para obtener el Certificado Fiscal de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5° inciso g) del Anexo I, podrá solicitar el otorgamiento de dicho Certificado Fiscal por el monto que corresponda en esta oportunidad. En este caso, el beneficio otorgado se imputará al cupo fiscal disponible en el año en se otorgue.

La certificación del porcentaje del componente nacional incorporado se podrá llevar a cabo a través del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (I.N.T.I) o por otro ente técnico acreditado por el ORGANISMO ARGENTINO DE ACREDITACIÓN (O.A.A.) Asociación Civil sin fines de lucro, a elección del beneficiario. El costo de la certificación será asumido íntegramente por el beneficiario.

Los Certificados Fiscales serán emitidos bajo la modalidad de bono electrónico.

Este Ministerio brindará a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS la información necesaria que permita la registración y utilización de los Certificados Fiscales otorgados.

ARTÍCULO 8°.- CERTIFICADO FISCAL. VIGENCIA. Los Certificados Fiscales que se otorguen a los beneficiarios del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES tendrán una vigencia de CINCO (5) años, contados desde el 1 de enero del año siguiente al de la fecha de otorgamiento. Vencido dicho plazo caducarán automáticamente, sin necesidad de acto alguno por parte de este Ministerio y no podrán ser utilizados para cancelar tributos por el beneficiario ni por el cesionario, en su caso, ni podrán ser cedidos.

ARTÍCULO 9°.- EXENCIÓN DE DERECHOS DE IMPORTACIÓN. El importador definitivo de las mercaderías deberá ser el titular del Certificado de Inclusión.

Para poder hacer efectivo el beneficio de exención del pago de derechos de importación como se desprende del Artículo 14 del Decreto N° 531/2016, los importadores deberán gestionar las correspondientes licencias en el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), en los términos de lo establecido en la Resolución N° 5 de fecha 23 de diciembre de 2016 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y la Resolución General N° 3.823/2015 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES deberá aprobar las declaraciones que se registren a tal efecto a través del mencionado Sistema, oportunidad en la que verificará el cumplimiento de lo dispuesto en el Certificado de Inclusión respecto de las posiciones arancelarias autorizadas y su cantidad. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES acordará con el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y con la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, en sus respectivas competencias, los mecanismos sistémicos que resulte necesario implementar. Las disposiciones

previstas en el presente artículo tendrán efecto a partir de la implementación de los mencionados procedimientos.

Las autorizaciones de importación con aplicación del beneficio que se otorguen en virtud del presente Régimen tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

Los bienes susceptibles de ser importados bajo el presente Régimen deberán ser nuevos en todos los casos.

Se requerirá una declaración jurada por parte del beneficiario en la que se declare que no se están ingresando al país bienes o componentes de bienes comprendidos dentro del marco de la Ley N° 24.051 y sus modificatorias de Residuos Peligrosos y de la Ley N° 24.040 de Compuestos Químicos.

ARTÍCULO 10.- DESPACHO DE IMPORTACIÓN. Las importaciones que se realicen al amparo de este Régimen, deberán consignar bajo declaración jurada en los respectivos despachos de importación, que los bienes ingresados están destinados a integrar los proyectos a que se refiere la presente resolución, debiéndose indicar el NIDE y el NIPRO bajo el cual se encuentra registrado y el número de resolución por la que se otorgó el Certificado de Inclusión. Asimismo, el registro en los libros contables se deberá realizar a través de cuentas que individualicen estos bienes, las que deberán contar con la leyenda “RESOLUCION MEyM N° XX/16” (la presente resolución).

Una vez concluida cada importación el beneficiario deberá presentar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES copia certificada del despacho de importación a consumo cumplido, dentro del plazo de SESENTA (60) días corridos a partir de la fecha de producido.

ARTÍCULO 11.- COMPROBACIÓN DE DESTINO. Los bienes importados con las exenciones previstas por el Artículo 14 de la Ley N° 27.191 estarán sujetos a la respectiva comprobación de destino, la cual se realizará por intermedio del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (I.N.T.I) o de otro ente técnico acreditado por el ORGANISMO ARGENTINO DE ACREDITACIÓN (O.A.A.) Asociación Civil sin fines de lucro, que la Autoridad de Aplicación designe. El costo de la certificación será asumido íntegramente por el beneficiario.

Dicha comprobación de destino se realizará una vez producida la habilitación comercial del proyecto y, posteriormente, cuando la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES lo considere oportuno, durante todo el plazo del proyecto, incluida la operación.

ARTÍCULO 12.- EXENCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE LA DISTRIBUCIÓN DE DIVIDENDOS O UTILIDADES. El beneficio consistente en la exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades podrá ser gozado por el beneficiario de dicha distribución en la medida en que reinvierta los dividendos o utilidades percibidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país, dentro del plazo de DOCE (12) meses contados desde el 1 de enero del año siguiente al que se produjo dicha distribución. A los efectos de la aplicación de este beneficio, entiéndase por obra de infraestructura toda aquella que encuadre en los términos del Artículo 7° de la Ley N° 26.360.

El otorgamiento del Certificado de Inclusión al titular del proyecto implicará, a favor de los sujetos que perciban utilidades o dividendos de dicho proyecto, el derecho de gozar del beneficio regulado en este artículo.

Para hacer efectivo el beneficio, el beneficiario deberá manifestar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES su voluntad de hacerlo, con carácter de declaración jurada, en forma previa a que la sociedad titular del proyecto distribuya los dividendos o utilidades correspondientes, indicando el monto de dichas utilidades o dividendos a reinvertir. La citada Subsecretaría evaluará la presentación y, en caso de corresponder, emitirá una constancia, por duplicado, que acredite su admisibilidad y determine el monto autorizado. Un ejemplar de dicha constancia deberá ser entregada por el beneficiario a la sociedad con carácter previo a la distribución, a los efectos de que al realizar dicha distribución la sociedad no practique la retención que dispone la Resolución General N° 3.674 del 10 de septiembre de 2014 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, exclusivamente respecto del beneficiario y con relación a los dividendos derivados del proyecto.

Con carácter previo a la emisión de la constancia, el beneficiario deberá constituir una garantía equivalente al CIEN POR CIENTO (100%) del monto del impuesto que no abonará por aplicación de la exención, la que será devuelta una vez acreditado el cumplimiento de la reinversión. Esta garantía está sujeta a lo establecido en el Capítulo IV del presente Anexo.

En el plazo indicado en el primer párrafo de este artículo, el beneficiario deberá acreditar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la reinversión realizada. En caso de incumplimiento, se dará por decaído el beneficio. La Subsecretaría informará la acreditación del cumplimiento o el incumplimiento a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, la cual, en el último caso,

iniciará las acciones correspondientes para perseguir el cobro del impuesto no abonado, con más sus intereses.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES comunicará a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS la nómina de beneficiarios, el monto autorizado sujeto a reinversión y el período fiscal alcanzado por la exención. La comunicación debe efectuarse en el mismo mes en que se otorgó la constancia, cuando los beneficiarios sean personas jurídicas y en el mes de diciembre del año del otorgamiento cuando los beneficiarios sean personas físicas.

El monto autorizado se imputará al cupo fiscal de los beneficios del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES previsto en la ley de presupuesto vigente en el ejercicio en que se emita la constancia referida en el tercer párrafo del presente artículo.

Capítulo IV

Garantías

ARTÍCULO 13.- GARANTÍAS. Al solicitar la aplicación de los beneficios otorgados, el beneficiario deberá constituir las siguientes garantías:

a) Garantía por la devolución anticipada del impuesto al Valor Agregado (I.V.A.): Se deberá constituir con una antelación de DIEZ (10) días hábiles a cada presentación de solicitud y por un monto equivalente al CIEN POR CIENTO (100%) la devolución anticipada peticionada en ese momento. Dicha garantía deberá mantenerse vigente por un lapso de DOCE (12) meses contados a partir de la fecha de entrada en operación comercial. A tales efectos, se entenderá por fecha de entrada en operación comercial aquella a partir de la cual se encuentra ejecutado el proyecto y en etapa de producción o funcionamiento, una vez finalizado el período de pruebas y puesta a punto.

b) Garantía por el Certificado Fiscal solicitado en forma anticipada: Será por el CIEN POR CIENTO (100%) del monto del Certificado Fiscal que se solicite en forma anticipada, más un QUINCE POR CIENTO (15%) adicional, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7° del presente Anexo, y se deberá constituir con una antelación de DIEZ (10) días hábiles a la presentación de la solicitud.

c) Garantía por la exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 12 del presente Anexo.

Las garantías previstas precedentemente tendrán como beneficiario a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS.

Para el caso de la exención del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística contemplada en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191, será aplicable lo dispuesto en el Artículo 453 inciso e) del Código Aduanero.

ARTÍCULO 14.- NORMAS APLICABLES. La constitución, sustitución, ampliación, liberación y ejecución de las garantías previstas en el presente Anexo II se ajustará a lo establecido en la Resolución General N° 2.435 de fecha 7 de abril de 2008 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS y sus modificatorias, o aquellas que la modifiquen o sustituyan en el futuro.

Capítulo V

Sanciones

ARTÍCULO 15.- INCUMPLIMIENTOS. Se considerarán incumplimientos del RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES por parte de los beneficiarios, los siguientes:

a) Falta de acreditación del cumplimiento del principio efectivo de ejecución del proyecto en el plazo correspondiente;

b) Incumplimiento de los plazos establecidos en el Cronograma de Ejecución de Obras aprobado por el Certificado de Inclusión o de sus eventuales prórrogas, para la ejecución de las obras e inversiones comprometidas y la puesta en marcha del proyecto;

c) Incumplimiento de los compromisos técnicos —normas de calidad de los productos utilizados, entre otros—, productivos y comerciales, asumidos en la presentación que dieron origen al beneficio promocional;

d) Incumplimiento de la integración de componente nacional;

e) Incumplimiento de la destinación a otorgar a los bienes importados con la exención prevista en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191;

f) Acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 16.- PROCEDIMIENTO. Cuando de las inspecciones realizadas o de las informaciones presentadas por los beneficiarios surgiere la presunción de la existencia de algún incumplimiento, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES conferirá vista de las actuaciones al beneficiario por el término de DIEZ (10) días, individualizando el incumplimiento que se le atribuye.

Al contestar la vista el beneficiario expondrá todo lo que haga a su defensa, acompañará los documentos que tuviera en su poder y ofrecerá todas las demás pruebas de que intentare valerse.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, de oficio o a pedido de parte, podrá disponer la producción de prueba, de acuerdo con lo dispuesto en el Título VI del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72 T.O. 1991.

Producida la prueba y presentado el alegato o vencido el plazo para su presentación, se dará intervención a la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio para que emita el dictamen correspondiente al proyecto propiciado.

Cumplido ello, se elevarán las actuaciones al Ministro para el dictado del acto administrativo que resuelva sobre la existencia del incumplimiento y, en su caso, la aplicación de la sanción.

ARTÍCULO 17.- INCUMPLIMIENTO LEVE. En caso de que el incumplimiento de los plazos establecidos en el Cronograma de Ejecución de Obras o de sus eventuales prórrogas para la ejecución de las obras e inversiones comprometidas sea de carácter leve, a criterio de este Ministerio, y pueda ser subsanado en un plazo razonable sin modificar la fecha estipulada para la habilitación comercial del proyecto, este Ministerio podrá disponer la suspensión de los beneficios fiscales otorgados por el plazo que se conceda para la subsanación del incumplimiento.

Durante la vigencia de la suspensión, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES no validará erogación alguna para la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A) ni Licencias de Importación para la exención de derechos de importación, según lo establecido en los Artículos 6° y 9° de este Anexo, respectivamente. Tampoco otorgará Certificados Fiscales parciales con carácter anticipado, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 7° de este Anexo.

Subsanado el incumplimiento, el beneficiario podrá solicitar la validación de las erogaciones efectuadas y de las Licencias de Importación obtenidas durante la vigencia de la suspensión de los beneficios. Asimismo, podrá solicitar el otorgamiento del Certificado Fiscal parcial anticipado, en caso de corresponder.

ARTÍCULO 18.- INCUMPLIMIENTO GRAVE. En caso de que el incumplimiento de los plazos establecidos en el Cronograma de Ejecución de Obras o de sus eventuales prórrogas para la ejecución de las obras e inversiones comprometidas sea de carácter grave, a criterio de este Ministerio, se resolverá la pérdida de los beneficios fiscales y el reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones y la ejecución de las garantías constituidas.

Sin perjuicio de otros casos que la Autoridad de Aplicación pueda calificar como incumplimientos graves, serán considerados como tales:

a) La falta de acreditación del cumplimiento del principio efectivo de ejecución del proyecto en el plazo correspondiente;

b) El incumplimiento de la fecha estipulada para la habilitación comercial del proyecto;

c) El vencimiento del plazo otorgado para la subsanación de un incumplimiento leve, en los términos establecidos en el artículo anterior, sin que se produjere dicha subsanación;

d) El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 19.- INCUMPLIMIENTO DEL COMPONENTE NACIONAL. El incumplimiento de la integración del componente nacional de un mínimo del TREINTA POR CIENTO (30%) en las instalaciones electromecánicas, calculado según lo establecido en el Artículo 5° inciso g) del Anexo I de la presente resolución, comprobado luego de producida la entrada en operación comercial del proyecto, producirá la cancelación del o los Certificados Fiscales parciales otorgados en forma anticipada, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7° del presente Anexo y la revocación del beneficio por el porcentaje remanente, más la ejecución de la garantía constituida, como penalidad por el incumplimiento.

Si la integración del componente nacional en las instalaciones electromecánicas comprobada luego de producida la entrada en operación comercial del proyecto fuere superior al TREINTA POR CIENTO (30%), pero inferior a la consignada en el Certificado de Inclusión, el Certificado Fiscal a otorgar se ajustará de acuerdo con el porcentaje de integración efectivamente comprobado.

ARTÍCULO 20.- INCUMPLIMIENTO DE LA DESTINACIÓN DE BIENES IMPORTADOS. Comprobado el incumplimiento de la destinación al proyecto de los bienes importados con el beneficio establecido en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191, se lo comunicará a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS a los efectos de iniciar las acciones correspondientes para perseguir el cobro de los tributos no abonados, con más sus intereses.

ARTÍCULO 21.- COMUNICACIÓN. El acto administrativo que disponga la pérdida de los beneficios fiscales será comunicado a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS a los efectos establecidos en el Artículo 10 del Anexo I del Decreto N° 531/2016.

Capítulo VI

Documentación adicional

ARTÍCULO 22.- DOCUMENTACIÓN ADICIONAL. FISCALIZACIÓN. Sin perjuicio de la información y documentación requerida en los artículos precedentes, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES podrá solicitar a los peticionarios toda la documentación, dato y/o información complementaria que estime pertinente para efectuar un eficiente seguimiento y control de los beneficios fiscales otorgados.

Asimismo, podrá efectuar inspecciones en el lugar en que se desarrollen los proyectos, a cuyos efectos podrá solicitar la colaboración del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (I.N.T.I) o de otro ente técnico acreditado por el ORGANISMO ARGENTINO DE ACREDITACIÓN (O.A.A.) Asociación Civil sin fines de lucro, que este Ministerio designe.

RESOL 2016-106-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33399, del 14/062016

Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables. Aprobación.

BUENOS AIRES, 13 DE JUNIO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196327/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 y 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se dispuso el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado “Programa RenovAr (Ronda 1)”, en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017, a través de los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191.

Que se resolvió someter a Consulta Pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista, denominado “PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1)”, que fuera remitido a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para su publicación.

Que se estableció que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuyas funciones han sido asignadas a CAMMESA mediante el Decreto N° 1.193 de fecha 17 de julio de 1992, publicara, sin perjuicio de otros medios, la aludida documentación por el término de VEINTE (20) días corridos (“Período de Consulta Pública”), durante el cual los interesados en el proceso que cumplieran con los requisitos establecidos en el Artículo 3° de la señalada Resolución N° 71/2016, realizaran las observaciones o sugerencias que entendieran útiles al cumplimiento de los objetivos de interés público involucrados.

Que ante el vencimiento del aludido Período de Consulta Pública, se estima necesario y conveniente determinar su prórroga, en atención al interés que ha generado la convocatoria en amplios sectores tanto nacionales como del exterior.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por el Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, y los Artículos 5° y 8°, del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGIA Y MINERIA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Prorrógase hasta el 1° de julio de 2016 el Período de Consulta Pública de la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista denominado “PREPLIEGO RenovAr (Ronda 1)”, iniciado por Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio.

ARTÍCULO 2° — Notifíquese la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

RESOLUCIÓN CONJUNTA 122/2016 y 312/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33415, del 11/072016

Empresas - Disponese Descuento

BUENOS AIRES, 05 DE JULIO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0288021/2016 del Registro del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN; las Leyes Nros. 24.065, 25.561, 25.790, el Decreto N° 134 del 16 de diciembre de 2015, la Resolución N° 6 del 27 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Resolución N° 41 del 25 de abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERIA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 del 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a elaborar e implementar un programa de acciones necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Que la Resolución N° 6 del 27 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA —habiendo considerado que el abandono de los criterios económicos en la definición de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) distorsionó las señales económicas, derivó en aumentos del costo de abastecimiento, desalentó la inversión privada de riesgo dirigida a incrementar eficientemente la oferta y restó incentivos al uso racional de los recursos energéticos por parte de los consumidores y usuarios— puso en vigencia nuevos precios estacionales de referencia de potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el período comprendido entre el 1 de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016.

Que dichos precios estacionales de referencia fueron prorrogados para el periodo estacional del invierno de 2016 por la Resolución N° 41 del 25 de Abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que ambas Resoluciones han permitido reducir pero no eliminar el esfuerzo del Estado Nacional, en rigor de los contribuyentes, para solventar una parte importante del costo total que debe afrontarse para suministrar la potencia y energía que abastece a la demanda interconectada nacional.

Que la gran diferencia existente entre el costo real y el precio vigente hasta el dictado de la Resolución N° 6/2016 para la generación de potencia y energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios y la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, justificó que los nuevos precios estacionales sancionados a nivel nacional para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sean todavía sensiblemente menores al costo real de abastecimiento del sistema, y que el Estado Nacional todavía mantenga un nivel de subsidios a la demanda de una envergadura considerable.

Que en dichas normas se previó asimismo una Tarifa Social como protección para atender la situación de los usuarios de menores recursos y una Tarifa Estímulo como incentivo al uso racional de la energía.

Que la recomposición del sistema de precios y tarifas, necesaria para reconstruir el sector eléctrico y superar en el mediano plazo la emergencia en la cual se encuentra —aun manteniéndose altos niveles de subsidios estatales— ha generado diversos reclamos con relación al impacto producido en determinados sectores, en particular, usuarios del sector productivo con alto nivel de consumo energético y potenciales dificultades para adaptar inmediatamente su estructura de costos a los nuevos valores del suministro eléctrico.

Que sobre la base del informe de la SECRETARÍA DE LA TRANSFORMACIÓN PRODUCTIVA y la SECRETARÍA DE INDUSTRIA Y SERVICIOS, ambas del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, agregado a la presente como Anexo II, se plantea la necesidad de considerar la especial situación de empresas manufactureras radicadas en el Territorio Nacional, tomando en cuenta el impacto que el sinceramiento de los costos de generación de potencia y energía eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) tiene sobre su matriz de costos directos; y con el objetivo de facilitarles una adaptación paulatina a la política de normalización del sector eléctrico, en particular, a la determinación de que los precios de la energía eléctrica deben ser afrontados por la demanda.

Que dichas empresas son categorizadas por la normativa impositiva y por la clasificación que utiliza el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, como de tamaño inferior a las consideradas Grandes Empresas; y se caracterizan por desempeñarse en sectores productivos de manufacturas que hacen un uso de la energía eléctrica superior a otros sub-sectores del sector manufacturero, si se compara su gasto en

demanda de potencia y consumo de energía eléctrica con (i) el total de sus gastos directos; o (ii) con el total de su valor agregado; o (iii) con el valor del total de sus ventas.

Que esas características las presenta, en lo inmediato, como factores de producción particularmente afectados en cuanto a sus posibilidades de afrontar la disminución del subsidio que venían recibiendo para desarrollar sus actividades.

Que sin perjuicio de la competencia del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA en materia de precios y tarifas del sector eléctrico, resulta necesaria la intervención del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN para evaluar las circunstancias, alcances y eventuales destinatarios de medidas de fomento tendientes a preservar actividades productivas.

Que el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA ha decidido, en el marco de su competencia, fijar un precio de referencia especial para el consumo de los usuarios del sector manufacturero identificados por el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, por un periodo de 8 (OCHO) meses, plazo que se considera razonable para que las empresas beneficiarias puedan adecuar la estructura de costos de su actividad productiva.

Que si bien el Artículo 42 inciso a) del Anexo I al Decreto Reglamentario N° 1.398 del 11 de Agosto de 1992, reglamentario de la Ley N° 24.065, prevé la posibilidad de otorgar reducciones tarifarias a usuarios calificados como “electrointensivos”, debe dejarse asentado que la medida que se dispone en la presente se vincula al actual proceso de recomposición del sector eléctrico y en modo alguno implica considerar a los beneficiarios de esta medida como usuarios electrointensivos, tal como fueron definidos en su momento, entre otras normas, por el Decreto N° 2.443 de fecha 18 de diciembre de 1992 y sus normas complementarias; ni implica recrear dicha categoría de usuarios, y/o ampliar su vigencia y alcances.

Que, no obstante ello, las particularidades del consumo eléctrico de determinados usuarios industriales requieren de un tratamiento distinto al que se otorga a los beneficiarios de la presente, que será definido oportunamente por el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN en el ámbito de su competencia.

Que la medida paliativa contemplada en la presente, que implica incrementar el nivel de subsidios estatales asignado para el suministro eléctrico de los beneficiarios, debe considerarse transitoria y excepcional, dispuesta exclusivamente para el período de aplicación que en ella se establece, ya que lo contrario —una extensión ilimitada del subsidio— sería opuesto a los objetivos de recomposición y normalización del sector eléctrico nacional.

Que los beneficios quedarán sin efecto si los beneficiarios incurren en mora respecto de sus obligaciones de pago relacionadas con el suministro de potencia y energía eléctrica, y conceptos asociados.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN han tomado la intervención que les compete.

Que las facultades del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 del 25 de Julio de 1995 y el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por el Decreto N° 438/92) y sus modificaciones.

Que las facultades del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN para la selección de los beneficiarios del subsidio que por la presente se instrumenta surgen de las facultades conferidas por el Artículo 20 bis de la Ley de Ministerios (texto ordenado por el Decreto N° 438/92) y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA Y EL MINISTRO DE PRODUCCIÓN

RESUELVEN:

ARTÍCULO 1° — Dispónese que las empresas cuyo código de actividad primaria declarado ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) coincida con los enumerados en el Anexo I a la presente Resolución, conforme los criterios allí establecidos, que estén categorizadas como Grandes Demandas de Distribuidores (Gran Usuario Distribución - GUDIs-), con demandas de Potencia iguales o superiores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 KW) recibirán un descuento de hasta el VEINTE POR CIENTO (20%) sobre los Precios Estacionales de Referencia de la Energía en el Mercado Mayorista (PEST) establecidos por la Resolución N° 41 del 25 de Abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y los que se establezcan para el período estacional siguiente, según corresponda a consumos en horas pico, en horas restantes y en horas de valle, hasta el límite de consumo de DIEZ MIL MEGAWATT-HORA (10.000 MWh). Dicho descuento se aplicará a partir de los consumos efectuados y demandas correspondientes a períodos que transcurran a partir del 1 de junio de 2016 inclusive y hasta la puesta en vigencia de los Precios Estacionales de

Referencia correspondientes a la Reprogramación Trimestral Definitiva correspondiente al período Febrero - Abril de 2017.

ARTÍCULO 2° — Dispónese que las empresas cuyo código de actividad primaria declarado ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) coincida con los enumerados en el Anexo I a la presente Resolución, conforme los criterios allí establecidos, y que sean grandes usuarios directos del Mercado Eléctrico Mayorista, ya sea que estén categorizadas como Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) o Grandes Usuarios Particulares (GUPA) recibirán un descuento de hasta el VEINTE POR CIENTO (20%) sobre el costo mayorista de generación, hasta el límite de consumo de DIEZ MIL MEGAWATT-HORA (10.000 MWh). Dicho descuento se aplicará a partir de los consumos efectuados y demandas correspondientes a períodos que transcurran a partir del 1 de junio de 2016 inclusive y hasta la entrada en vigencia de la Reprogramación Trimestral Definitiva correspondiente al período Febrero - Abril de 2017.

ARTÍCULO 3° — Los descuentos dispuestos en los artículos precedentes serán aplicados en forma escalonada a las demandas de los usuarios beneficiarios de la presente de la siguiente manera: (i) Para los primeros TRES MIL MEGAWATT-HORA (3.000 MWh) se aplicará un descuento del VEINTE POR CIENTO (20%) sobre el precio de mercado vigente, (ii) Para los siguientes TRES MIL MEGAWATT-HORA (3.000 MWh) se aplicará un descuento del DIEZ POR CIENTO (10%) sobre el precio de mercado vigente y (iii) Para los últimos CUATRO MIL MEGAWATT-HORA, se aplicará un descuento del CINCO POR CIENTO (5%) sobre el precio de mercado vigente.

ARTÍCULO 4° — El MINISTERIO DE PRODUCCIÓN elaborará y remitirá periódicamente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y ésta a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) la lista actualizada de empresas beneficiarias que cumplan con los criterios establecidos en el Anexo I a la presente Resolución. CAMMESA deberá aplicar los descuentos previstos a cada uno de los usuarios beneficiarios hasta el límite establecido en los artículos precedentes y transmitir la información correspondiente a esa lista a cada una de las prestadoras de servicios de distribución de electricidad que actúen como agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTÍCULO 5° — Determínase que la lista elaborada por el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, deberá contener, como mínimo, la Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT) de cada una de las empresas beneficiarias de este régimen, la dirección postal que consta en las facturas por servicio eléctrico que se les envíe periódicamente, su completa identificación como usuaria de servicios de distribución de electricidad cuando corresponda (identificación como cliente), su completa identificación como cliente, agente del Mercado Eléctrico Mayorista cuando corresponda, incluyendo el tipo de gran usuario que se le haya asignado, y toda otra información que CAMMESA oportunamente requiera para dar cumplimiento a lo prescripto por la presente resolución.

ARTÍCULO 6° — Los beneficios establecidos en la presente quedarán sin efecto si los beneficiarios incurren en mora con respecto a sus obligaciones de pago relacionadas con el suministro de potencia y energía eléctrica y conceptos asociados.

ARTÍCULO 7° — Invítase a las jurisdicciones provinciales y municipales a adherir a los objetivos de la presente resolución. La SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA podrá rever la aplicación de los beneficios dispuestos precedentemente si, por aplicación de nuevos gravámenes locales o incremento de los existentes, dichos objetivos no pudieran alcanzarse.

ARTÍCULO 8° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los Entes Reguladores Provinciales y a las Empresas Prestadoras del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

ARTÍCULO 9° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN, Ministro de Energía y Minería. — Ing. FRANCISCO ADOLFO CABRERA, Ministro de Producción

Anexo I

Beneficiarios

Código de Actividad
131. Fabricación de hilados y tejidos, acabado de productos textiles
239. Fabricación de productos minerales no metálicos n.c.p.
162. Fabricación de productos de madera, corcho, paja y materiales trenzables
243. Fundición de metales
201. Fabricación de sustancias químicas básicas
241. Industrias básicas de hierro y acero
161. Aserrado y cepillado de madera
231. Fabricación de vidrio y productos de vidrio
170. Fabricación de papel y de productos de papel
222. Fabricación de productos de plástico

Anexo II

Informe Técnico del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN

El presente informe técnico tiene como objetivo presentar la memoria de cálculo a fin de determinar los sectores beneficiarios.

Para determinar el consumo de energía eléctrica, el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN utilizó información a nivel de gran usuario (GU) con potencia contratada mayor a 300 kW. La información fue brindada por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA —MINEM— a partir de una base de datos suministrada por CAMMESA, en la cual se presentaba el consumo de los GU para los años 2014 y 2015. Los GU, a su vez, se encontraban clasificados en GUMA (Grandes Usuarios Mayores), GUME (Grandes Usuarios Menores), GUPA (Grandes Usuarios Particulares) y GUDI (Grandes Usuarios de Distribución). Para cada GU se contaba con el área de conexión correspondiente.

La base de datos de consumo por GU permitía identificar empresas y/o establecimientos. La misma fue completada con información provista por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) consistente en: Código y Descripción de la actividad principal de las empresas.

Adicionalmente, la AFIP brindó los montos declarados de Resultado Bruto y Ventas para el año 2014, por sectores a 3 dígitos de CLANAE 2010 de las empresas incluidas en la base de datos de CAMMESA.

Junto con el MINEM, el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN estimó por distribuidora los cargos variables, fijos y por potencia, para los servicios de distribución y de peaje. El MINEM facilitó los precios mayoristas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a nivel de gran usuario. Las estructuras tarifarias utilizadas corresponden al período marzo de 2016.

Se asume que, para cada GU, el consumo eléctrico correspondiente al año 2016 permanece constante a los niveles del año 2015.

• El costo eléctrico para cada GU que compra energía eléctrica en el MEM (GUMA, GUME y GUPA) fue calculado a partir de la siguiente fórmula:

Costo eléctrico

= (Consumo eléctrico2015 * Precio mayorista)

+ (Consumo eléctrico2015 * Cargo variable por peaje)

+ (Potencia2015 * Cargo de potencia * 12) + costo fijo

Precio mayorista: es el precio mayorista medio anual del MEM;

Cargo variable por peaje, Cargo por potencia y costo fijo: son los cargos para consumos mayores a 300 kW de su respectiva área de conexión en la categoría tarifaria correspondiente al peaje.

• El costo eléctrico para GUDI fue estimado a partir de la siguiente fórmula:

Costo eléctrico

= (Consumo eléctrico2015 * Cargo variable por distribución)

+ (Potencia2015 * Cargo de potencia * 12) + costo fijo

Cargo variable por distribución, Cargo por potencia y costo fijo: son los cargos para consumos mayores a 300 kW de su respectiva área de conexión en la categoría tarifaria correspondiente a Grandes Usuarios en media tensión.

El costo eléctrico sectorial surge de la agregación del costo eléctrico por GU de cada sector de actividad.

El costo directo sectorial fue calculado como la diferencia entre las ventas y el resultado bruto. A partir de la información brindada por AFIP a nivel sectorial para el año 2014, se estimó el costo directo al año 2016 aplicándosele la inflación del año 2015 (33%) y la esperada para el 2016 (37%) de acuerdo a fuentes privadas.

Finalmente, el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN definió como sectores destinatarios del beneficio tarifario a aquellos cuyo costo de energía eléctrica antes de impuestos en relación al costo directo resultó mayor, o igual a 2,39%.

De acuerdo al criterio establecido, los sectores clasificados según la Tabla de Clasificación de Actividades Económicas (CLANAE) a tres dígitos son los siguientes:

Sector según CLANAE 2010 a tres dígitos	Costo de la energía eléctrica antes de impuestos sobre costos directos (Porcentaje)
131. Fabricación de hilados y tejidos, acabado de productos textiles	6,34
239. Fabricación de productos minerales no metálicos n.c.p.	6,04
162. Fabricación de productos de madera, corcho, paja y materiales trenzables	5,98
243. Fundición de metales	5,82
201. Fabricación de sustancias químicas básicas	3,58
241. Industrias básicas de hierro y acero	3,37
161. Aserrado y cepillado de madera	3,31
231. Fabricación de vidrio y productos de vidrio	3,26
170. Fabricación de papel y de productos de papel	3,08
222. Fabricación de productos de plástico	2,39

RESOL 2016-136-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33426, del 26/072016

Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional

BUENOS AIRES, 25 DE JULIO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196327/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 134 de fecha 16 de diciembre de 2015, 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 882 de fecha 21 de julio de 2016, la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio se dispuso el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, el “Programa RenovAr (Ronda 1)”, en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191.

Que en el Proceso de Convocatoria Abierta, las ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables de generación que resulten adjudicadas serán objeto de un Contrato del Mercado a Término denominado Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable (Contrato de Abastecimiento), con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—.

Que a tal efecto se sometió a Consulta Pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista, en adelante “Prepliego RenovAr (Ronda 1)”, a través de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que el Período de Consulta se estableció con el objeto de posibilitar la contribución de los interesados a la mejor adecuación del Prepliego RenovAr (Ronda 1) a los objetivos del referido programa, atendiendo al marco legal general y sectorial, a las condiciones del sistema eléctrico y de la economía.

Que el Período de Consulta Pública de la aludida documentación se estableció en el término de VEINTE (20) días corridos, durante el cual los interesados en el proceso iniciado, que cumplieran con los requisitos establecidos en la citada resolución, podrían efectuar observaciones o sugerencias que entendieran útiles al cumplimiento de los objetivos de interés público involucrados.

Que en atención al interés que generó la convocatoria mencionada en amplios sectores tanto nacionales como del exterior, por el Artículo 1° de la Resolución N° 106 de fecha 13 de junio de 2016 de este Ministerio se dispuso la prórroga del aludido Período de Consulta Pública hasta el 1° de julio de 2016.

Que en ese marco se resolvió que el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED) clasificara y ordenara por tema, identificando aspectos relevantes, las observaciones y sugerencias recibidas de los interesados y, dentro de los CINCO (5) días hábiles de finalizado el Período de Consulta, lo remitiera a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio para su consideración por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, con el fin de efectuar las adecuaciones y modificaciones que estime corresponder sobre el Prepliego RenovAr (Ronda 1) y de elaborar el Pliego RenovAr (Ronda 1) y su documentación complementaria para la Convocatoria Abierta a presentar ofertas dentro del plazo máximo de DIEZ (10) días de recibido el informe de observaciones del OED.

Que se recibieron cerca de un centenar de presentaciones con observaciones, sugerencias y comentarios.

Que en cumplimiento de lo dispuesto, el OED remitió el informe correspondiente.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES analizó las presentaciones recibidas y elaboró el Pliego RenovAr (Ronda 1) y su documentación complementaria definitivos.

Que como consecuencia de las presentaciones recibidas se han introducido importantes modificaciones al texto de los documentos sometidos a consulta, mejorándolos significativamente, cumpliendo de ese modo con la finalidad perseguida por el procedimiento desarrollado.

Que las modificaciones introducidas tienden a asegurar la mayor concurrencia posible de oferentes, y a brindar las condiciones necesarias para el desarrollo de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que celebrarán quienes resulten adjudicatarios.

Que, por otro lado, la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio, estableció en su Artículo 2° que los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se presenten en el marco de los procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que este Ministerio designe, según lo dispuesto en los Artículos 9° y 12 del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo 2016, obtendrán el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios promocionales solicitados en caso de resultar adjudicatarios y celebrar el Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica respectivo con la entidad contratante.

Que a tales efectos, se dispuso que la solicitud de los beneficios y su cuantificación se realizarán en el marco del procedimiento de contratación en el que se presente el interesado, aplicando los mismos criterios que se establecen en el procedimiento aprobado por el Artículo 1° de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio, de acuerdo con lo que dispongan los pliegos y demás documentación del procedimiento respectivo.

Que corresponde establecer el procedimiento a seguir para otorgar los beneficios promocionales aludidos a los oferentes que participen en el procedimiento de selección y que finalmente resulten adjudicatarios de contratos de abastecimiento.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, los Artículos 35, 36 y 84 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Reglamentación aprobada por Decreto N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; y los Artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II, del Decreto Nº 531 de fecha 30 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 2° — Apruébase el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 1)”, que como Anexo (IF 2016-00387770-APN-MEM) forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 3° — Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado por el Artículo 1°.

ARTÍCULO 4° — Establécese que los oferentes deberán incluir en su oferta la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y su cuantificación detallada de acuerdo con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 2° de la presente medida.

La cuantificación de los beneficios deberá realizarse de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5° del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y

MINERÍA y en la Resolución Conjunta N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de fecha 5 de julio de 2016.

No se exigen garantías adicionales a la garantía de mantenimiento de oferta por la solicitud de los beneficios fiscales. En caso de adjudicación y ante el otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables en los términos de la Resolución N° 72/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el adjudicatario deberá constituir las garantías previstas en el Artículo 13 del Anexo II de la mencionada resolución al solicitar la aplicación de los beneficios.

En ningún caso se aprobarán beneficios fiscales por encima de los montos de referencia que se incluyen en la siguiente tabla:

Tecnología	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en US$/MW)
Eólica	960.000
Solar Fotovoltaica	720.000
Biomasa (combustión y gasificación)	1.250.000
Biogás	2.500.000
PAH	1.500.000

Para cada proyecto esta Autoridad de Aplicación considerará que la suma de todos los beneficios fiscales solicitados no exceda el Cupo Máximo de Beneficios Fiscales para la Tecnología que corresponda multiplicado por la potencia del proyecto.

ARTÍCULO 5° — En la oportunidad establecida en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 2° de la presente medida, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) deberá remitir las ofertas a esta Autoridad de Aplicación a efectos de elaborar un informe para cada proyecto en el que se evaluarán los beneficios fiscales solicitados en función de las características y necesidades de cada uno y se determinará fundadamente la cuantía de los beneficios a asignar a cada proyecto, respetando los límites establecidos en el artículo anterior. En caso que el cupo fiscal disponible a asignar resultare insuficiente se establecerá un orden de mérito de los proyectos en función de su componente nacional declarado, de acuerdo con lo establecido en el Pliego.

Sobre la base de la información suministrada por el oferente y del análisis efectuado, esta Autoridad de Aplicación identificará:

a) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los Proyectos susceptibles de ser alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

b) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal establecido en el inciso 6) del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191; y

c) los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos de origen importado que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la NOMENCLATURA COMÚN del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar la exención prevista en el Artículo 14 de la Ley N° 27.191 en los términos establecidos en la Resolución Conjunta N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de fecha 5 de julio de 2016.

Los beneficios fiscales que, a juicio de esta Autoridad de Aplicación, corresponda otorgar a cada proyecto, se incorporarán en el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, a emitirse en los términos del Artículo 19 del Anexo I de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento a favor de cada adjudicatario.

ARTÍCULO 6° — Notifíquese la presente medida a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 7° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoIParte1, AnexoIParte2, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII, AnexoVIII, AnexoIX, AnexoX, AnexoXI, AnexoXII, AnexoXIII, AnexoXIV)

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexos

Archivo.pdf

NO-2017-00472177-APN-SSER-MEM

Archivo PDF

RESOL 2016-197-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33471, del 28/092016

CAMMESA

BUENOS AIRES, 27 DE SEPTIEMBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0016916/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por medio del Decreto Nº 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a elaborar un programa de acciones necesarias, ponerlo en vigencia e implementarlo, en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que mediante la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), correspondiente al período comprendido entre el 1º de febrero y el 30 de abril de 2016, estableciéndose nuevos precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que, asimismo, a través de la norma precedentemente indicada se definieron criterios para instrumentar un sistema de premios al ahorro de energía eléctrica, con incidencia en una disminución del precio estacional mayorista (Plan Estímulo) y se estableció un precio caracterizado como de Tarifa Social.

Que por medio de la Resolución N° 7 de fecha 27 de enero de 2016 de este Ministerio, se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado en el ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que, en ejercicio de facultades que le son propias, efectuara, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, un ajuste del valor agregado de distribución de los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., aplicando para ello el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN, de acuerdo a lo establecido en el Numeral 4.2 y siguientes, Cláusula Cuarta de las ACTAS ACUERDO celebradas entre la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y las empresas concesionarias señaladas.

Que, en tal sentido, a través de la referida Resolución Nº 7/2016 de este Ministerio, se instruyó al ENRE para que lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a los efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral y para que aplique, al universo de usuarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., según corresponda de acuerdo a lo establecido por la normativa específica, una Tarifa Social y el Plan Estímulo al Ahorro de energía eléctrica.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en los actos mencionados, a través de la Resolución Nº 1 de fecha 29 de enero de 2016 del ENRE, se aprobaron los valores de los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1º de febrero de 2016.

Que a través de la Resolución Nº 41 de fecha 25 de abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, se aprobó la Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), correspondiente al período comprendido entre el 1º de mayo y el 31 de octubre de 2016, estableciéndose los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que en la causa “Abarca, Walter José y otros c/ Estado Nacional – Ministerio de Energía y Minería y otros/amparo ley 16.986”, a través de la que se promoviera acción de amparo con el objeto de que se resolviera la nulidad de las Resoluciones Nros. 6/2016 y 7/2016 de este Ministerio y Nº 1/2016 del ENRE, la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN declaró admisibles los recursos extraordinarios y revocó la sentencia de la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata que había dispuesto la suspensión por el término de TRES (3) meses de las resoluciones mencionadas para el ámbito geográfico de la Provincia de BUENOS AIRES.

Que, asimismo, diversos juzgados federales y locales han resuelto distintas medidas cautelares que suspendieron transitoriamente la aplicación de las Resoluciones Nros. 6/2016 y 7/2016 de este Ministerio, Nº 1/2016 del ENRE y Nº 41/2016 de la SEE, algunas de las cuales fueron notificadas a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA).

Que CAMMESA, en cumplimiento de las medidas judiciales ordenadas, emitió documentos comerciales a los Agentes alcanzados, por sus compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), sin considerar la aplicación de las Resoluciones N° 6/2016 de este Ministerio y N° 41/2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que algunas de las medidas cautelares referenciadas fueron revocadas por instancias judiciales superiores y otras han perdido eficacia en función de lo dispuesto en la normativa vigente correspondiendo, en consecuencia, determinar la forma en que se percibirán los montos no abonados por los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA).

Que, en tal sentido, resulta necesario posibilitar su cancelación en hasta CUATRO (4) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

Que se estima pertinente también que el ENRE instruya en idéntico sentido y modalidad de cancelación a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A., respecto de los montos no abonados por los usuarios del servicio público de distribución de electricidad de jurisdicción federal.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Instrúyese a COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a facilitar la cancelación de los montos que deban abonarle los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (facturados o no facturados a la fecha de la presente medida), por haber quedado sin efecto las distintas medidas cautelares que suspendieran transitoriamente la aplicación de las Resoluciones Nros. 6 de fecha 25 de enero de 2016, 7 de fecha 27 de enero de 2016 de este Ministerio, Nº 1 de fecha 29 de enero de 2016 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y Nº 41 de fecha 25 de abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, en CUATRO (4) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

ARTÍCULO 2° — Con relación a los montos no abonados (facturados o no facturados a la fecha de la presente medida) por los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción federal, el ENRE instruirá a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A. a los efectos que adopten las medidas necesarias para posibilitar su pago en CUATRO (4) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — JUAN JOSÉ ARANGUREN, Ministro, Ministerio de Energía y Minería.

RESOL 2016-202-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33472, del 29/092016

Energías Renovables

BUENOS AIRES, 28 DE SEPTIEMBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0162324/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA, lo dispuesto en las Leyes N° 26.190 y N° 27.191 y en los Decretos N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y N° 882 de fecha 21 de julio de 2016, la Resolución N° 136 E/2016 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 25 de julio de 2016 y las Resoluciones N° 712 de fecha 09 de octubre de 2009 y N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011, ambas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado Régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generaciones existentes.

Que el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, que aprobó la reglamentación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, derogando a su vez el Decreto N° 562/2009, en sus Artículos 2° y 16 del Anexo I prescribe que la Autoridad de Aplicación, en el ámbito de sus competencias, adoptará las medidas conducentes para la incorporación de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) con el objeto de alcanzar las metas establecidas.

Que en el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016 el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha expresado que tiene la firme convicción de que el cumplimiento de los objetivos fijados por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 importará ingentes beneficios para nuestro país en diversos aspectos, entre los que se destacan el crecimiento y consolidación del sector energético —inmerso desde hace años en una profunda crisis— mediante la expansión de la oferta de generación en plazos relativamente cortos, la reducción de los costos de generación de energía asociados a la disminución del uso de combustibles líquidos y la previsibilidad de precios a mediano y largo plazo, generando mejores condiciones para alcanzar un adecuado abastecimiento de energía eléctrica a la demanda de este fluido, además de importar un significativo aporte en el cuidado del medio ambiente, contribuyendo a la mitigación del cambio climático, la reactivación económica a partir de la atracción de inversiones nacionales y extranjeras genuinas y la generación de fuentes de trabajo.

Que sin perjuicio de los beneficios que el cumplimiento de las metas fijadas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 implica en sí mismo, su alcance trasciende dichos objetivos, por cuanto también contribuye en la adecuación de la oferta de energía eléctrica, lo que permitirá alcanzar la calidad y seguridad del suministro eléctrico que corresponde y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas, aumentando, indirectamente, la disponibilidad de reservas operativas necesarias para el funcionamiento del sistema eléctrico, en un todo de acuerdo con los objetivos planteados por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015, al declarar la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, teniendo como una de sus premisas la pronta concreción de proyectos de generación más eficientes que diversifiquen la matriz energética y reduzcan la dependencia del uso de combustibles fósiles.

Que en el contexto normativo y fáctico expuesto y entre otras medidas, este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, mediante la Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016, convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)”—, con el fin de celebrar Contratos en el Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del

MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) integra la citada resolución.

Que la aludida convocatoria abierta de la Ronda UNO (1) del Programa RenovAr tiene por objeto la instalación de nueva oferta de generación de fuentes renovables por MIL megavatios (1.000 MW), siendo éste el primer paso para alcanzar el objetivo planteado en la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, de lograr una cobertura mínima del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica anual al 31 de diciembre de 2017.

Que existen contratos de provisión o abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados en el marco de otros regímenes o programas, como los dispuestos por las Resoluciones N° 712 de fecha 09 de octubre de 2009 y N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011, ambas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, establecidos en el marco de la Ley N° 26.190 pero anteriores a la sanción de la Ley N° 27.191, que se encuentran en distintas situaciones respecto de su vigencia y ejecución.

Que entre los proyectos comprendidos en los contratos suscriptos bajo el régimen establecido por la Resolución ex SE N° 712/2009, algunos han alcanzado la habilitación comercial de las centrales de generación y se encuentran en operación y otros no lo han hecho.

Que entre los proyectos que no han alcanzado la habilitación comercial, existe un conjunto de contratos vinculados con centrales de generación eólica respecto de los cuales las empresas titulares de los proyectos han celebrado con ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) —su contraparte en los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables— sendas adendas a los contratos originales, las cuales se perfeccionaron entre el 30 de octubre y el 09 de diciembre de 2015.

Que existe otro universo de contratos celebrados en los términos establecidos en las citadas Resoluciones ex SE N° 712/2009 y N° 108/2011 en los que se ha producido una causal de rescisión automática por incumplimientos en los plazos fijados para el inicio de obra o su habilitación comercial, imputables a los titulares de los respectivos proyectos.

Que en algunos de dichos proyectos se han realizado inversiones que resulta conveniente aprovechar, en miras a la definitiva concreción de aquéllos.

Que respecto de los contratos en los que se suscribieron oportunamente adendas a los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica, a la fecha no se han suscripto las respectivas adendas al Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), requeridas para adaptar este último a las modificaciones introducidas por las mencionadas adendas en los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica, de acuerdo con el esquema contractual desarrollado en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009.

Que en tal sentido, mediante la Nota N° 35 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 26 de enero de 2016 se comunicó la suspensión provisoria de la habilitación para la realización de nuevos Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables establecida a través del Artículo 1° de la Resolución ex SE N° 712/2009.

Que el precio promedio de la energía eléctrica suministrada establecido en las adendas celebradas entre el 30 de octubre y el 09 de diciembre de 2015 —de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO DIEZ (U$S 110)— no se corresponde con los precios de mercado para la energía eólica, de acuerdo con el análisis realizado por este Ministerio con motivo de la determinación del precio máximo de adjudicación a aplicar en la Ronda UNO (1) del Programa RenovAr —conforme lo establecido en el Artículo 3.6 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución MEyM N° 136 E/2016— y de los cuales se tendrá un preciso indicador una vez que se adjudiquen los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el marco de la citada Ronda UNO (1).

Que los precios pactados por las partes de los respectivos Contratos de Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en las adendas suscriptas resultan inconvenientes para el Mercado Eléctrico Mayorista y sus usuarios.

Que por lo tanto se considera necesario redefinir los precios considerados inconvenientes, de modo tal de ajustarlos a la realidad del mercado, a cuyos efectos corresponde vincularlos a los precios de las ofertas de generación eólica que resulten adjudicatarias en la Ronda UNO (1) del Programa RenovAr, en los corredores PATAGONIA Y COMAHUE —tal como se los define en el Anexo 3 del Pliego de Bases y Condiciones de la citada Convocatoria Abierta—, habida cuenta de que dichos corredores son los más representativos para la tecnología eólica.

Que para la redefinición del precio a abonar se estima conveniente otorgar una ponderación significativa a la mencionada vinculación a los precios de las ofertas de generación eólica que resulten adjudicatarias en la Ronda UNO (1), toda vez que representan los valores derivados del mercado. De esta manera, se define una incidencia de los mencionados precios de las ofertas adjudicadas de DOS TERCIOS (2/3) del nuevo precio.

Que para completar la conformación final del nuevo precio, también se considera el precio promedio establecido en las adendas a los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables suscriptas, pero con un reajuste, equivalente a DÓLARES VEINTICINCO por megavatio hora (US$25/MWh) a la baja, que contempla adecuadamente los precios de mercado más la incidencia de la mayor duración del contrato a suscribir, del Factor de Incentivo y del Factor de Ajuste del programa RenovAr 1 a aplicar y los costos de capital asociados a la inversión en infraestructura. De esta manera, se obtiene una reducción del precio de la energía eléctrica suministrada que beneficia al sistema eléctrico en general y a los usuarios en particular.

Que sin perjuicio de ello debe tenerse presente que algunos de los proyectos vinculados con los contratos con adendas pendientes de suscripción, por su envergadura, ya sea particular o en conjunto con otras, requieren desarrollar ampliaciones del sistema de transporte en alta tensión de QUINIENTOS kilovoltios (500 kV) para las que, si bien tendrán el beneficio de las economías de escala, su concreción requerirá inversiones adicionales para su vinculación en dicho nivel de tensión, circunstancia que amerita un tratamiento diferencial, toda vez que el costo de las obras a ejecutar debe quedar cubierto con el precio de la energía eléctrica a suministrar, de acuerdo con lo establecido en los contratos originalmente celebrados.

Que el Decreto N° 531/2016, en su Anexo I, Artículo 8°, prevé que los titulares de proyectos de inversión que hubieren celebrado contratos bajo las Resoluciones N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, N° 712/2009 y N° 108/2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS podrán acceder al citado Régimen de Fomento de las Energías Renovables por el mismo proyecto, en el caso de que éste no haya comenzado a ser construido y el contrato celebrado bajo las resoluciones mencionadas sea dejado sin efecto en las condiciones establecidas por la Autoridad de Aplicación.

Que en el marco de la citada Resolución ex SE N° 712/2009, se incluyen en el conjunto de contratos con adendas a los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables otros proyectos que ya han iniciado la etapa de construcción, extremo que también debe tenerse en consideración a los efectos de disponer el tratamiento correspondiente.

Que el Decreto N° 531/2016, en su Anexo I, Artículo 8°, establece que los titulares de proyectos de inversión respecto de los cuales se hayan celebrado contratos bajo las resoluciones citadas precedentemente, que hayan comenzado la etapa de construcción, podrán ser beneficiarios del Régimen de Fomento de las Energías Renovables siempre que acepten las modificaciones a los contratos celebrados que resulten necesarias para adaptarlos a los términos de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, del citado decreto y de las normas complementarias que en consecuencia se dicten, de acuerdo con lo que establezca esta Autoridad de Aplicación.

Que en orden al cumplimiento de las metas fijadas en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 debe tenerse en cuenta que actualmente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética nacional no supera el DOS POR CIENTO (2%), motivo por el cual resulta de imperiosa necesidad adoptar con carácter urgente todas las medidas que resulten necesarias para alcanzar la meta señalada.

Que a los efectos de satisfacer el primero de los objetivos establecido en la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, en el plazo fijado, se entiende conveniente disponer los mecanismos que, en dicho marco, permitan agregar la participación de proyectos de generación involucrados en las resoluciones citadas previamente que no se han concretado, teniendo en cuenta que disponen de diseños totalmente desarrollados, de las autorizaciones y habilitaciones pertinentes, tanto ambientales como de participación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), y/o que sus obras se encuentran en un estado de ejecución tal que permitirían alcanzar más prontamente tales objetivos.

Que las propuestas que se realicen bajo las premisas establecidas en este acto, no inciden en ninguna de las ofertas que se reciban en la Convocatoria Abierta del Programa RenovAr (Ronda 1).

Que, con la finalidad indicada, siendo un aspecto clave para el desarrollo de estas fuentes de energía eléctrica el poder acceder a fuentes de financiamiento adecuadas para este tipo de proyectos de inversión, lo que no se ha verificado en los años precedentes, se considera conveniente que los contratos que se celebren en virtud de lo dispuesto en este acto puedan contar con similares condiciones a las que se disponen para los contratos a celebrarse en el Programa RenovAr (Ronda 1), incluyendo el

esquema de garantías a través del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), creado por la Ley N° 27.191, sobre la base de lo establecido en el Decreto N° 882/2016.

Que de acuerdo con el análisis realizado por este Ministerio con motivo de la ya mencionada determinación del precio máximo de adjudicación a aplicar en la Convocatoria Abierta del Programa RenovAr (Ronda 1), los actuales precios de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables han disminuido sustancialmente respecto de los precios medios de los proyectos que se presentaron en el marco de las Resoluciones ex S.E. N° 712/2009 y N° 108/2011, a lo que cabe agregar también la incidencia en los precios del esquema estructurado de beneficios fiscales y garantías y la mayor extensión del plazo de vigencia del contrato en el citado Programa RenovAr (Ronda 1).

Que los parámetros que surgen de la citada Ronda 1 del Programa RenovAr, que incluyen la aludida incidencia del esquema estructurado de beneficios fiscales y garantías y del plazo contractual, deben ser ineludiblemente contemplados para la consideración de las propuestas que se realicen sobre la base de la presente resolución.

Que la adopción de los precios resultantes de la Convocatoria Abierta del Programa RenovAr (Ronda 1) debe hacerse teniendo en consideración las diferencias legales y técnicas de las distintas categorías de contratos alcanzados por la presente medida, el avance de las inversiones a la fecha de publicación de la presente resolución y las estipulaciones previstas en los contratos originalmente suscriptos bajo los regímenes de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 y N° 108/2011.

Que también debe contemplarse la necesidad de cubrir con el precio a abonar por la energía eléctrica producida por la central correspondiente, el costo de la obra de interconexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV) por una capacidad de SEISCIENTOS (600) MVA, por parte de los proyectos que deban asumirla conforme con el compromiso asumido en los respectivos contratos originales.

Que resulta adecuado establecer que el costo de la mencionada obra se determinará como un valor por megavatio hora (US$/MWh) a definir por la Autoridad de Aplicación sobre la base de la información suministrada por la o las empresas titulares de los proyectos que asuman la construcción de la obra, la que será evaluada mediante la correspondiente auditoría.

Que en atención a que la Ley N° 27.191, al modificar y ampliar el alcance de la Ley N° 26.190, la reglamentación de ambas normas establecida por el Decreto N° 531/2016 y el Decreto N° 882/2016 han producido una significativa modificación del RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA originalmente aprobado por la citada Ley N° 26.190, sentando las bases de una verdadera política de Estado para el desarrollo de la matriz eléctrica de fuente renovable para los próximos lustros, resulta menester dejar sin efecto los regímenes instaurados por las Resoluciones ex SE N° 712/2009 y N° 108/2011, toda vez que ya no responden a los criterios fijados y a los objetivos perseguidos.

Que la derogación de las resoluciones citadas en el párrafo anterior no afecta la plena vigencia de los contratos celebrados bajo dichos regímenes, en particular respecto de los proyectos que ya han alcanzado su habilitación comercial.

Que ante la derogación del Decreto N° 562/2009 y de la Resolución Conjunta N° 572 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y N° 172 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS de fecha 2 de mayo de 2011, dispuesta por el Decreto N° 531/2016, corresponde prever el procedimiento por el cual los proyectos puedan obtener los beneficios fiscales previstos en la Ley N° 26.190, en su texto vigente al momento de celebrarse los contratos respectivos —es decir, con carácter previo a la modificación introducida por la Ley N° 27.191— que han solicitado y que han sido considerados en la ecuación económica del contrato celebrado.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Derógase la Resolución N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, con excepción de lo dispuesto en el párrafo siguiente.

La derogación dispuesta en el párrafo anterior no afecta la vigencia del Anexo 39 - "GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA, EXCLUIDA LA HIDRÁULICA Y LA EÓLICA" y del Anexo 40 - "GENERACIÓN EÓLICA" incorporados, respectivamente, por los Artículos 6° y 7° de la Resolución ex SE N° 712/2009 a "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2° — Derógase la Resolución N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

ARTÍCULO 3° — Los Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables celebrados en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011 en los que las centrales de generación afectadas a su cumplimiento hubieren obtenido la habilitación comercial a la fecha de publicación de la presente resolución, se mantendrán en los términos contractuales establecidos oportunamente.

En caso de que los titulares de los proyectos relacionados con los contratos comprendidos en el párrafo anterior hubieren solicitado o tengan derecho a solicitar los beneficios fiscales previstos en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190, en su texto anterior a la modificación introducida por la Ley N° 27.191, y del Artículo 8.3 del Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009, ambos vigentes a la fecha de suscripción de los contratos, que a la fecha de publicación de la presente resolución estuvieren pendientes de aplicación, y siempre que no hayan renunciado a la percepción de los beneficios derivados de la implementación de la Ley N° 26.190, dichos beneficios fiscales se efectivizarán de acuerdo con lo dispuesto a continuación:

1. Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.): será de aplicación lo dispuesto en el Artículo 9°, inciso 1) y apartado 1.1 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191; Artículo 9°, inciso 1) y apartado I, del Anexo I del Decreto N° 531/2016; Artículo 5°, inciso a), del Anexo I y Artículo 6° del Anexo II de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio. Este beneficio se hará efectivo luego de transcurrido como mínimo TRES (3) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones realizadas hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos.

2. Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias: será de aplicación lo dispuesto en el Artículo 9°, inciso 1) y apartados 1.1 y 1.4 de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191; Artículo 9°, inciso 1) y apartado II, del Anexo I del Decreto N° 531/2016; Artículo 5°, inciso b), del Anexo I y Artículo 6° del Anexo II de la Resolución MEyM N° 72/2016.

3. Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta: este beneficio será aplicable por los ejercicios 2016, 2017 y 2018, en la medida en que corresponda abonar el impuesto conforme al régimen general, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 12 de la Ley N° 25.360, modificatoria del Título V de la Ley N° 25.063. A tales efectos, será de aplicación lo establecido en el Artículo 9°, inciso 3), del Anexo I del Decreto N° 531/2016; Artículo 5°, inciso d), del Anexo I —únicamente para los ejercicios indicados precedentemente— y Artículo 6° del Anexo II de la Resolución MEyM N° 72/2016.

ARTÍCULO 4° — Los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía de origen eólico para los que se hayan celebrado contratos en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009, respecto de los cuales no se hubieren suscripto las respectivas adendas a los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), requeridas para adaptar estos últimos a las modificaciones introducidas mediante sendas adendas en los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica suscriptos entre ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) y los titulares de los proyectos, podrán acogerse al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 mediante la suscripción de Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos y bajo las condiciones establecidos en el presente artículo, en el Artículo 6° y en el inciso 1) del Artículo 7°, siempre que:

1. Requieran para su vinculación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) obras de transmisión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV) y no hubieren iniciado la ejecución de las obras correspondientes, habiendo estado prevista la vinculación en ese nivel de tensión en los Contratos de Abastecimiento MEM celebrados entre la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA) y ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009; o bien,

2. Acrediten haber comenzado la etapa de construcción a la fecha de publicación de la presente resolución, independientemente del nivel de tensión de la interconexión.

La acreditación del comienzo de la etapa de construcción, para los casos incluidos en el inciso 2) precedente, será auditada por el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (INTI), a costa del titular del proyecto de inversión.

Como condición precedente a la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables que se habilitan por la presente norma, las partes vendedoras de los contratos celebrados en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009 deberán: (i) rescindir estos últimos contratos de común acuerdo con su contraparte, y (ii) manifestar conjuntamente con su contraparte en forma expresa e incondicionada que no tienen nada que reclamarse mutuamente con motivo de los mencionados contratos. Los titulares de los proyectos de inversión deberán extender la manifestación indicada precedentemente a favor de todos los organismos y entidades que pudieren haber intervenido, tal el caso de CAMMESA, del ESTADO NACIONAL y de sus entes descentralizados.

Cumplido con lo establecido en el párrafo precedente, ENARSA restituirá a las partes vendedoras de los contratos celebrados en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009 las garantías de cumplimiento de contrato oportunamente constituidas.

ARTÍCULO 5° — Los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía por los que se hubieren celebrado contratos en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011 para los que a la fecha de publicación de la presente resolución se hubiere producido una causal de rescisión automática del contrato, ya sea por haberse cumplido el plazo máximo de inicio de obra o por haberse cumplido el plazo máximo previsto para la habilitación comercial de la respectiva central, y en los que se hubieren realizado erogaciones de fondos asociados a las instalaciones de generación en niveles suficientes para tener por cumplido el principio efectivo de ejecución en los términos del Artículo 9°, primer párrafo, de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, podrán solicitar su incorporación al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos y bajo las condiciones establecidos en este artículo, en el Artículo 6° y en el inciso 2) del Artículo 7°, de la presente medida.

El cumplimiento del principio efectivo de ejecución será auditado por el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (INTI), a costa del titular del proyecto de inversión.

Como condición precedente a la suscripción del nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables que se habilita por la presente norma, las partes vendedoras de los contratos celebrados en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 y N° 108/2011 incluidos en este artículo deberán: (i) renunciar en forma expresa e incondicionada a toda acción o reclamo de cualquier naturaleza relacionados con dichos contratos y (ii) manifestar en forma expresa e incondicionada que no tienen nada que reclamar con motivo de tales contratos, debiendo extender dicha manifestación a favor de todos los organismos y entidades que pudieren haber intervenido, tal el caso de ENARSA, de CAMMESA, del ESTADO NACIONAL y de sus entes descentralizados.

ARTÍCULO 6° — Los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir por los sujetos comprendidos en los Artículos 4° y 5° deberán celebrarse dentro del plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la presente resolución y se ajustarán a los términos y condiciones definidos en el Artículo 9° de la Resolución N° 71 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 17 de mayo de 2016, con las siguientes condiciones particulares:

1. Parte Vendedora: el titular del proyecto de inversión alcanzado por las disposiciones de los Artículos 4° o 5° de la presente resolución, que haya adquirido o adquiera en los plazos que se establecen en la presente resolución el carácter de Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM.

2. Parte Compradora: la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—.

3. La potencia comprometida en los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir será la misma que fuera comprometida en el contrato celebrado en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011.

4. Se entenderá por “Proyecto” o “Central de Generación” a la central generadora de energía eléctrica de fuente renovable que el Vendedor se compromete a construir, operar y mantener para cumplir con el abastecimiento de la energía contratada, y todos los demás activos asociados con la misma, incluyendo la línea de transmisión, instalaciones y equipamientos de medición y control requeridos para conectar la Central de Generación al nodo del SADI y/o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte correspondiente, en el cual el Vendedor se compromete a entregar la energía eléctrica generada. El Proyecto deberá ser el que fuera comprometido en el contrato originalmente suscripto en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011, sin perjuicio de las actualizaciones tecnológicas que pudieren corresponder.

5. Deberá establecerse la Energía Comprometida por el Proyecto, entendiendo por tal a la energía eléctrica que el Vendedor se compromete a suministrar por año de producción durante el plazo de vigencia del Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, que no debe ser menor al nivel de generación con un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidad de excedencia (P90) del Proyecto, que deberá estar certificado en el reporte de producción de energía realizado y certificado por un consultor independiente, que deberá presentar el titular del Proyecto, a satisfacción de este Ministerio.

6. Deberá establecerse la Energía Comprometida Mínima por el Proyecto, entendiendo por tal la energía eléctrica que el Vendedor se compromete a suministrar como mínimo por año de producción durante el plazo de vigencia del Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, que no debe ser menor al nivel de generación con un NOVENTA Y NUEVE POR CIENTO (99%) de probabilidad de excedencia (P99) del Proyecto, certificado en el reporte de producción de energía mencionado en el inciso anterior.

7. Deberá incluir el cronograma de ejecución de obras, en el que se indicarán los siguientes hitos de obra, con los respectivos plazos de ejecución, a contar desde la fecha de suscripción del Contrato:

a. Plazo programado de cierre financiero;

b. Plazo programado de comienzo de construcción;

c. Plazo programado de llegada de equipos;

d. Plazo programado de habilitación comercial.

8. Tendrá una vigencia de VEINTE (20) años consecutivos a partir de la fecha de habilitación comercial.

9. El Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables se regirá y será interpretado de acuerdo con las leyes, normas y principios generales del derecho privado vigentes en la República Argentina, en todo cuanto no contradigan el Marco Regulatorio Federal Eléctrico. En particular, regirán las Leyes N° 15.336, N° 24.065, N° 26.190, N° 27.191, y el Decreto N° 531/2016, LOS PROCEDIMIENTOS, el Código Civil y Comercial de la República Argentina y demás normas modificatorias y reglamentarias.

10. En materia de incrementos fiscales será aplicable lo establecido en el Artículo 13 de la Ley N° 27.191 y en el Artículo 13 del Anexo II del Decreto N° 531/2016.

11. El Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables estará respaldado por un Acuerdo de Adhesión al Fondo de Desarrollo de las Energías Renovables (FODER), creado por la Ley N° 27.191, a suscribirse entre la Parte Vendedora del citado contrato como beneficiario, el ESTADO NACIONAL, a través de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, como fiduciante y fideicomisario, y el fiduciario del FODER.

12. Si la empresa titular del Proyecto de inversión de generación a partir de fuentes renovables no estuviera autorizada a actuar como Agente del MEM, para poder proceder a la suscripción del respectivo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables deberá presentar previamente copia que acredite el inicio del respectivo trámite, con la identificación del número de expediente para la inscripción del Proyecto como Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM en los términos establecidos en LOS PROCEDIMIENTOS. Como condición previa para el otorgamiento de la habilitación comercial de la respectiva central, el titular del correspondiente Proyecto deberá contar con la autorización para actuar como Agente MEM por la mencionada central.

En los casos de los contratos celebrados en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009, el cumplimiento de los requisitos establecidos en este inciso se efectuará mediante la transferencia del

carácter de Agente MEM obtenido por ENARSA para el Proyecto correspondiente a favor de la Parte Vendedora, de conformidad con lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS.

13. Si el Proyecto de generación a partir de fuentes renovables no hubiere obtenido el acceso a la capacidad de transporte por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), para poder proceder a la suscripción del respectivo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, el titular del mismo deberá presentar los resultados del Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA (estudio estático y dinámico de la red con la debida conclusión de un consultor independiente, donde manifieste expresamente la factibilidad de inyección de la potencia y energía asociada al Proyecto en el punto de entrega) así como la conformidad del transportista o el prestador adicional de la función técnica de transporte correspondiente. Como condición previa para el otorgamiento de la habilitación comercial de la respectiva central, el Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM deberá contar con el acceso a la capacidad de transporte otorgado por el ENRE, debiendo haberse publicado la resolución correspondiente en el Boletín Oficial.

En los casos de los contratos celebrados en el marco de la Resolución ex SE N° 712/2009, el cumplimiento de los requisitos establecidos en este inciso se efectuará mediante el cambio de titularidad de la central de ENARSA a la Parte Vendedora, de conformidad con lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS.

14. Deberá contar con la habilitación ambiental del Proyecto, tal como se lo define en el inciso 4) del presente artículo, emitida por la autoridad de gobierno competente, que permita desde el punto de vista ambiental la ejecución y desarrollo del Proyecto a partir de la fecha de suscripción del nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, sin necesidad de obtener ninguna otra habilitación, autorización, permiso o acto equivalente, según la normativa vigente.

15. Todas las actividades a ser desarrolladas y los establecimientos involucrados en el Proyecto, deberán estar correctamente encuadrados y habilitados para la actividad que prevén realizar de acuerdo con la normativa nacional, provincial, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o municipal, según corresponda, relativa al uso de suelo, debiéndose acompañar la documentación que lo certifique. Los establecimientos involucrados deberán estar identificados y localizados mediante mapas, cartas satelitales, planos y esquemas donde se detalle la localización de la Central de Generación y las principales vías de acceso y circulación.

16. La Vendedora deberá presentar la documentación debidamente certificada por escribano y de corresponder legalizada que acredite la disponibilidad del inmueble durante toda la vigencia del Contrato de Abastecimiento mediante un título de propiedad, sin gravámenes ni inhibiciones al titular, un contrato de alquiler, comodato, usufructo o superficie y/u opción irrevocable de venta, alquiler, comodato, usufructo o superficie. Los límites del o de los inmuebles afectado/s al correcto funcionamiento del Proyecto estarán identificados claramente con sus respectivas coordenadas geográficas y a través de las planchetas de catastro correspondientes. En el caso de inmuebles de dominio público se deberán acompañar copias certificadas por escribano y de corresponder legalizadas de los actos administrativos que permitan su utilización para el Proyecto.

17. Deberá presentar una declaración jurada manifestando que los equipos no contienen policloruros de bifenilos (PCBs) ni que se almacenarán dichos productos en el predio.

18. La Parte Vendedora deberá respaldar el cumplimiento de todas las obligaciones requeridas en el Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, constituyendo a tal fin una garantía de cumplimiento del contrato a satisfacción de CAMMESA, con carácter previo a la suscripción del contrato. El monto de la garantía deberá ser de DOSCIENTOS CINCUENTA MIL DÓLARES (US$ 250.000) por cada Megavatio de potencia contratada de la central de generación y por un plazo no menor a UN (1) año debiendo ser renovada por el mismo plazo y entregada a CAMMESA antes de su vencimiento. Esta garantía deberá mantenerse vigente hasta la finalización del período de CIENTO OCHENTA (180) días siguientes al plazo programado de habilitación comercial.

19. Las empresas titulares de los proyectos que accedan a la celebración de un Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables en los términos de la presente resolución, deberán afrontar la inversión asociada a las ampliaciones de la capacidad de transporte que sean necesarias para su vinculación al MEM, siendo su costo a cargo exclusivo de la Parte Vendedora. Las obras necesarias podrán ser asumidas en forma conjunta, mediante acuerdo entre los Agentes Generadores, Cogeneradores y/o Autogeneradores titulares de uno o más proyectos, lo cual deberá ser autorizado por esta Autoridad de Aplicación.

En el supuesto previsto en el párrafo anterior, el cronograma de ejecución de las obras de la central de generación deberá correlacionarse con el cronograma de las obras de ampliación de transporte requeridas para su vinculación al MEM.

El Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir, de acuerdo con lo establecido precedentemente, se ajustará al modelo que como Anexo (IF-2016-01753742-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

El Acuerdo de Adhesión a suscribir conforme lo establecido en el inciso 11) del presente artículo se ajustará al modelo que como (IF-2016-01753763-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

Vencido el plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles establecido en el primer párrafo de este artículo sin que los titulares de proyectos de inversión alcanzados por la presente resolución suscriban el Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables por motivos a ellos imputables, caducará el derecho a suscribirlo.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 149/2017 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 12/05/2017 se da por prorrogado el plazo establecido en el presente artículo para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM y de los respectivos Acuerdos de Adhesión al FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), en los términos de ésta resolución, hasta el 31 de mayo de 2017, inclusive. Prórroga anterior: Resolución N° 75/2017 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 31/3/2017, Resolución N° 301/2016 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 23/12/2016, con el alcance indicado en el artículo 2° de la norma de referencia).

ARTÍCULO 7° — El precio a abonar por la energía eléctrica abastecida en el marco de los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribirse conforme lo establecido en la presente resolución, se define según lo siguiente:

1) Para los contratos celebrados respecto de los proyectos de generación alcanzados por el Artículo 4°, el precio a aplicar para abonar la energía eléctrica producida por la central correspondiente surgirá de la siguiente ecuación:

P = 1/3 * 85 + 2/3 * PMA

Donde:

“P” es el precio de la energía eléctrica generada por la Central de Generación, expresado en dólares estadounidenses por megavatio hora (US$/MWh).

“PMA” es el precio más alto de las ofertas de generación de origen eólico que resulten adjudicadas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el Programa RenovAr (Ronda 1)—, convocada por la Resolución MEyM N° 136 E/2016, en los corredores PATAGONIA y COMAHUE —definidos en el Anexo 3 del Pliego de Bases y Condiciones de la citada Convocatoria Abierta— con un valor mínimo de DÓLARES ESTADOUNIDENSES SESENTA Y CINCO por megavatio hora (US$65/MWh).

El precio así determinado se ajustará anualmente con la aplicación del Factor de Ajuste Anual y del Factor de Incentivo —en caso de corresponder en virtud de la fecha de habilitación comercial— establecidos respectivamente en los Anexos B y C del modelo de Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables que como Anexo (IF-2016-01753742-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

2) Para los contratos celebrados para los proyectos de generación alcanzados por el Artículo 5°, el precio a aplicar para abonar la energía eléctrica producida por la central correspondiente será el menor entre:

a) el precio más bajo de las ofertas adjudicadas para la tecnología utilizada —eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás o pequeños aprovechamientos hidroeléctricos— en el corredor en el que se conecta el proyecto, en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)”—, convocada por la Resolución MEyM N° 136 E/2016.

En caso de no existir ofertas de generación de la misma tecnología adjudicadas en el corredor correspondiente al proyecto, se tomará el precio más bajo de las ofertas de generación de la misma tecnología adjudicadas a nivel país. En caso de que no resulte adjudicada ninguna oferta de generación de la misma tecnología utilizada por el proyecto en todo el país, se tomará el Precio Máximo de Adjudicación para la tecnología correspondiente fijado de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3.6 del Pliego de Bases y Condiciones del Programa RenovAr (Ronda 1), aprobado por la Resolución MEyM N° 136 E/2016.

El precio determinado según lo establecido en el presente apartado a) se ajustará anualmente con la aplicación del Factor de Ajuste Anual establecido en el Anexo B del modelo de Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables que como Anexo (IF-2016-01753742- APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

b) el precio establecido en el contrato suscripto en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011.

En los contratos comprendidos en este inciso 2) del presente artículo no será aplicable el Factor de Incentivo establecido en el modelo de Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables que como Anexo (IF-2016-01753742-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 8° — En los casos contemplados en el inciso 1) del artículo anterior en los cuales las partes vendedoras deban vincularse al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV), conforme con lo previsto en los respectivos contratos originales, al precio a abonar por la energía eléctrica producida por la central correspondiente que surja de la ecuación establecida en el inciso 1) del artículo precedente se le adicionará, en concepto de costo de la interconexión incluida la nueva estación transformadora en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV), un valor en dólares estadounidenses por megavatio hora (US$/MWh) a definir por la Autoridad de Aplicación sobre la base de la información suministrada por la o las empresas titulares de los proyectos que asuman la construcción de la obra, previa auditoría.

ARTÍCULO 9° — La Parte Vendedora del Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables celebrado en los términos establecidos en la presente resolución podrá solicitar los beneficios fiscales previstos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191. La cuantificación de los beneficios deberá realizarse de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5° del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y en la Resolución Conjunta N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de fecha 5 de julio de 2016 y su modificatoria.

En ningún caso esta Autoridad de Aplicación aprobará beneficios fiscales que excedan los montos de referencia establecidos en el Artículo 4° de la Resolución MEyM N° 136 E/2016. Los beneficios fiscales concedidos se aplicarán únicamente respecto de las inversiones realizadas con posterioridad al otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

Previo cumplimiento de los Artículos 14, 15 —en caso de que la fuente renovable de generación sea residuos— y 18 del Anexo I de la Resolución MEyM N° 72/2016, esta Autoridad de Aplicación emitirá a favor de la Parte Vendedora el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 19 del citado Anexo, en la medida y con el alcance que correspondan en virtud de las solicitudes efectuadas.

La Parte Vendedora quedará sujeta al procedimiento para el control de las inversiones y aplicación de los beneficios fiscales y, eventualmente, a las sanciones, establecidas en el Anexo II de la Resolución MEyM N° 72/2016 y Resolución Conjunta MEyM N° 123/2016 y MP N° 313/2016 y su modificatoria.

La Parte Vendedora deberá presentar el certificado fiscal para contratar vigente emitido por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS —Resolución General AFIP Nº 1814/05 y sus modificaciones—; no deberá encontrarse en las situaciones prescriptas en el Artículo 11 de la Ley N° 26.190 y deberá dar cumplimiento a lo dispuesto en el último párrafo del citado Artículo 11 de la Ley N° 26.190.

ARTÍCULO 10. — Habilítase, con carácter excepcional, la celebración de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) —representado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)— y los sujetos comprendidos en los Artículos 4° y 5° de la presente resolución, en los términos y condiciones que, para cada caso, se establecen en los Artículos 4°, 5°, 6°, 7° y 8°, los que se denominarán Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables.

La habilitación excepcional dispuesta en el párrafo anterior tendrá una vigencia de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la presente resolución.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 149/2017 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 12/05/2017 se da por prorrogado el plazo establecido en el presente artículo para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM y de los respectivos Acuerdos de Adhesión al FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), en los términos de ésta resolución, hasta el 31 de mayo de 2017, inclusive. Prórroga anterior: Resolución N° 75/2017 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 31/3/2017, Resolución N° 40/2017 del Ministerio de Energía y

Minería B.O. 1/3/2017; Resolución N° 301/2016 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 23/12/2016, con el alcance indicado en el artículo 2° de la norma de referencia).

ARTÍCULO 11. — La SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA efectuará todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de las disposiciones de la presente resolución.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA).

ARTÍCULO 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

NO-2017-04991243-APN-SSER#MEM

Archivo pdf

NO-2017-10384123-APN-SSER#MEM

Archivo.pdf

RESOL 2016-205-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33473, del 30/092016

Energías Renovables

BUENOS AIRES, 29 DE SEPTIEMBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196327/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA, lo dispuesto en las Leyes N° 26.190 y N° 27.191, en los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 882 de fecha 21 de julio de 2016, y la Resolución N° 136 E/2016 de fecha 25 de julio de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que por Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, se aprobó la reglamentación del referido Régimen.

Que mediante la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio se dispuso el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, el “Programa RenovAr (Ronda 1)”, en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017, en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191, a cuyos efectos se sometió a Consulta Pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de dicha Convocatoria.

Que efectuada la Consulta, mediante Resolución N° 136 - E/2016 de fecha 25 de julio de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación -el “Programa RenovAr (Ronda 1)”-, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) forma parte integrante de dicha resolución.

Que en tal sentido, por ese mismo acto se aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 1)”, que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) forma parte integrante de la referida medida.

Que asimismo se instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado.

Que en ese mismo acto, en lo relativo a los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, se estableció que los oferentes deberán incluir en su oferta la solicitud de tales beneficios, cuya cuantificación deberá realizarse de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5° del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y en la Resolución Conjunta N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 5 de julio de 2016 (posteriormente modificada por la Resolución Conjunta N° 1 E/2016 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN); y que en ningún caso se aprobarán beneficios fiscales por encima de los montos de referencia que, por tecnología, se incluyen en la tabla allí establecida.

Que seguidamente se previó que, oportunamente, CAMMESA remitirá las ofertas a esta Autoridad de Aplicación a efectos de elaborar un informe para cada proyecto en el que se evaluarán los beneficios fiscales solicitados en función de las características y necesidades de cada uno y se determinará

fundadamente la cuantía de los beneficios a asignar a cada proyecto, respetando los límites establecidos en dicho acto; y que en caso que el cupo fiscal disponible a asignar resultare insuficiente, se establecerá un orden de mérito de los proyectos en función de su componente nacional declarado, de acuerdo con lo establecido en el Pliego.

Que en el marco de la Convocatoria realizada por la Resolución N° 136 - E/2016, con fecha 5 de septiembre de 2016, en la sede del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas se procedió a la recepción en sobre cerrado de las Ofertas (Sobres “A” y “B”) y a la apertura del Sobre “A” de las CIENTO VEINTITRÉS (123) Ofertas presentadas.

Que conforme a lo establecido en el Artículo 16.5 del Pliego de Bases y Condiciones, mediante Nota B-110710-1 de fecha 12 de septiembre de 2016, CAMMESA remitió a esta Autoridad toda la documentación contenida en los Sobres “A” de los Oferentes, a los efectos de que se analicen las solicitudes de beneficios fiscales presentadas por los Oferentes.

Que por otra parte, por Nota B-111102-1 de fecha 26 de septiembre de 2016, CAMMESA elaboró, para cada tecnología por separado, el orden de mérito de las Ofertas en función del valor de Componente Nacional Declarado, conforme el Artículo 12.4.1 c) del Pliego de Bases y Condiciones, asignando a cada Oferta un puntaje (Puntaje por CND) en base a la fórmula allí consignada.

Que en lo atinente a los beneficios fiscales, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitió el Informe Técnico correspondiente, en el que realizó el análisis de las solicitudes de beneficios fiscales presentadas por los Oferentes.

Que el referido informe contiene, para cada Oferta evaluada, los valores finales y definitivos correspondientes al monto total de beneficios fiscales otorgables, el Componente Nacional Declarado (CND) y el Puntaje por CND; y los informes individuales de cada uno de los Proyectos en los que se detalla el monto total otorgable por cada tipo de beneficio para cada una de las Ofertas evaluadas, en caso de resultar adjudicadas.

Que allí se da cuenta de los montos en dólares estadounidenses de los beneficios solicitados en forma agregada en las Ofertas recibidas por un monto total de DÓLARES ESTADOUNIDENSES DOS MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y NUEVE MILLONES SEISCIENTOS CUARENTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS NOVENTA Y TRES (U$S 2.899.649.593), y el monto otorgable por un monto total de DÓLARES ESTADOUNIDENSES DOS MIL OCHOCIENTOS TRES MILLONES CUATROCIENTOS VEINTE MIL DOSCIENTOS (U$S 2.803.420.200), determinado como resultado de la revisión y análisis detallado que allí se describe.

Que conforme surge de dicho informe, toda vez que el monto total otorgable por un total de DÓLARES ESTADOUNIDENSES DOS MIL OCHOCIENTOS TRES MILLONES CUATROCIENTOS VEINTE MIL DOSCIENTOS (U$S.2.803.420.200), sobre la totalidad de las Ofertas recibidas, se corresponden en forma agregada con 6344 MW, cifra que excede ampliamente los 1000 MW de Potencia Requerida de esta primera ronda, se prevé que en ningún caso la suma de los beneficios fiscales otorgables a los proyectos que resulten adjudicados supere el monto de cupo fiscal disponible el que, conforme el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016, es de DÓLARES ESTADOUNIDENSES UN MIL SETECIENTOS MILLONES (U$S 1.700.000.000), para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en el Artículo 9° de la Ley N° 26.190 y su modificatoria N° 27.191 y en el Artículo 14 de la última ley citada.

Que, por otra parte, CAMMESA luego de realizar el análisis de la documentación presentada por los Oferentes, en los términos del Artículo 16.5 del Pliego de Bases y Condiciones, remitió a esta Autoridad de Aplicación, mediante Nota N° B-101144-1 de fecha 28 de septiembre de 2016, el informe no vinculante de precalificación.

Que en la Nota mencionada constan los resultados del análisis de admisibilidad de las Ofertas presentadas, así como un informe ejecutivo individual, agrupados por tecnología, de la evaluación realizada de cada Oferta.

Que en el marco del procedimiento de análisis llevado a cabo por CAMMESA, se dio intervención al MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE, respecto de los Proyectos cuya fuente renovable de generación son residuos, en los términos del Artículo 16.8 del Pliego de Bases y Condiciones y de lo establecido en el Artículo 8.2 del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, el que mediante Nota 2016-01713993-APN-SECCI#MAD de fecha 27 de septiembre de 2016 emitió opinión favorable sobre la elegibilidad de tales Proyectos.

Que respecto del informe elaborado por CAMMESA, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitió un informe en el proceso de calificación formal, técnica y legal de las Ofertas presentadas en el marco de la presente Convocatoria, en el que se efectúan recomendaciones respecto de la calificación de las Ofertas.

Que por todo ello, sobre la base del análisis y las evaluaciones efectuadas por las áreas técnicas competentes en el marco de la presente Convocatoria, y en función de lo previsto en el Artículo 16.5 del Pliego de Bases y Condiciones corresponde a esta Autoridad de Aplicación decidir sobre los beneficios fiscales a otorgar a cada Proyecto y determinar las Ofertas en condiciones de ser calificadas, e instruir a CAMMESA para que realice las notificaciones correspondientes y continúe con el procedimiento.

Que los beneficios fiscales que por el presente se determinan, serán los que, para los Oferentes que resulten Adjudicatarios, se incorporarán en el Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento.

Que como consecuencia de los análisis efectuados sobre la información presentada por los Oferentes corresponde determinar para cada caso los datos específicos referidos a Potencia Ofertada, Plazos Programados de Habilitación Comercial, Punto de Interconexión y capacidad financiera del Socio Estratégico.

Que habiéndose concretado a la fecha todas las instancias de evaluación y teniendo en miras el objetivo último de agilizar en cuanto sea posible el cumplimiento de los fines previstos por el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, contribuyendo así a la concreción de los proyectos en tiempo oportuno, se considera conveniente modificar la fecha de apertura y de adjudicación establecidas en el cronograma.

Que ello no ha de obstar la posibilidad de los Oferentes prevista en el Artículo 16.7 del Pliego de optar por retirar su Oferta, sin pérdida de la Garantía de Mantenimiento de Oferta, en caso que el monto total a otorgar a un Proyecto por los beneficios fiscales sea inferior al solicitado en la Oferta.

Que, por otra parte, corresponde efectuar las adecuaciones pertinentes al procedimiento de adjudicación que, sin vulnerar los límites de la capacidad técnica del sistema de transporte eléctrico, aseguren la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a las Ofertas de precio más conveniente.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Determínase la calificación de las Ofertas presentadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), efectuada mediante la Resolución N° 136 - E/2016 de fecha 25 de julio de 2016 de este Ministerio, conforme surge del Anexo (IF-2016-01784333-APN-SECEE#MEM) de la presente resolución y en los términos del Informe Técnico (IF-2016-01786870-APN-SECEE#MEM) de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 2° — Determínase el monto de los beneficios fiscales que corresponde otorgar a cada Proyecto conforme surge del Anexo (IF-2016-01784312-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente, en los términos del Informe Técnico (IF-2016-01786855-APN-SECEE#MEM) de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Dichos beneficios fiscales serán los que se incorporarán al Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, para los Oferentes que resulten Adjudicatarios.

ARTÍCULO 3° — Determínase que la Potencia Ofertada, los Plazos Programados de Habilitación Comercial, el Punto de Interconexión y la capacidad financiera del Socio Estratégico correspondientes a

cada Oferta son los indicados en los Anexos (IF-2016-01784331-APN-SECEE#MEM e IF-2016-01784328-APN- SECEE#MEM) que forman parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 4° — Instrúyese a CAMMESA para que realice las notificaciones de las calificaciones correspondientes y de los términos respectivos del Informe Técnico de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA citado en el Artículo 1° de esta resolución y el monto del beneficio fiscal en los términos del Artículo 2° de la presente. Deberá asimismo informar a los Oferentes que no hayan resultado calificados, que podrán retirar su Garantía de Mantenimiento de Oferta y el/los respectivos Sobre/s “B” cerrado/s en el plazo de DIEZ (10) días hábiles posteriores al acto de apertura del Sobre “B”, en los términos del Artículo 16.10 del Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 5° — Establécese que la apertura de los Sobres “B” de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación -el “Programa RenovAr (Ronda 1)”- se efectuará el día 30 de septiembre de 2016, a las 14 horas, en Hipólito Yrigoyen 250 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ARTÍCULO 6° — Dispónese que los Oferentes podrán hacer uso de la facultad prevista en el Artículo 16.7 del Pliego de Bases y Condiciones hasta el día 6 de octubre de 2016, inclusive, sin pérdida de Garantía de Mantenimiento de Oferta.

ARTÍCULO 7° — Sustitúyese el Artículo 18.8 del Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) forma parte integrante de la Resolución N° 136 - E/2016 de este Ministerio, el que quedará redactado en los siguientes términos:

“18.8. Realizada la verificación precedente, si la Oferta no se excediese se procederá a su adjudicación. Si la Oferta se excediese se efectuará una adjudicación parcial sólo si esta opción ha sido especificada por el Oferente en su Oferta. En tal caso se podrá considerar un incremento de hasta cinco por ciento (5%) de la Potencia Máxima en PDI en el PDI correspondiente a los efectos de la verificación para adjudicación parcial. Si la Potencia Mínima de Adjudicación Parcial ofertada por el Oferente en su Oferta continuara excediendo la Potencia Máxima en PDI incluyendo el cinco por ciento (5%) adicional o la Potencia Máxima en la Limitación correspondiente, se descartará esta Oferta y se continuará con la siguiente en el orden de mérito de la lista final de su Tecnología y así sucesivamente hasta alcanzar la Potencia Requerida para cada Tecnología.

En cualquier caso, la Potencia Requerida para cada Tecnología podrá incrementarse en la cantidad necesaria para asignar la última Oferta a la Potencia Ofertada o en su caso a la potencia que no supere la Potencia Máxima en PDI con el incremento mencionado ni las Limitaciones, sea igual o superior a la Potencia Mínima de Adjudicación Parcial, sin perjuicio de lo previsto en el Artículo 18.10.”.

ARTÍCULO 8° — Establécese que la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos del Artículo 19 del Pliego de Bases y Condiciones, se efectuará el día 7 de octubre de 2016.

ARTÍCULO 9° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

El Anexo (IF-2016-01784312-APN-SECEE#MEM) que integra esta Resolución no se publica. El mismo podrá ser consultado en el Ministerio de Energía y Minería, sito en Hipólito Yrigoyen 250, C.A.B.A.

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII).

RESOL-2016-213-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33479, del 11/10/2016

Energías Renovables Adjudicación y Redistribución

BUENOS AIRES, 07 OCTUBRE DE 2016

Ver Resolución

RES 2016-219-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33480, del 11/10/2016

Tarifa Social. Nuevos criterios.

BUENOS AIRES, 11 DE OCTUBRE DE 2016

VISTO el Expediente EX-20162106993-APN-DDYME#MEM, las Resoluciones N° 6 del 25 de Enero de 2016, N° 7 del 27 de Enero de 2016, N° 28 del 28 de Marzo de 2016 y N° 31 del 1 de abril de 2016, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA; y

CONSIDERANDO:

Que con fecha 25 de enero de 2016 el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES de PRESIDENCIA DE LA NACIÓN remitió una Nota dirigida a la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a través de la que sugiere, en el marco de sus competencias técnicas, los criterios de elegibilidad y/o exclusión del subsidio energético domiciliario.

Que de conformidad con dichos lineamientos, fueron establecidos los criterios incorporados como Anexo I de la Resolución N° 7 del 27 de Enero de 2016 y como Anexo III de la Resolución N° 28 del 28 de Marzo de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que con fecha 11 de Julio de 2016, el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES remitió a la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA la Nota CNCPS N° 3092 recomendando reformular algunos de los actuales criterios incorporados al Anexo I de la Resoluciones Nros. 7/2016 y 28/2016 de este Ministerio.

Que el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES de PRESIDENCIA DE LA NACIÓN remitió a la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA la Nota CNCPS N° 3186/2016 proponiendo nuevas adecuaciones a los criterios originalmente previstos.

Que la remisión de ambas Notas y la elaboración de las propuestas y sugerencias que dieron origen a la definición de los criterios de inclusión y exclusión fueron producto del trabajo conjunto realizado entre el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES y el MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL DE LA NACION.

Que corresponde en el caso atender a las consideraciones realizadas por ese CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES de PRESIDENCIA DE LA NACIÓN, en tanto dicho Organismo es quien posee el conocimiento técnico para definir los grupos prioritarios a ser atendidos por los diferentes programas sociales, con las adaptaciones necesarias conforme a las características y situación actual de los servicios de gas natural y energía eléctrica.

Que en la Audiencia Pública que se llevó a cabo entre los días 16 y 18 de septiembre de 2016 para tratar el precio de gas en PIST y las tarifas transitorias de transporte y distribución de gas por red, diversos expositores hicieron reclamos y propuestas vinculados con el mecanismo de aplicación de la Tarifa Social de los servicios de gas por red instrumentada por la Resolución N° 28/2016 de este Ministerio, y con los criterios vigentes de inclusión y exclusión de beneficiarios.

Que si bien esta medida tiene alcance no sólo con relación a las tarifas de gas, objeto de la Audiencia Pública, sino también al servicio de electricidad, es necesario tener en consideración dichos planteos y efectuar adecuaciones con el fin de asegurar una mayor protección de los sectores socio-económicamente vulnerables de la sociedad y hacer más efectiva la aplicación del beneficio, permitiendo que éste alcance a los sujetos que la necesiten.

Que es preciso asegurar que el beneficio de Tarifa Social se asigne a un único suministro por titular para cada uno de los servicios (distribución de electricidad y de gas por redes), dada las características de asistencia que el mismo tiene y el esfuerzo fiscal involucrado.

Que frente a casos en los que se observan variaciones en los ingresos mensuales que pudieran causar la exclusión del régimen, a los fines de procurar que el beneficio de la Tarifa Social cumpla con la finalidad para la cual fue concebida, corresponde establecer un período mínimo de permanencia en el registro de SEIS (6) meses por servicio, salvo que se verifique alguna de las causales de exclusión del Anexo I de esta resolución.

Que para el caso en que el beneficiario de la Tarifa Social lo fuera por el carácter de electro-dependencia del titular del servicio o uno de sus convivientes y se encontrase incorporado al “Registro de Electrodependientes por Razones de Salud” constituido por la autoridad regulatoria local o la empresa

Distribuidora correspondiente, se estima conveniente que el beneficio consistente en la bonificación de los precios de referencia de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista previsto en Artículo 7° de la Resolución N° 6/2016 de este Ministerio, se amplíe a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA (600 kWh/mes), en tanto el efectivo consumo del solicitante no exceda los KWh mensuales que son compatibles con el nivel de tensión, demanda de potencia y límites máximos de consumo de la categoría Residencial a la que pertenece, o la que se hubiese definido en la jurisdicción pertinente para consumos residenciales, domiciliarios o particulares no comerciales.

Que para el caso en que el titular del suministro hubiere fallecido, el beneficio de la Tarifa Social se mantendrá por un período de TRES (3) meses, plazo en el que deberá realizarse el cambio de titularidad de los servicios y actualizarse la información referida a la inclusión en el régimen, si correspondiere.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º — Sustitúyese el Anexo I de la Resolución N° 7 del 27 de Enero de 2016, y el Anexo III de la Resolución N° 28 del 28 de Marzo de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, por el ANEXO (IF-2016-02118377-APN-MEM) de la presente resolución.

ARTÍCULO 2º — Establécese que el beneficio de Tarifa Social podrá otorgarse a una única unidad habitacional por titular para cada servicio (distribución de electricidad y de gas por redes).

ARTÍCULO 3º — Dispónese que la inclusión de un usuario en el régimen de Tarifa Social de los servicios de electricidad y gas implicará la continuidad del beneficio para ese usuario por un plazo mínimo de SEIS (6) meses contados a partir de la fecha de su inclusión, salvo que incurra en una de las causales de exclusión previstas en el Anexo I de la presente resolución.

ARTÍCULO 4º — Establécese que para los usuarios a los que se hubiera otorgado el beneficio de Tarifa Social por su carácter de electrodependiente del titular del suministro o de uno de sus convivientes, el volumen del consumo de energía eléctrica bonificado según lo previsto en Artículo 7° de la Resolución N° 6 del 25 de enero de 2016 del Ministerio de Energía y Minería se ampliará a SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA POR MES (600 KWh/mes), en tanto el efectivo consumo del beneficiario no exceda los compatibles con el nivel de tensión, demanda de potencia y límites máximos de consumo de la categoría Residencial, a la que pertenece o la que se hubiese definido en la jurisdicción pertinente para consumos residenciales, domiciliarios y particulares no comerciales.

ARTÍCULO 5º — En caso de fallecimiento del titular del servicio, se mantendrá el beneficio de la Tarifa Social para el suministro del que fuera titular por un período de TRES (3) meses, plazo en el que deberá realizarse el cambio de titularidad de los servicios y actualizarse la información referida a la inclusión en el régimen, si correspondiere.

ARTÍCULO 6º — Cualquier criterio o condición de inclusión que no estuviere contemplado entre los criterios de inclusión previstos en el Anexo (IF-2016-02118377-APN-MEM) de esta resolución, ya sea que fuere propiciado por las Jurisdicciones Provinciales o por otras Autoridades u Organismos, deberá contar con la aprobación expresa de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA en forma previa a su aplicación.

ARTÍCULO 7º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

ANEXO I

CRITERIOS DE ELEGIBILIDAD PARA SER BENEFICIARIO DE LA “TARIFA SOCIAL”

Criterios de inclusión en el beneficio

• Ser jubilado o pensionado o trabajador en relación de dependencia que perciba una remuneración bruta menor o igual a DOS (2) Salarios Mínimos Vitales y Móviles.

• Ser trabajador “monotributista” inscripto en una categoría cuyo ingreso anual mensualizado no supere en dos (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil.

• Ser beneficiario de una Pensión no Contributivas y percibir ingresos mensuales brutos no superiores a dos (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil.

• Ser titular de programas sociales.

• Estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social.

• Estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del Servicio Doméstico (26.844).

• Estar percibiendo el seguro de desempleo.

• Ser titular de una Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur.

• Contar con certificado de discapacidad expedido por autoridad competente.

• Tener el titular o uno de sus convivientes una enfermedad cuyo tratamiento implique electrodependencia.

Criterios de exclusión del beneficio

• Registro de propiedad Inmueble - quedarán excluidos aquellos titulares de más de uno.

• Padrón de Automotores - quedarán excluidos aquellos cuyos modelos tengan hasta DIEZ (10) años de antigüedad. Este criterio no aplica a quienes posean certificado de discapacidad o electrodependencia.

• Embarcaciones de lujo - quedarán excluidos quienes posean aeronaves o embarcaciones de lujo.

RESOL 2016-252-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33493, del 31/10/2016

Convocatoria.

BUENOS AIRES, 31 DE OCTUBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196327/2016, lo dispuesto en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 882 de fecha 21 de julio de 2016, las Resoluciones Nros. 71 de fecha 17 de mayo de 2016, 136 de fecha 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM), 205 de fecha 29 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-205-E-APN-MEM) y 213 de fecha 7 de octubre de 2016 (RESOL-2016-213-E-APN-MEM) todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que por Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, se aprobó la reglamentación del referido Régimen.

Que por la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio se dispuso el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, el “Programa RenovAr (Ronda 1)”, en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191, fijando los lineamientos generales y sometiendo a Consulta Pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista, el “Prepliego RenovAr (Ronda 1)”, a través de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que luego de finalizada la etapa de Consulta Pública, mediante Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) formó parte integrante de dicha resolución.

Que por ese mismo acto se instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional iniciado.

Que la potencia requerida en la Ronda 1 fue de MIL megavatios (1.000 MW), distribuidos por Tecnología de la siguiente manera: SEISCIENTOS megavatios (600 MW) para Eólica, TRESCIENTOS megavatios (300 MW) para Solar Fotovoltaica, SESENTA Y CINCO megavatios (65 MW) para Biomasa (combustión y gasificación), QUINCE megavatios (15 MW) para Biogás y VEINTE megavatios (20 MW) para Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos (PAH).

Que en el marco de la Convocatoria realizada por la Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se recibieron CIENTO VEINTITRÉS (123) Ofertas por igual cantidad de número de proyectos, totalizando SEIS MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y SEIS megavatios (6.346 MW) de potencia ofertada.

Que cumplida la etapa de evaluación del Sobre “A” de las Ofertas, este Ministerio dictó la Resolución N° 205 de fecha 29 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-205-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, por la cual determinó la calificación de CIENTO CINCO (105) de las CIENTO VEINTITRÉS (123) Ofertas presentadas, individualizando en el Anexo (IF-2016-01784333-APN-SECEE#MEM) de dicho acto a aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal

y que, por lo tanto, se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas económicas contenidas en los Sobres “B”.

Que respecto de las Ofertas calificadas se determinó el monto de los beneficios fiscales que correspondía otorgar a cada Proyecto, conforme se detalló en el Anexo (IF-2016-01784312-APN-SECEE#MEM) del mismo acto y se estableció la Potencia Ofertada, los Plazos Programados de Habilitación Comercial, el Punto de Interconexión y la capacidad financiera del Socio Estratégico correspondientes a cada Oferta calificada, de conformidad con lo indicado en los Anexos (IF-2016-01784331-APN-SECEE#MEM e IF-2016-01784328-APN-SECEE#MEM) del citado acto.

Que CAMMESA realizó las notificaciones correspondientes.

Que el 30 de septiembre de 2016 se efectuó la apertura de los Sobres “B” de las Ofertas calificadas.

Que se desestimaron aquellas ofertas cuyo Precio Ofertado Ajustado (POA) —calculado sobre la base del Precio Ofertado para el Proyecto, el Factor de Pérdidas asociado al Punto de Interconexión (PDI) y el Plazo Programado de Habilitación Comercial— fuera superior al Precio Máximo de Adjudicación de su Tecnología, establecido de acuerdo con lo previsto en el Artículo 3.6 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 2° de la Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 de este Ministerio (RESOL-2016-136-E-APN-MEM).

Que sobre la base del análisis de las Ofertas efectuado por CAMMESA en cumplimiento de lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones, por el Artículo 2° de la Resolución N° 213 de fecha 7 de octubre de 2016 de este Ministerio (RESOL-2016-213-E-APN-MEM) se adjudicó la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo (IF-2016-02038468-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la citada resolución.

Que, por otra parte, con la finalidad de cumplir acabadamente con el mandato de diversificación tecnológica y geográfica establecido en el Artículo 12 de la Ley N° 27.191, por el Artículo 3° de la Resolución N° 213/2016 (RESOL-2016-213-E-APN-MEM) se invitó a los Oferentes de las Ofertas calificadas por las Tecnologías Biomasa, Biogás y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos (PAH) que no resultaron adjudicadas por resultar su POA mayor a los Precios Máximos de Adjudicación de dichas Tecnologías, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en la citada Convocatoria Abierta, por el precio más bajo entre el Precio Ofertado y el Precio Máximo de Adjudicación establecido de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3.6 del Pliego de Bases y Condiciones aplicable.

Que todos los Oferentes alcanzados por la disposición mencionada en el párrafo anterior han aceptado la invitación para celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable respectivo.

Que, en consecuencia, por la Ronda 1 del Programa RenovAr convocada por la Resolución N° 136/2016 se adjudicaron contratos por un total de MIL CIENTO CUARENTA Y DOS megavatios (1142 MW), a VEINTINUEVE (29) proyectos.

Que atento a la gran cantidad de Ofertas recibidas en la aludida Ronda 1 y a la calidad de los proyectos involucrados, en particular para las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, esta Autoridad de Aplicación estima conveniente adoptar las medidas necesarias para brindar la posibilidad de mejorar las Ofertas presentadas y no adjudicadas en la citada Ronda 1, con una reducción significativa de los precios ofertados, teniendo como referencia cierta del mercado los precios de las Ofertas adjudicadas en la mencionada Ronda.

Que a tales efectos es menester habilitar la presentación de nuevas Ofertas relativas a los proyectos de las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica presentados y no adjudicados en la Ronda 1, en el marco del Programa RenovAr, manteniendo los lineamientos fundamentales establecidos en las Resoluciones Nros. 71/2016 y 136/2016, ambas de este Ministerio, para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1.5)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—.

Que en ese sentido es adecuado establecer como precios máximos para las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica el equivalente al promedio ponderado de los precios de las Ofertas adjudicadas en la Ronda 1 para dichas Tecnologías, es decir, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y NUEVE CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS por megavatio hora (59,39 US$/MWh) y DÓLARES

ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y NUEVE CON SETENTA Y CINCO CENTAVOS por megavatio hora (59,75 US$/MWh), respectivamente.

Que, dando continuidad a la Ronda 1 y, simultáneamente, con el fin de posibilitar una mayor competitividad de las Ofertas y de asegurar la apertura del procedimiento a nuevos interesados, se estima necesario permitir modificaciones en la integración de los Oferentes presentados, incluyendo el cambio del Socio Estratégico Financiero, siempre que cumplan con los requisitos establecidos al efecto en el marco de la Convocatoria.

Que con el mismo objetivo de generar las condiciones necesarias que permitan la reducción de los precios ofertados en la Ronda 1, es menester habilitar el cambio de la propuesta tecnológica y el rediseño de los proyectos, siempre que no incrementen la potencia ofertada ni modifiquen la localización de aquéllos.

Que en cuanto a los beneficios fiscales que corresponde otorgar en el marco del Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, se mantendrán los montos definidos en virtud de las solicitudes efectuadas por los Oferentes en la Ronda 1, especificados en el Anexo (IF-2016-01784312-APN-SECEE#MEM) correspondiente al Artículo 2° de la Resolución N° 205/2016, respecto de los proyectos cuyas ofertas resultaron calificadas de acuerdo con lo establecido en la citada resolución.

Que respecto de los proyectos presentados en la Ronda 1 que no resultaron calificados y que, por lo tanto, no fueron incluidos en el Anexo citado en el párrafo precedente, corresponde determinar en este acto los beneficios fiscales que les serán otorgados en caso de resultar adjudicatarios en esta instancia de mejora de Ofertas que se convoca por la presente medida, sobre la base de la solicitud de beneficios que se efectuaron en la Ronda 1 por dichos proyectos y el análisis efectuado en ese marco por la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio, en el Informe Técnico (IF-2016-01786855-APN-SECEE#MEM).

Que sin perjuicio de los beneficios fiscales determinados del modo expuesto en los párrafos precedentes, se estima conveniente habilitar a los Oferentes que se presenten en la Ronda 1.5 a que incrementen el componente nacional a incorporar en las obras electromecánicas de los proyectos, con la posibilidad de que obtengan el Certificado Fiscal previsto en el Artículo 9º, inciso 6), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, con el fin de maximizar la participación de la industria nacional en el desarrollo de las energías renovables en el país.

Que con el fin de profundizar la federalización de la Convocatoria, en un todo de acuerdo con la directiva establecida en el Artículo 12 de la Ley N° 27.191, se estima oportuno distribuir geográficamente la potencia requerida para cada una de las Tecnologías incluidas en esta nueva instancia, propendiendo a una mayor diversificación territorial de los proyectos de inversión a desarrollar, teniendo especialmente en cuenta las características que presentan los recursos naturales en las distintas regiones de la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en el marco de la Ronda 1.5 que se convoca por la presente medida, por la potencia requerida para las Tecnologías involucradas contribuirá significativamente en el cumplimiento del objetivo establecido en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191, consistente en alcanzar la cobertura del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional con energía proveniente de fuentes renovables.

Que por otra parte debe tenerse presente que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016 el PODER EJECUTIVO NACIONAL manifestó en forma expresa que es esencial acelerar los tiempos de instalación de las centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable en el marco de lo dispuesto en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en atención a la contribución fundamental que significarán para superar la emergencia del sector eléctrico nacional, declarada por el citado Decreto N° 134/2015.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Nacional e Internacional sobre los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr que se detallan en el artículo siguiente, para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —Programa RenovAr (Ronda 1.5)"—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 8° de la presente medida.

ARTÍCULO 2° — Los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr habilitados para participar en la Ronda 1.5 convocada por la presente medida son los que se enumeran en el Anexo I (IF-2016-02725106-APN-SSER#MEM) que integra la presente medida.

ARTÍCULO 3° — Los Oferentes podrán estar integrados por las mismas personas humanas o jurídicas integrantes de los Oferentes presentados en la Ronda 1 o podrán variar su integración total o parcialmente. Si se modificara la integración de un Oferente, los nuevos integrantes deberán acreditar sus derechos sobre el proyecto por el cual formulan la oferta, de acuerdo con lo previsto en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 8° de la presente medida.

ARTÍCULO 4° — Los beneficios fiscales reconocidos a favor de los proyectos habilitados para participar en la Ronda 1.5 que resultaron calificados en la Ronda 1 según lo dispuesto en el Artículo 1° de la Resolución N° 205 de fecha 29 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-205-E-APN-MEM) son los indicados en el Anexo (IF-2016-01784312-APN-SECEE#MEM) correspondiente al Artículo 2° de la citada resolución.

ARTÍCULO 5° — Los beneficios fiscales reconocidos a favor de los proyectos habilitados para participar en la Ronda 1.5 que no resultaron calificados en la Ronda 1 según lo dispuesto en el Artículo 1° de la Resolución N° 205 de fecha 29 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-205-E-APN-MEM) son los que se determinan en el Anexo II (IF-2016-02725110-APN-SSER#MEM) que integra la presente medida.

ARTÍCULO 6° — Establécese que, sin perjuicio de lo dispuesto por los Artículos 4° y 5° de la presente medida, el beneficio correspondiente al certificado fiscal previsto en el Artículo 9°, inciso 6), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, podrá incrementarse de acuerdo con lo previsto al efecto en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 8° de la presente medida.

ARTÍCULO 7° — Establécese que, en ningún caso, los beneficios fiscales a otorgar por la sumatoria de los reconocidos por los Artículos 4° o 5° y del eventual incremento producido de acuerdo con lo previsto en el Artículo 6°, podrán superar los montos de referencia que se incluyen en la siguiente tabla

Tecnología	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en U$S/MW)
Eólica	960.000
Solar Fotovoltaica	720.000

Para cada proyecto esta Autoridad de Aplicación considerará que la suma de todos los beneficios fiscales solicitados no exceda el Cupo Máximo de Beneficios Fiscales para la Tecnología que corresponda multiplicado por la potencia del proyecto.

ARTÍCULO 8° — Apruébase el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la Convocatoria Nacional e Internacional para proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr, para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, "Programa RenovAr (Ronda 1.5)", que como Anexo III (IF-2016-02725114-APN-SSER#MEM e IF-2016-02725118-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 9° — La prioridad de pago de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrar será primera en el orden de prelación, equivalente a la que tienen los Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA). Esta prioridad se mantendrá sin perjuicio de que en el futuro se implemente un sistema de recaudación exclusivo que se aplique a lo abonado por la demanda por los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable.

La operatoria de la Central en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) se regirá por el Marco Regulatorio Eléctrico conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, particularmente Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios en el MEM establecidos por la Resolución N° 61 de fecha 19 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos).

ARTÍCULO 10. — La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA), mientras asuma la representación de la demanda de los Distribuidores y los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como parte compradora en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, todo de acuerdo a Los Procedimientos del MEM.

ARTÍCULO 11. — El precio de los Contratos objeto del proceso convocado por la presente resolución integrará el Precio de Referencia a Distribuidores en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTÍCULO 12. — La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emitirá la documentación comercial correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable durante la vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134/2015 o hasta el dictado de la regulación que transfiera dicha emisión a los Agentes Vendedores.

En tanto la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la aludida documentación comercial certificará, conforme a las constancias publicadas en el Documento de Transacciones Económicas, en favor del Agente vendedor en un Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda mensual en mora de los Agentes Demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable del Agente Vendedor solicitante.

ARTÍCULO 13. — Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Nacional e Internacional convocado por el Artículo 1º de la presente medida.

ARTÍCULO 14. — Notifíquese la presente medida a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 15. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, Anexo III).

Anexo

Archivo.pdf

RESOL 2016-278-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33510, del 23/11/2016

Programa RenovAr. Calificación de Ofertas.

BUENOS AIRES, 23 DE NOVIEMBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0196327/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, lo dispuesto en las Leyes N° 26.190 y N° 27.191, en los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 882 de fecha 21 de julio de 2016, en las Resoluciones N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM), 205 de fecha 29 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-205-E-APN-MEM), 213 de fecha 7 de octubre de 2016 (RESOL-2016-213-E-APN-MEM) y 252 de fecha 28 de octubre de 2016 (RESOL-2016-252-E-APN-MEM), todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que por Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, se aprobó la reglamentación del referido Régimen.

Que mediante la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio se dispuso el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1)—, en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017, en los Artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191, a cuyos efectos se sometió a Consulta Pública la versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de dicha Convocatoria.

Que efectuada la Consulta, mediante Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —Programa RenovAr (Ronda 1)—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2016-00387770-APN-MEM) formó parte integrante de dicha resolución.

Que por ese mismo acto se instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional iniciado.

Que en el marco de la Convocatoria realizada por la Resolución N° 136/2016, se recibieron CIENTO VEINTITRÉS (123) Ofertas por igual cantidad de número de proyectos, totalizando SEIS MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y SEIS megavatios (6.346 MW) de potencia ofertada.

Que sobre la base del análisis de las Ofertas efectuado por CAMMESA en cumplimiento de lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones, por el Artículo 2° de la Resolución N° 213 de fecha 7 de octubre de 2016 de este Ministerio (RESOL-2016-213-E-APN-MEM) se adjudicó la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo (IF-2016-02038468-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la citada resolución.

Que, por otra parte, con la finalidad de cumplir acabadamente con el mandato de diversificación tecnológica y geográfica establecido en el Artículo 12 de la Ley N° 27.191, por el Artículo 3° de la Resolución N° 213/2016 (RESOL-2016-213-E-APN-MEM) se invitó a los Oferentes de las Ofertas calificadas por las Tecnologías Biomasa, Biogás y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos (PAH) que no resultaron adjudicadas por resultar su Precio Ofertado Ajustado mayor a los Precios Máximos de Adjudicación de dichas Tecnologías, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en la citada Convocatoria Abierta, por el precio más bajo entre el

Precio Ofertado y el Precio Máximo de Adjudicación establecido de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3.6 del Pliego de Bases y Condiciones aplicable.

Que todos los Oferentes alcanzados por la disposición mencionada en el párrafo anterior han aceptado la invitación para celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable respectivo.

Que, en consecuencia, por la Ronda 1 del Programa RenovAr convocada por la Resolución N° 136/2016 se adjudicaron contratos por un total de MIL CIENTO CUARENTA Y DOS megavatios (1.142 MW), a VEINTINUEVE (29) proyectos.

Que atento a la gran cantidad de Ofertas recibidas en la aludida Ronda 1 y a la calidad de los proyectos involucrados, en particular para las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, esta Autoridad de Aplicación estimó conveniente adoptar las medidas necesarias para brindar la posibilidad de mejorar las Ofertas presentadas y no adjudicadas en la citada Ronda 1, con una reducción significativa de los precios ofertados, teniendo como referencia cierta del mercado los precios de las Ofertas adjudicadas en la mencionada Ronda.

Que también se consideró necesario profundizar la federalización de la Convocatoria, en un todo de acuerdo con la directiva establecida en el Artículo 12 de la Ley N° 27.191, mediante la distribución geográfica de la potencia requerida para cada una de las Tecnologías mencionadas en el párrafo anterior, propendiendo a una mayor diversificación territorial de los proyectos de inversión a desarrollar, teniendo especialmente en cuenta las características que presentan los recursos naturales en las distintas regiones de la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que con ese objetivo, a través de la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016 (RESOL-2016-252-E-APN-MEM), se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Nacional e Internacional sobre los proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1 del Programa RenovAr de las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —Programa RenovAr (Ronda 1.5)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM—, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el Artículo 8° de la citada medida.

Que la Potencia Requerida en la Ronda 1.5 asciende a SEISCIENTOS megavatios (600 MW), de los cuales CUATROCIENTOS megavatios (400 MW) corresponden a la Tecnología Eólica y los restantes DOSCIENTOS megavatios (200 MW) a Solar Fotovoltaica.

Que, además, se optó por distribuir la Potencia Requerida por región en todo el territorio nacional, distinguiendo CUATRO (4) regiones para la Tecnología Eólica y DOS (2) regiones para Solar Fotovoltaica, asignando CIEN megavatios (100 MW) para cada región.

Que, en orden a lograr una significativa reducción de los precios ofertados, se establecieron como precios máximos para las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica el equivalente al promedio ponderado de los precios de las Ofertas adjudicadas en la Ronda 1 para dichas Tecnologías, es decir, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y NUEVE CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS por megavatio hora (59,39 US$/MWh) y DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y NUEVE CON SETENTA Y CINCO CENTAVOS por megavatio hora (59,75 US$/MWh), respectivamente.

Que, asimismo, dando continuidad a la Ronda 1 y, simultáneamente, con el fin de posibilitar una mayor competitividad de las Ofertas y de asegurar la apertura del procedimiento a nuevos interesados, se estimó necesario permitir modificaciones en la integración de los Oferentes presentados y en la propuesta tecnológica y el rediseño de los proyectos, siempre que no incrementen la potencia ofertada ni modifiquen la localización de aquéllos.

Que en cuanto a los beneficios fiscales que corresponde otorgar en el marco del Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, se mantuvieron los montos definidos en virtud de las solicitudes efectuadas por los Oferentes en la Ronda 1, habilitando a los Oferentes que se presenten en la Ronda 1.5 a que incrementen el componente nacional a incorporar en las instalaciones electromecánicas de los proyectos, con la posibilidad de que obtengan el Certificado Fiscal previsto en el Artículo 9º, inciso 6), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, con el fin de maximizar la participación de la industria nacional en el desarrollo de las energías renovables en el país, siempre que no supere el cupo por tecnología previsto en el Artículo 7° de la Resolución N° 252/2016 (RESOL-2016-252-E-APN-MEM).

Que con fecha 11 de noviembre de 2016, en la sede del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, se procedió a la recepción en sobre cerrado de las Ofertas (Sobres “A” y “B”) y a la apertura del Sobre “A” de las Ofertas presentadas.

Que se recibieron CUARENTA Y SIETE (47) Ofertas por igual cantidad de proyectos, totalizando DOS MIL CUATROSCIENTOS OCHENTA Y SEIS CON CUATRO megavatios (2486,4 MW) de potencia ofertada.

Que mediante Nota B-112355-1 de fecha 18 de noviembre de 2016, CAMMESA remitió a esta Autoridad de Aplicación toda la documentación contenida en los Sobres “A” de los Oferentes, a los efectos de que se analicen las eventuales modificaciones respecto de lo vinculado con el incremento del componente nacional a incorporar en las obras electromecánicas de los proyectos.

Que en lo atinente a los beneficios fiscales, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitió el Informe Técnico correspondiente sobre el eventual incremento del Componente Nacional Declarado (CND) a incorporar en las instalaciones electromecánicas de los proyectos y, en el caso que el nuevo CND alcance o supere el TREINTA POR CIENTO (30%) de las instalaciones mencionadas, la aprobación de un Certificado Fiscal, en los términos de lo previsto en el Artículo 9º, inciso 6), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, siempre y cuando no supere el cupo por tecnología previsto en el Artículo 7° de la Resolución N° 252/2016 (RESOL-2016-252-E-APN-MEM).

Que a tales efectos se confeccionaron los informes individuales de cada uno de los proyectos en los que se detalla el nuevo Componente Nacional Declarado para la Ronda 1.5 y el monto unitario de beneficios fiscales otorgables al Proyecto en caso de adjudicación, de conformidad con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

Que, por otra parte, CAMMESA, luego de realizar el análisis de la documentación presentada por los Oferentes en los términos del Artículo 16.4 del Pliego de Bases y Condiciones, remitió a esta Autoridad de Aplicación, mediante Nota N° B-112375 de fecha 21 de noviembre de 2016, el informe no vinculante de precalificación.

Que en la Nota mencionada constan los resultados del análisis de admisibilidad de las Ofertas presentadas, así como un informe ejecutivo individual, agrupados por tecnología, de la evaluación realizada de cada Oferta.

Que respecto del informe elaborado por CAMMESA, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitió un informe en el proceso de calificación formal, técnica y legal de las Ofertas presentadas en el marco de la presente Convocatoria, en el que se recomienda la calificación de totalidad de las Ofertas.

Que por todo ello, sobre la base del análisis y las evaluaciones efectuadas por las áreas técnicas competentes en el marco de la presente Convocatoria, y en función de lo previsto en el Artículo 16.4 del Pliego de Bases y Condiciones corresponde a esta Autoridad de Aplicación decidir sobre el CND y los beneficios fiscales unitarios a otorgar a cada proyecto y determinar las Ofertas en condiciones de ser calificadas, e instruir a CAMMESA para que realice las notificaciones correspondientes y continúe con el procedimiento.

Que los beneficios fiscales unitarios que por el presente se determinan serán los que se utilizarán para establecer el monto de beneficios fiscales a incorporar en el Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento a favor de los Oferentes que resulten Adjudicatarios, mediante la multiplicación del valor unitario por la potencia adjudicada.

Que como consecuencia de los análisis efectuados sobre la información presentada por los Oferentes corresponde determinar para cada caso los datos específicos referidos a Potencia Ofertada, Potencia Mínima de Adjudicación Parcial, Plazos Programados de Habilitación Comercial, Punto de Interconexión, Oferente, Capacidad Financiera del Socio Estratégico y el monto y el plazo por el cual se solicitó la Garantía de Banco Mundial.

Que habiéndose concretado a la fecha todas las instancias de evaluación, corresponde proceder a la calificación de las Ofertas y a la apertura de las propuestas económicas y posterior adjudicación, según está previsto en el cronograma de la Convocatoria.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Determínase la calificación de las Ofertas presentadas en el marco de la Convocatoria Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el “Programa RenovAr (Ronda 1.5)”—, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), en los términos de la Resolución N° 252/2016 de fecha 28 de octubre de 2016 (RESOL-2016-252-E-APN-MEM) de este Ministerio, conforme surge del Anexo I (IF-2016-03645609-APN-SECEE#MEM) de la presente resolución y en los términos del Informe Técnico (IF-2016-03650611-APN-SECEE#MEM) de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 2° — Determínase que la Potencia Ofertada, la Potencia Mínima de Adjudicación Parcial, el Punto de Interconexión y el Plazo Programado de Habilitación Comercial correspondientes a cada Oferta son los indicados en el Anexo II (IF-2016-03645614-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 3° — Determínase que la Capacidad Financiera de los Socios Estratégicos correspondientes a cada Oferta son las indicadas en el Anexo III (IF-2016-03645618-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 4° — Determínase el monto y el plazo por el cual se requiere la Garantía de Banco Mundial correspondientes a cada Oferta, el valor aprobado de Componente Nacional Declarado (CND) y el monto de los beneficios fiscales unitarios que corresponde otorgar a cada Proyecto de acuerdo con el Informe Técnico (IF-2016-03645696-APN-SECEE#MEM) de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, conforme surge del Anexo IV (IF-2016-03645620-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente. Dichos valores de beneficios fiscales unitarios se multiplicarán por la potencia adjudicada para calcular el monto de beneficios fiscales que se incorporarán al Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, para los Oferentes que resulten Adjudicatarios.

ARTÍCULO 5° — Instrúyese a CAMMESA a realizar las notificaciones de las calificaciones correspondientes y el monto del beneficio fiscal unitario en los términos del Artículo 4° de la presente medida.

ARTÍCULO 6° — Establécese que la apertura de los Sobres “B” de la Convocatoria Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —“Programa RenovAr (Ronda 1.5)”— se efectuará el día 23 de noviembre de 2016, a las 11:00 horas, en Hipólito Yrigoyen 250 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de acuerdo con el cronograma establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 7° — Establécese que la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos del Artículo 19 del Pliego de Bases y Condiciones, se efectuará el día 25 de Noviembre de 2016, de acuerdo con el cronograma establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 8° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 9° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA —www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexo I, Informe Técnico I, Anexo II, Anexo III, Anexo IV, Informe Técnico II)

Anexo

Archivo.pdf

RESOL 2016-281-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33514, del 30/11/2016

BUENOS AIRES, 25 DE NOVIEMBRE DE 2016

Archivo.pdf

NO-2017-21308575-APN-SSER-MEM

Archivo.pdf

RESOL 2016-301-E-APN-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33529, del 23/12/2016

Prórroga. Resolución N° 202/2016.

BUENOS AIRES, 22 DE DICIEMBRE DE 2016

VISTO los Expedientes N° S01:0162324/2016 y EX-2016-03983982-APN-DDYME#MEM del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA y lo dispuesto en la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y

CONSIDERANDO:

Que por el Artículo 4° de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se dispuso que los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía de origen eólico para los que se hayan celebrado contratos en el marco de la Resolución N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, respecto de los cuales no se hubieren suscripto las respectivas adendas a los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), requeridas para adaptar estos últimos a las modificaciones introducidas mediante sendas adendas en los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica suscriptos entre ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) y los titulares de los proyectos, podrán acogerse al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 mediante la suscripción de Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos y bajo las condiciones establecidos en el citado Artículo 4°, en el Artículo 6° y en el inciso 1) del Artículo 7°, todos de la Resolución N° 202/2016, siempre que se encuentren en alguna de las situaciones descriptas en los incisos 1 y 2 del mencionado Artículo 4°.

Que por el Artículo 5° de la citada Resolución N° 202/2016 se estableció que los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía por los que se hubieren celebrado contratos en el marco de la Resolución N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009 o de la Resolución N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011 ambas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS para los que a la fecha de publicación de la Resolución N° 202/2016 se hubiere producido una causal de rescisión automática del contrato, ya sea por haberse cumplido el plazo máximo de inicio de obra o por haberse cumplido el plazo máximo previsto para la habilitación comercial de la respectiva central, y en los que se hubieren realizado erogaciones de fondos asociados a las instalaciones de generación en niveles suficientes para tener por cumplido el principio efectivo de ejecución en los términos del Artículo 9°, primer párrafo, de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, podrán solicitar su incorporación al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos y bajo las condiciones establecidas en el citado Artículo 5°, en el Artículo 6° y en el inciso 2) del Artículo 7°, todos de la Resolución N° 202/2016.

Que en los Artículos 4°, 5°, 6°, 7°, 8° y 9° de la Resolución N° 202/2016 se establecieron los requisitos y condiciones que deben cumplir los interesados en acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables y la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, en los términos establecidos en el Artículo 19 del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que entre los requisitos exigidos se encuentran, según los casos, la realización de auditorías por parte del INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (INTI) con el objeto de acreditar las inversiones realizadas; la rescisión de común acuerdo de contratos vigentes celebrados entre algunos de los titulares de proyectos y ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA); la transferencia a favor de los titulares de los proyectos del carácter de Agente del Mercado Eléctrico Mayorista que en la actualidad posee ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA); la acreditación de la obtención del acceso a la capacidad de transporte otorgado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE); la obtención de la habilitación ambiental del proyecto; la constitución de la garantía de cumplimiento de contrato; etcétera.

Que por el Artículo 6° de la citada Resolución N° 202/2016 se dispuso que los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir por los sujetos comprendidos en los

Artículos 4° y 5° de aquella medida deberán celebrarse dentro del plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la citada resolución, la cual se produjo el 29 de septiembre de 2016.

Que en el último párrafo del citado Artículo 6° se dispone que vencido el plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles establecido en el primer párrafo de dicho artículo sin que los titulares de proyectos de inversión alcanzados por la mencionada resolución suscriban el Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables por motivos a ellos imputables, caducará su derecho a suscribirlo.

Que por el Artículo 10 de la misma resolución se habilita, con carácter excepcional y con una vigencia de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la mencionada resolución, la celebración de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —representado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)— y los sujetos comprendidos en los Artículos 4° y 5° de la citada medida, en los términos y condiciones que, para cada caso, se establecen en los Artículos 4°, 5°, 6°, 7° y 8° de aquélla.

Que con la suscripción de cada Contrato de Abastecimiento MEM, el titular del proyecto en su calidad de beneficiario, el ESTADO NACIONAL —a través de este Ministerio— como fiduciante y el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE) como fiduciario del FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), deben suscribir el Acuerdo de Adhesión al citado Fondo, de conformidad con lo establecido en el Artículo 6°, inciso 11), de la Resolución N° 202/2016, en los términos del modelo que como Anexo (IF-2016-01753763-APN-SSER#MEM) forma parte de la citada medida.

Que el plazo mencionado en los párrafos precedentes venció el 5 de diciembre del corriente año.

Que antes del vencimiento del plazo establecido, distintos titulares de proyectos de inversión que se consideran alcanzados por alguno de los supuestos previstos por la Resolución N° 202/2016 han manifestado ante esta Autoridad de Aplicación su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables en los términos de la citada resolución.

Que en atención a la cantidad y complejidad evidenciada de los requisitos a cumplir por los interesados en acogerse a lo dispuesto en la Resolución N° 202/2016 y por las entidades involucradas, resulta necesario prorrogar la fecha límite establecida para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM y de los respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER en los términos de la citada resolución, pero únicamente para aquellos interesados que han manifestado en forma fehaciente ante esta Autoridad de Aplicación su intención de acogerse a dicho régimen y siempre que cumplan con los requisitos establecidos al efecto en la mencionada resolución, dentro del nuevo plazo fijado.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Dase por prorrogado el plazo establecido en los Artículos 6° y 10 de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM y de los respectivos Acuerdos de Adhesión al FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), en los términos de la citada resolución, hasta el 28 de febrero de 2017, inclusive, con el alcance indicado en el artículo siguiente.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 40/2017 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 1/3/2017 se da por prorrogado el plazo establecido en el presente artículo hasta el 31 de marzo de 2017, inclusive.)

ARTÍCULO 2° — La prórroga dispuesta en el artículo anterior únicamente será aplicable para aquellos sujetos alcanzados por lo dispuesto en los Artículos 4° y 5° de la Resolución N° 202/2016 que hayan manifestado en forma fehaciente ante esta Autoridad de Aplicación, dentro del plazo originalmente establecido en los Artículos 6° y 10 de dicha resolución, su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables en los términos de la

citada resolución, y siempre que cumplan con la totalidad de los requisitos y condiciones establecidos al efecto en dicha resolución en el plazo establecido en el artículo anterior.

ARTÍCULO 3° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), en su carácter de fiduciario del FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER).

ARTÍCULO 4° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan J. Aranguren.

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 21/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33343, del 23/032016

Convocase a interesados en ofertar nueva capacidad de Generación Térmica y de Producción de Energía Eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, desde los siguientes periodos estacionales: (i) verano 2016/2017, (ii) invierno 2017, o (iii) verano 2017/2018, conforme con los lineamientos de la presente Resolución.

BUENOS AIRES, 22 DE MARZO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0060404/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en dicho contexto, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016, delegando en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que en los fundamentos de dicha Resolución se señala que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias ajenas al criterio subyacente en la Ley N° 24.065, consistente éste en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que se hace asimismo manifiesto en la citada norma, que el abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) ha incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda de energía eléctrica, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda nacional.

Que dicha situación ha llevado al Sistema Eléctrico Argentino a un estado crítico que se manifiesta palmario en las condiciones de operación explicitadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), según constancias obrantes en el Expediente citado en el Visto por Nota B-105207-1 de fecha 10 de febrero de 2016 de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que en la aludida Nota, el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), cuyas funciones fueron asignadas a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) por medio del Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992, concluye en la necesidad de incorporación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica firme para el próximo período estacional de verano (noviembre 2016 - Abril 2017) por sobre la prevista que ingrese durante tal período.

Que teniendo en cuenta el tiempo mínimo que demanda la instalación de nueva generación en orden a su disponibilidad en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para el próximo período estacional de verano y los subsiguientes de invierno: mayo - octubre 2017 y verano: noviembre 2017 - abril 2018, resulta imprescindible implementar inmediatamente una convocatoria a manifestaciones de interés por parte de inversores ajenos al ESTADO NACIONAL que sean o estén en condiciones de ingresar como agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para la instalación de nueva oferta de generación vinculada al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

Que la presente se dicta en virtud de la urgencia precedentemente expuesta en cuanto a la decisión regulatoria de avanzar progresivamente, en el lapso de vigencia de la declaración de emergencia del Sector Eléctrico Nacional, hacia la adecuada y plena operatividad del Marco Regulatorio Eléctrico (Leyes Nros. 24.065 y 15.336), teniendo particularmente en cuenta que tal marco legal está íntegramente ordenado en su contenido a los principios rectores establecidos en el Artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que las ofertas de nueva disponibilidad de generación deberán contener la declaración del precio de la disponibilidad de potencia ofertada en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR MES (U$S/MW/mes) y de la energía eléctrica a producir por dicha potencia en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS HORA (U$S/MW/h), con cada combustible operable por la central, así como los correspondientes consumos específicos máximos comprometidos expresados en KILOCALORÍAS POR KILOVATIOS HORA (kcal/kWh).

Que las ofertas, conforme con la información declarada en ellas, serán analizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), a partir de la simulación simplificada de la operación esperada del equipamiento comprometido en cada una, incluyendo los precios de los combustibles a consumir y las restricciones de transmisión que pudieran afectar a la capacidad de generación ofertada.

Que la simulación referida considerará también el riesgo de energía no suministrada esperable para el verano 2016 - 2017, invierno 2017 y verano 2017 - 2018, justipreciando el valor que tiene para el sistema eléctrico el ingreso temprano de la nueva oferta de generación.

Que las ofertas se ordenarán y seleccionarán en función del costo equivalente creciente correspondiente que represente cada una de ellas para el sistema eléctrico, de acuerdo a la metodología que, con sujeción a lo reglado en la presente norma, elevará el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para la aprobación de esta Secretaría.

Que con el fin de garantizar la transparencia y publicidad del procedimiento de ordenamiento de ofertas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) pondrá a disposición de los interesados y difundirá la metodología aprobada.

Que esta Secretaría podrá rechazar hasta la totalidad de las ofertas si el precio ofertado fuere excesivo o irrazonable para satisfacer el objetivo de la convocatoria.

Que las ofertas de nueva disponibilidad de generación que resulten admisibles y seleccionadas serán objeto de “Contratos para la Demanda de Distribuidores y de Grandes Usuarios”, en adelante CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD).

Que será excluyente el cumplimiento íntegro de la normativa ambiental aplicable para que las ofertas seleccionadas sean consideradas válidas al momento de la puesta en servicios de las unidades generadoras involucradas y que les corresponda la remuneración prevista en los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD).

Que, con el objeto de atraer las inversiones necesarias y reducir el costo del financiamiento, corresponde el aseguramiento del pago de CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD), los que tendrán la prioridad de pago que a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma tiene en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) el cubrimiento de los costos de combustibles para la generación de energía eléctrica.

Que el Artículo 84 de la Ley N° 24.065, en orden a la importancia que tiene preservar la integridad de la cadena de pagos para la seguridad y continuidad del servicio eléctrico, establece el procedimiento ejecutivo para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

Que se considera conveniente, con el objeto de atraer el financiamiento necesario para la instalación emergencial de generación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), posibilitar que, en tanto la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación de los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD), documente y certifique, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro, en representación del Agente Generador Vendedor de los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda en mora de los Agentes Demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente a los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) del Agente Vendedor solicitante.

Que la Dirección Nacional de Prospectiva de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS, dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

Artículo 1° — Convócase a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, desde los siguientes Períodos Estacionales: (i) Verano 2016/2017, (ii) Invierno 2017, o (iii) Verano 2017/2018, conforme con los lineamientos de la presente resolución.

Art. 2° — Bases para ofertar:

1) Las ofertas de nueva capacidad de generación térmica podrán ser presentadas ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) por quienes sean, o simultáneamente soliciten ser ante esta Secretaría, Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), en los términos de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios que, como Anexo I, forma parte integrante de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y sus modificaciones (“LOS PROCEDIMIENTOS”).

2) Las ofertas a realizar por los proponentes deberán surgir de proyectos de instalación de nueva capacidad de generación, adicional a la ya prevista para el período en que se comprometa su habilitación comercial. En consecuencia, no pueden ofertarse unidades de generación: (i) Preexistentes a la fecha de publicación del presente acto, (ii) que a dicha fecha estén interconectadas al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), o (iii) en las que la disponibilidad de potencia ofrecida estuviera comprometida en acuerdos ya aprobados por la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA, con principio de ejecución. En casos en que la disponibilidad de potencia ofrecida estuviera de algún modo comprometida en acuerdos ya aprobados, sin principio de ejecución, y se pretenda ofertar bajo la presente norma, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) someterá el asunto a consideración de esta Secretaría para que resuelva sobre la procedencia de la oferta en cuestión.

3) Las ofertas no podrán comprometer, en cada punto de conexión propuesto, una capacidad de generación inferior a CUARENTA MEGAVATIOS (40 MW) totales y, en su caso, la potencia neta de cada unidad generadora que conforme a la oferta para dicha localización, no podrá ser inferior a los DIEZ MEGAVATIOS (10 MW).

4) El equipamiento comprometido en las ofertas debe contar con capacidad dual de consumo de combustible para poder operar indistintamente según lo requerido por el despacho económico del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). En caso de disponibilidad sin restricciones de un combustible e forma continua, o de considerarlo provechoso y/o beneficioso a la economía de la logística, el oferente podrá realizar una oferta alternativa a la requerida con equipamiento de generación que pueda consumir un solo tipo de combustible.

5) No hay límite superior preestablecido de la capacidad de potencia a ofertar y su localización es sin restricciones, salvo las que resulten de la capacidad de transporte eléctrico o del suministro de combustible. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará y publicará, con carácter meramente indicativo y no limitativo, sin que afecte la libertad de elección de los oferentes, los nodos del Sistema Interconectado Nacional sugeridos, para la incorporación de potencias de entre CINCUENTA Y CIENTO CINCUENTA MEGAVATIOS (50 y 150 MW).

6) Deberá ofertarse por cada unidad generadora en el punto de conexión propuesto: (i) un precio por la disponibilidad de potencia determinado en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR MES (MW/mes), y (ii) un precio por la energía producida determinado en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS HORA (MW/h), valorizando los variables no combustibles por cada tipo de combustible operable por la central y los correspondientes consumos específicos máximos comprometidos expresados en KILOCALORIAS POR KILOVATIOS HORA (Kcal/kWh).

El oferente que garantice en su oferta una provisión en forma continuada, durante toda la vigencia del contrato, de combustible propio del tipo no disponible en el mercado (por ejemplo gas natural no

conectado a redes), podrá ofertar incluyendo el precio de dicho combustible, en forma discriminada, en el precio ofertado por la energía.

7) Será excluyente el compromiso de acreditar el íntegro cumplimiento de la normativa ambiental aplicable. Sin que sea limitativo, se debe tener en cuenta la oportuna presentación, previa a la fecha de disponibilidad comprometida, de: (i) la declaración del Impacto Ambiental expedida por el Organismo competente a nivel local en cumplimiento de la normas vigentes en la respectiva jurisdicción, y (ii) el ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) siguiendo los lineamientos enunciados en el Manual Anexo a la Resolución N° 149 de fecha 2 de octubre de 1990 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA y sus modificaciones y LOS PROCEDIMIENTOS del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) sobre la materia. El incumplimiento de la normativa ambiental en la fecha comprometida implicará la resolución del CONTRATO DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) del Agente Vendedor y la ejecución de la garantía de cumplimiento.

8) La presentación de las ofertas se hará en DOS (2) sobres. En el primero, se incluirá la información técnica asociada a la disponibilidad de potencia ofrecida. En el segundo sobre se incluirán: (i) los precios ofertados por la disponibilidad de potencia comprometida y por la energía eléctrica generada en los términos de esta resolución, (ii) los consumos específicos máximos ofertados, (iii) la fecha máxima comprometida de entrada en servicio comercial de la capacidad de generación ofrecida, (iv) el plazo de vigencia solicitado del Contrato de Venta de Disponibilidad de Potencia y Energía Eléctrica Asociada, (v) la garantía de mantenimiento de oferta y (vi) la proforma de la garantía de cumplimiento de fecha máxima comprometida.

9) Antes de la fecha de presentación de las ofertas, esta Secretaría, de considerarlo necesario o conveniente, podrá precisar o complementar los contenidos de la presente resolución y la información y/o documentación a presentar.

Art. 3° — El Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador cuya oferta sea aceptada suscribirá un Contrato de Venta de Disponibilidad de Potencia de Generación Eléctrica y Energía Asociada en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) denominado CONTRATO DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) con los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), representados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA). El CONTRATO DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) tendrá las siguientes características:

1) Objeto del Contrato: La venta de la cantidad de nueva capacidad de generación eléctrica disponible y la energía asociada en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) desde la fecha máxima comprometida y por el plazo de vigencia del contrato.

2) Parte Vendedora: El Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta sea aceptada conforme lo dispuesto en esta resolución y normativa complementaria dictada por esta Secretaría.

3) Parte Compradora: Los Agentes Distribuidores y los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), representados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), con el objeto de satisfacer requerimientos esenciales de la demanda de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

4) Vigencia: Entre un mínimo de CINCO (5) y hasta un máximo de DIEZ (10) años.

5) Disponibilidad de Potencia comprometida: no inferior a CUARENTA MEGAVATIOS (40 MW).

6) Potencia de cada unidad generadora a ofertar: no inferior a DIEZ MEGAVATIOS (10 MW).

7) Consumo específico máximo de cada unidad generadora por combustible utilizado a ofertar: menor a DOS MIL QUINIENTOS KILOCALORÍAS POR KILOVATIOS HORA (2.500 kcal/kWh).

8) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la potencia que resulte asignada y la energía eléctrica suministrada, determinada sobre la base del precio ofertado por la potencia puesta a disposición DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR MES (U$S/MW/mes) y por la energía eléctrica generada DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR HORA (U$S/MW/h) con cada combustible.

9) La parte vendedora entregará, con la oferta, proformas de garantías de mantenimiento de oferta y de cumplimiento de instalación y disponibilidad de la potencia objeto del contrato en la fecha máxima comprometida que formalizará, a satisfacción de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en el CONTRATO DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) que se suscriba.

10) El punto de entrega de la energía y potencia contratada será el nodo de vinculación con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) del equipamiento de generación que compone la correspondiente oferta aceptada (nodo del Agente Vendedor).

11) El régimen de sanciones por incumplimiento de la disponibilidad de capacidad de generación comprometida, partiendo de una indisponibilidad máxima mensual asociada a las tareas de mantenimiento autorizadas a realizar sobre el equipamiento en cuestión, definiéndose la sanción en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI).

12) Las máquinas y centrales comprometidas en CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) generarán en la medida que resulten despachadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), según lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS.

13) El suministro y/o el reconocimiento del costo de los combustibles a consumir por las máquinas y/o centrales afectadas al cumplimiento de los compromisos asumidos en los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) cuya operación haya sido dispuesta por el Despacho Económico efectuado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), se realizará conforme la normativa vigente en cada momento.

14) La prioridad de pago de los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD), será primera en el orden de prelación, equivalente a la que tienen los Contratos de Abastecimiento vigentes con el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), como Fiduciario de los Fideicomisos Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y Central Termoeléctrica Timbúes, desde enero y febrero del año 2010, respectivamente. Esta prioridad de pago a la vez, es y se mantendrá equivalente a la que tiene el pago del costo de los combustibles líquidos utilizados para la generación de energía eléctrica.

Art. 4° — Las ofertas presentadas en el marco de esta resolución, serán analizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a partir de la metodología establecida por esta Secretaría, aplicando un modelo de simulación simplificada de la operación esperada del equipamiento de generación comprometido en cada oferta que contemple los consumos específicos ofertados, incluyendo la valorización de los precios ofertados en cada propuesta, y teniendo en cuenta las restricciones de transmisión que pudieran afectar el despacho del aludido equipamiento de generación. En ese sentido, se deberá tener en cuenta que:

1) La evaluación de las ofertas considerará los riesgos de energía no suministrada esperable para el verano 2016 - 2017, invierno 2017 y verano 2017 - 2018, justipreciando el valor que tiene para el sistema eléctrico el ingreso temprano de la capacidad de generación ofrecida.

2) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) publicará y pondrá a disposición antes de la apertura del segundo sobre, la metodología a aplicar para efectuar la evaluación de las ofertas.

3) Las ofertas se ordenarán y seleccionarán en función de los correspondientes costos equivalentes crecientes que representen para el sistema eléctrico cada una de las mismas.

4) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) evaluará e informará a esta Secretaría los costos que provoca al sistema cada una de las ofertas que resulten aceptables bajo la metodología aprobada y, en su caso, las que resulten excluidas en esta instancia por incumplimiento de las condiciones establecidas en la convocatoria.

Esta Secretaría podrá rechazar hasta la totalidad de las ofertas presentadas de considerar que los precios ofertados no son aceptables o no se cumplen los objetivos de la convocatoria.

Art. 5° — Los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios de energía eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) abonarán mensualmente el costo correspondiente a los CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) proporcionalmente a su demanda en dicho Mercado.

La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emitirá la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación a los Agentes Vendedores en dichos contratos, durante la vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134 de fecha 18 de diciembre de 2015 o hasta el dictado de la regulación que transfiera dicha emisión a los Agentes Vendedores lo que, en su caso, será sin perjuicio de la garantía de pago en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) dada por la prioridad establecida en el último apartado del Artículo 3° de esta resolución.

En tanto la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la aludida documentación comercial, documentará y certificará conforme a las constancias publicadas en el Documento de Transacciones Económicas, en favor del Agente

vendedor en un CONTRATO DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda mensual en mora de los Agentes demandantes compradores representados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), correspondiente a dicho CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro.

Art. 6° — Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a elaborar, con sujeción a lo prescripto en esta resolución, los términos de referencia para la formulación de las ofertas bajo la convocatoria efectuada en la presente y elevarlos a aprobación de esta Secretaría, en el plazo máximo de SETENTA Y DOS (72) horas contadas desde su notificación.

Art. 7° — Notifíquese la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Art. 8° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Sruoga.

Nota SEE 349-2016

Adjunto Nota SEE 349-2016

Nota SEE 355-2016

Adjunto Nota SEE 355-2016

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 22/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33347, del 31/032016

Sustituyense, con entrada vigencia a partir del 1° de febrero de 2016, los anexos I, II, III, IV, V, VI Y VII DE LA Resolución N° 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la EX SECRETARIA ENERGIA DEL EX MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, POR LOS ANEXOS I, II, III, IV, V, VI Y VII que forman parte integrante de la presente Resolución.

BUENOS AIRES, 30 DE MARZO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0060219/2013 del Registro del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el DECRETO N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 por el que se declara la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruye al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en dicho contexto, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016, en cuyos fundamentos se señala que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias ajenas al criterio subyacente en la Ley N° 24.065, consistente éste en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que se explicita, en la citada norma, que el abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) ha incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica.

Que atendiendo a la reconocida emergencia del Sector Eléctrico, y en virtud la delegación dispuesta por el Artículo 11 de la citada Resolución N° 6 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se considera oportuno y conveniente establecer adecuaciones a la remuneración de los Agentes Generadores que se determinara según las pautas establecidas por Resolución N° 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la ex SECRETARÍA ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, ello al sólo efecto de sostener provisoriamente la operación y mantenimiento de las máquinas y centrales alcanzadas, hasta la progresiva entrada en vigencia de las medidas regulatorias bajo evaluación del Poder Ejecutivo Nacional, para la normalización del funcionamiento del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), con sustento en el Marco Regulatorio Eléctrico Federal establecido por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065.

Que ha tomado intervención la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROSPECTIVA de la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que el presente acto se dicta en virtud las facultades conferidas por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 23 nonies de la Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92 y modificado por el Artículo 5° del Decreto N° 13 del 10 de diciembre de 2015 y el Artículo 11 de la Resolución del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 6 del 25 de enero de 2016.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Sustitúyense, con entrada vigencia a partir del 1° de febrero de 2016, los Anexos I, II, III, IV, V, VI y VII de la Resolución N° 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la ex SECRETARÍA ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, por los Anexos I, II, III, IV, V, VI y VII que forman parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), quien a su vez notificará a los Agentes Generadores Comprendidos.

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. ALEJANDRO SRUOGA, Secretario de Energía Eléctrica.

ANEXO I

REMUNERACIÓN DE COSTOS FIJOS

CLASIFICACIÓN	Costo Fijo $/MW-hrp
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	152,3
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	108,8
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	180,9
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	129,2
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	101,2
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	84,3
Unidades HI con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	299,2
Unidades Hl con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	227,5
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	107,8
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	59,8
Motores Combustión Interna	180,9
Central Eólica	---
Central Solar Fotovoltaica	---
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	---

En el caso de las centrales hidroeléctricas que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de estructuras de control en el curso del río, como derivadores o embalses compensadores y que no tengan una central hidroeléctrica asociada, se debe considerar, para la remuneración de los costos fijos correspondientes a la central de cabecera, la aplicación de un coeficiente de mayoración de 1,20.

ANEXO II

REMUNERACIÓN DE COSTOS VARIABLES (NO COMBUSTIBLES)

CLASIFICACIÓN	Gas Natural GN	Líquidos		Carbón Mineral CM
		Hidrocarburos FO/GO	Biocombustible BD	
	$/MWh	$/MWh	$/MWh	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	46,3	81,1	154,3	139,0
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	46,3	81,1	154,3	--
Unidades Hl con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	36,7			
Unidades Hl con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	36,7			
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	36,7			
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	36,7			
Motores Combustión interna	74,1	111,2	148,3	--
Central Eólica	112,0			
Central Solar Fotovoltaica	126,0			
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	Ídem térmico por tecnología y escala para Gas Natural			

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se debe considerar, para su remuneración, tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo.

ANEXO III

REMUNERACIÓN ADICIONAL

CLASIFICACIÓN	Remuneración Adicional	
	Generadores Directa $/MWh	Fondo $/MWh
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	13,7	5,9
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	11,7	7,8
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	13,7	5,9
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	11,7	7,8
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	13,7	5,9
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	11,7	7,8
Unidades Hl con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	84,2	14,9
Unidades Hl con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	84,2	14,9
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	59,4	39,6
Unidades HI con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	54,0	36,0
Motores Combustión Interna	13,7	5,9
Central Eólica	---	---
Central Solar Fotovoltaica	---	---
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	---	---

ANEXO IV

REMUNERACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS NO RECURRENTES

CLASIFICACIÓN	Remuneración para Mantenimientos (RPM)
	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	45,1
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	45,1
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	45,1
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	45,1
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	39,5
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	39,5
Unidades Hl con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	16,0
Unidades Hl con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	16,0
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	16,0
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	10,0
Motores Combustión interna	45,1
Central Eólica	
Central Solar Fotovoltaica	
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	---

La Remuneración Mensual de los Mantenimientos No Recurrentes (RMNR) se determina en función de la Energía Mensual Generada (EGEN) y de acuerdo a la siguiente fórmula:

RMNR = EGEN x RPM x Factor Uso x Factor Arranque (térmicas)

Donde:

EGEN: Energía Generada en MWh durante el mes correspondiente a cada transacción económica. En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo, se debe considerar para la remuneración tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo de agua destinada a generación de energía eléctrica.

Factor Uso (térmicas): Se establece en función del Factor de Utilización de la potencia nominal registrado en el último año móvil. El mismo tendrá un valor de 1,5 para las unidades térmicas con factor de utilización inferior al 30% y de 2,0 para las que su factor de uso haya sido inferior al 15%. Para el resto de los casos, el factor será igual a 1,0.

Factor Arranque (térmicas): Se establece en función de los arranques registrados, por cuestiones relativas al despacho administrado por CAMMESA, en el último año móvil por cada máquina térmica. El mismo tendrá un valor de 1,0 para las máquinas con hasta 74 arranques inclusive, 1,1 para las que registren entre 75 y 149 arranques inclusive y 1,2 para las que registren más de 150 arranques inclusive.

En ambos casos el año móvil se contabiliza hasta el mes anterior de la transacción y el alcance de aplicación es el de los Generadores Comprendidos.

Para el resto de las unidades generadoras, el Factor de Uso y el Factor de Arranque se definen igual a 1,0.

ANEXO V

REMUNERACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE MÁQUINAS TÉRMICAS EN FUNCIÓN DE SU DISPONIBILIDAD

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de Generación Térmica Convencional (TG, TV, CC) será variable en función de su Disponibilidad Registrada (D), Disponibilidades Objetivo de la tecnología, su Disponibilidad Histórica (DH) y la época del año.

El porcentaje base a aplicar a la remuneración de Costos Fijos se representa en las siguientes tablas:

CC	Jun - Jul – Ago Dic - Ene - Feb	Mar- Abr - May Set - Oct - Nov
D > 95%	110%	100%
85% < D 95 %	105%	100%
75% < D 85%	85 %	85 %
D 75%	70 %	70 %

TV	Jun - Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar- Abr - May Set - Oct - Nov
D > 90%	110%	100%
80% < D 90%	105%	100%
70 % < D 80 %	85%	85%
D 70%	70%	70%

TG/MOTORES	Jun- Jul - Ago Dic - Ene - Feb	Mar- Abr - May Set - Oct - Nov
D > 90 %	110%	100 %
80 % < D 90 %	105 %	100 %
70 % < D 80 %	85 %	85 %
D 70 %	70 %	70 %

A este porcentaje base se adicionará o restará, según corresponda, un valor de acuerdo a la siguiente metodología:

Se determinará la diferencia porcentual entre la Disponibilidad Registrada (D) y la Disponibilidad Histórica (DH) del Generador.

El porcentaje así determinado se sumará o restará, en una proporción del 50%, al valor base reconocido; es decir que por cada punto porcentual de variación de la Disponibilidad Registrada respecto de la Disponibilidad Histórica del Generador, se modificará en medio punto porcentual el porcentaje de remuneración de los Costos Fijos.

El tope y el piso para la remuneración total será el máximo de la tecnología en el período correspondiente (en este caso 110% y 100%) o el mínimo (en este caso 70%), respectivamente.

Se mantienen los conceptos de implementación vigentes relacionados con los mecanismos de control de disponibilidad y valores físicos reconocidos, establecidos en la Nota S.E. N° 2053/2013.

El valor de disponibilidad de referencia se determinará respecto de la potencia disponible en función de las condiciones típicas de temperatura en el sitio.

La Disponibilidad Histórica de cada grupo térmico será determinada en función de la disponibilidad registrada en el período 2011/2015. Al finalizar cada año se sumará el resultado del mismo a la base, hasta contar con cinco años móviles. En el caso de las máquinas térmicas nuevas, incorporadas a partir del 01/02/2016, el valor de disponibilidad a tomar como referencia se corresponderá con el valor mínimo de la tecnología indicado en las tablas precedentes

ANEXO VI

RECURSOS PARA LAS INVERSIONES DEL FONINVEMEM 2015-2018

CLASIFICACIÓN	RECURSO INVERSIONES (2015-2018)
	$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) = 50 MW (Chica)	15,8
Unidades TG con Potencia (P) > 50 MW (Grande)	15,8
Unidades TV con Potencia (P) = 100 MW (Chica)	15,8
Unidades TV con Potencia (P) > 100 MW (Grande)	15,8
Unidades CC con Potencia (P) = 150 MW (Chica)	15,8
Unidades CC con Potencia (P) > 150 MW (Grande)	15,8
Unidades Hl con Potencia (P) = 50 MW (Renovable)	6,3
Unidades Hl con Potencia (P) entre 50 MW y = 120 MW (Chica)	6,3
Unidades Hl con Potencia (P) entre 120 MW y = 300 MW (Media)	6,3
Unidades Hl con Potencia (P) > 300 MW (Grande)	6,3
Motores Combustión Interna	15,8
Central Eólica	---
Central Solar Fotovoltaica	---
Central a Biomasa/Biogás - Residuos Sólidos Urbanos	---

ANEXO VII

INCENTIVOS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y LA EFICIENCIA OPERATIVA

1 - Remuneración adicional Costos Variables Generación Térmica - Producción

La generación térmica recibirá una remuneración adicional en función del volumen de energía eléctrica producida a lo largo del año, variando para el tipo de combustible.

La remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de la energía eléctrica producida con combustibles líquidos se incrementará en un QUINCE POR CIENTO (15 %) respecto de los valores establecidos en el Anexo II de la presente norma para el tipo de combustible de que se trate, a partir de la semana siguiente en que la máquina haya alcanzado una generación de energía acumulada a lo largo del año calendario de un VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de la capacidad de producción con el combustible correspondiente y para su Potencia Efectiva contenida en las Bases de Datos de la Programación Estacional.

La remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de la energía eléctrica producida con gas natural o carbón se incrementará en un DIEZ POR CIENTO (10%) respecto a los valores establecidos en el Anexo II de la presente norma para el tipo de combustible de que se trate, a partir de la semana siguiente en que la máquina haya alcanzado una generación de energía acumulada a lo largo del año calendario de un CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la capacidad de producción con el combustible correspondiente y para su Potencia Efectiva contenida en las Bases de Datos de la Programación Estacional.

2 - Remuneración adicional Costos Variables Generación Térmica - Eficiencia

La generación térmica recibirá una remuneración adicional en función del cumplimiento de objetivos de consumo de combustibles, Para tener acceso a esa remuneración adicional deberá tener implementados sistemas de medición de combustible apropiados a satisfacción de CAMMESA. Los Autogeneradores y Cogeneradores no estarán comprendidos en esta remuneración.

Para cada tipo de tecnología se definirá un valor de referencia de consumo específico medio de acuerdo a las condiciones de diseño, la tecnología y el tipo de combustible de la unidad marginal.

Trimestralmente, se comparará el consumo real con el de referencia para cada máquina y tipo de combustible. La diferencia porcentual se valorizará al Costo Variable (no combustible correspondiente al del respectivo combustible y se reconocerá como un adicional. En caso de mayores consumos, no se afectará la remuneración base. Los valores de referencia de consumo específico serán:

Unidad Generadora	Gas Natural GN	Alternativos FO/GO/CM
	Kcal/kWh	Kcal/kWh
TG	2.400	2.600
TV	2.600	2.600
MOTORES	2.150	2.300
CC grande (TG > 180 MW)	1.680	1.820
CC resto	1.880	2.000

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 23/2016

Los importes a los cuales es acreedora Nucleoeléctrica Argentina S.A. en el marco del Art. 37 de la LEY 24.065 se calcularán las transacciones Económicas cuyos vencimientos operen a partir del mes de mayo de 2016, adicionando el valor resultante de lo que perciba NASA por sus ventas totales en el MEM, la suma de PESOS $ 296,36.-, por cada MW/h generado y entregado al MEM hasta tanto la SEE defina la remuneración de NASA para el presente año.

BUENOS AIRES, 30 DE MARZO DE 2016

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 38/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33361, del 20/04/2016

BUENOS AIRES, 19 DE ABRIL DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0045664/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que con fecha 26 de enero de 2016 el Ministro de Energía y Minería y el Ministro de Agua, Ambiente y Servicios Públicos de la Provincia de CÓRDOBA suscribieron un ACUERDO MARCO, en el contexto del proceso de recomposición de la relación institucional entre el ESTADO NACIONAL y la Provincia de CÓRDOBA, por el que se convino ejecutar distintas acciones conducentes a resolver aquellos puntos que fueran incluidos en dicho Acuerdo.

Que mediante Nota MEyM N° 112 de fecha 4 de marzo de 2016, el Ministro de Energía y Minería instruyó a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a los efectos de adoptar las acciones que resulten necesarias tendientes a dar cumplimiento a lo estipulado en el ACUERDO MARCO suscripto.

Que, entre dichas acciones, se encuentra la de establecer la forma en que, a partir de la firma del ACUERDO MARCO, se readecuará la remuneración a percibir por la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA (EPEC), por la operación de la Central Hidroeléctrica Río Grande, con el objeto de que le sean aplicables idénticos criterios y reconocimientos de costos implementados en las Transacciones Económicas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), para centrales hidroeléctricas de similares características a las de la hidroeléctrica referida.

Que, a tales fines, corresponde la aplicación de las Resoluciones Nros. 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y 22 de fecha 30 de marzo de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio y de las complementarias y/o modificatorios que en el futuro se dicten.

Que, resulta necesario derogar la Resolución N° 107 de fecha 14 de mayo de 2002 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS a través de la que, oportunamente, se estableciera la remuneración a percibir por la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA (EPEC), por la operación de la Central Hidroeléctrica Río Grande.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y el Artículo 1° de la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Derógase, con efecto retroactivo al 1 de enero de 2016, la Resolución N° 107 de fecha 14 de mayo de 2002 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 2° — Establécese que, a partir de la fecha indicada en el artículo precedente, corresponde reconocer a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA (EPEC), por la operación de su Central Hidroeléctrica Río Grande, la remuneración que resulte aplicable conforme lo establecido por las Resoluciones Nros. 482 de fecha 10 de julio de 2015 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y 22 de fecha 30 de marzo de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, así como sus complementarias y/o modificatorias que en el futuro se dicten.

ARTÍCULO 3° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y a la EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA (EPEC), del dictado de la presente resolución.

ARTÍCULO 4° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. ALEJANDRO SRUOGA, Secretario de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 41/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33366, del 27/04/2016

BUENOS AIRES, 25 DE ABRIL DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0139426/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA la Programación Estacional de Invierno correspondiente al periodo mayo - octubre de 2016, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (en adelante, LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que por medio del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a elaborar un programa de acciones necesarias, ponerlo en vigencia e implementarlo, en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias que no cumplieron con los objetivos previstos en la Ley N° 24.065 en cuanto a asegurar el abastecimiento y su calidad en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que, simultáneamente, sólo una proporción menor del costo de abastecimiento fue afrontado por la demanda de energía eléctrica, recurriéndose a los recursos del TESORO NACIONAL para cubrir la porción sustancial de dicho costo, lo que contribuyó significativamente a una presión tributaria progresivamente creciente sobre el conjunto de la población, situación que en la actual magnitud deviene insostenible.

Que el Artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece la obligación de las autoridades de asegurar para los usuarios y consumidores de bienes y servicios el acceso a información adecuada y veraz así como la de proveer a la educación para el consumo, precepto que fundamenta la decisión de poner en conocimiento público el costo real resultante de satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) para la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período mayo - octubre de 2016.

Que no obstante ello, ante la asimetría existente entre los costos reales y los precios vigentes y considerando las posibilidades de pago de los usuarios y la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, resulta necesario sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), todavía sensiblemente menor al costo real de abastecimiento del sistema, aplicable a la demanda de energía eléctrica de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de los usuarios que no están en condiciones de contratar su propio abastecimiento y/o tienen demandas menores a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), en tanto se avanza en la implementación progresiva de un programa de normalización de las distintas variables macroeconómicas, se incentiva el uso racional y eficiente de la energía eléctrica y se afianzan condiciones propicias para la incorporación de inversiones privadas de riesgo en las distintas actividades y segmentos de la industria eléctrica.

Que para ello se ha tomado como referencia el precio sin subsidio para todo el país establecido en el Artículo 2° de la Resolución N° 1.301 de fecha 7 de noviembre de 2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, el que representa a la fecha un porcentaje menor del costo real de abastecer a la demanda nacional.

Que, por otra parte, corresponde mantener vigentes las condiciones referidas al Plan Estimulo y a la Tarifa Social, establecidas en la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 6 de fecha 25 de enero de 2016.

Que la Dirección Nacional de Prospectiva de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que por el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, delegó en esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, según los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y por la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Apruébase la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2° — Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 4° y 5° de este acto, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016:

a) Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF): UN MIL CUATROCIENTOS VEINTISIETE PESOS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (1427,60 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado (PEST):

En horas de pico ($PEST.PICO): SETECIENTOS SETENTA Y TRES PESOS CON DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (773,02 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): SETECIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS CON SETENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (768,72 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): SETECIENTOS SESENTA Y TRES PESOS CON OCHENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (763,89 $/MWh).

ARTÍCULO 3° — Establécese que, para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 137 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS del 30 de noviembre de 1992, son los indicados en el Artículo 2° de la presente norma.

ARTÍCULO 4° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW):

En horas de pico ($PEST.PICO): TRESCIENTOS VEINTIÚN PESOS CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (321,39 $/MWh).

En horas restantes ($PEST.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS CON NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (317,09 $/MWh).

En horas de valle ($PEST.VALLE): TRESCIENTOS DOCE PESOS CON VEINTISÉIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (312,26 $/MWh).

Estos precios de referencia de la energía ($PEST), junto con el precio de referencia de la potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 5° — Establécese la plena vigencia y aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, de lo dispuesto en los Artículos 5°, 6°, 7°, 8°, 9° y 10 de la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 6 de fecha 25 de enero de 2016, así como todas las disposiciones dictadas en la materia por la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA que se encuentren en vigencia, siempre que no se contrapongan con lo establecido por la señalada Resolución Ministerial.

ARTÍCULO 6° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución del dictado del presente acto.

ARTÍCULO 7° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. ALEJANDRO SRUOGA, Secretario de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 111/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33394, del 09/06/2016

BUENOS AIRES, 06 DE ABRIL DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0139426/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y las Resoluciones Nros. 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y 41 de fecha 25 de abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; y

CONSIDERANDO:

Que en la formulación de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, por la que se aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, y se establecieron los precios de referencia estacionales de potencia y energía en el MEM para el período allí indicado, se tuvo en especial consideración la trascendencia social del servicio eléctrico, en el entendimiento de que parte de la demanda de usuarios finales carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general.

Que por ello se determinó la aplicación de la denominada Tarifa Social para el volumen de energía a ser distribuido por los agentes prestadores del servicio público de electricidad a aquellos consumidores residenciales que satisficieran los criterios de calificación y asignación que fueron determinados por la Resolución N° 7 de fecha 27 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, conforme a lo comunicado por el CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN.

Que en tales casos se establecieron los precios de referencia para la energía a ser incluidos en las facturas de beneficiarios de Tarifa Social, siendo de CERO PESOS POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh) para el consumo mensual de hasta CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 KWh/mes); así como los precios reducidos para los consumos que superaran dicho umbral y siempre que el consumo mensual total fuera menor o igual al registrado en el mismo mes del año 2015.

Que, asimismo, se tuvo en consideración que la diferencia entre el precio estacional dispuesto mediante dicha Resolución y el precio destinado a integrar la Tarifa Social a usuarios finales con ingresos insuficientes para atender sus necesidades básicas, sería solventada con recursos del ESTADO NACIONAL por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 25 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Que mediante el Artículo 11 de la Resolución N° 6/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se delegaron en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que en la Resolución N° 41 de fecha 25 de abril de 2016 de esta Secretaría, por la que se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, donde se dispusieron los precios de referencia estacionales de potencia y energía en el MEM a aplicar durante ese período, se estableció la plena vigencia y aplicación, durante el período referido, de lo dispuesto en los Artículos 5°, 6°, 7°, 8°, 9° y 10 de la Resolución N° 6/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, así como la de todas las disposiciones dictadas en la materia por la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA que se encuentren en vigencia, siempre que no se contrapongan con lo establecido por la referida Resolución N° 6/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que sin perjuicio de ello, surge la necesidad de considerar la situación de los usuarios de servicios de distribución de electricidad de las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA Y CHACO, en especial, la falta de acceso al servicio de distribución de gas natural por redes que, en general y hasta la fecha, afecta a esas provincias; a cuyo mérito corresponde adoptar las medidas conducentes a los efectos de atender la particularidad planteada.

Que en dicho marco se considera conveniente y necesario ampliar el umbral máximo de consumo beneficiado con precios de CERO PESOS POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh), para los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado, que corresponde aplicar a toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM de esas provincias, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), que sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos, y a cuyo consumo se le haya otorgado la Tarifa Social, según lo dispuesto

en las Resoluciones N° 6/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y N° 41/2016 de esta Secretaría.

Que, en consecuencia, se estima necesario disponer que el referido umbral, para los consumidores de esas provincias a los que les corresponda la aplicación de la Tarifa Social, sea igual a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA MENSUALES (300 KWh/mes), en los términos que en el presente acto se establece.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 11 de la Resolución N° 6/2016 y por la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

Artículo 1° — A los fines de la aplicación de la Tarifa Social en las Provincias de Misiones, Corrientes, Formosa y Chaco, amplíase a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh/mes), a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de junio de 2016, el volumen de consumo mensual referido en los incisos a), b) y c) del Artículo 7° de la Resolución N° 6 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, de fecha 25 de enero de 2016, vigente en virtud de lo establecido por el Artículo 5° de la Resolución N° 41 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de fecha 25 de abril de 2016.

Art. 2° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a los entes reguladores provinciales de las jurisdicciones mencionadas en el artículo anterior y a las respectivas empresas prestadoras del servicio público de distribución del dictado del presente acto.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Sruoga.

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 155/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33400, del 15/06/2016

BUENOS AIRES, 14 DEJUNIO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0060404/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en dicho contexto, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016, delegando en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que en virtud de lo informado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), mediante Nota B-105207-1 de fecha 10 de febrero de 2016 de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), respecto de la generación adicional a incorporar para satisfacer requerimientos de la demanda en los Períodos Estacionales (i) Verano 2016/2017, (ii) Invierno 2017, o (iii) Verano 2017/2018, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dictó la Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016, convocando a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en los referidos Períodos Estacionales.

Que en dicho proceso y con sujeción a los Términos de Referencia aprobados por esta Secretaría mediante Nota SEE N° 161/2016 y publicados por el OED, se recibieron ofertas por un total de SEIS MIL SEISCIENTOS ONCE (6.611) MW de capacidad adicional de generación con un precio promedio de 25.000 U$S/MW-mes.

Que de entre tales ofertas se consideraron admisibles por esta Secretaría aquellas que cumplieron con las condiciones establecidas en la señalada Resolución SEE N° 21/2016 y los aludidos Términos de Referencia.

Que el OED, conforme la metodología aprobada por Notas SEE N° 187 de fecha 19 de abril de 2016 y N° 201 de fecha 25 de abril de 2016 que fueran oportunamente publicadas por dicho Organismo, con los modelos de despacho vigentes en el MEM, que fueron dados a conocer a todos los oferentes, efectuó las simulaciones de las que resultó un orden de mérito de las ofertas admitidas, ponderando adecuadamente la reducción de riesgos en el sistema con el incremento de la eficiencia operativa según lo indicado mediante Nota SEE N° 311, de fecha 10 de junio de 2016, también publicada por el OED.

Que mediante Nota CAMMESA B- Nota B-108285-1 de fecha 13 de junio de 2016, el Organismo Encargado del Despacho (OED) elevó a esta Secretaría el aludido orden de mérito diferenciando los volúmenes a contratar entre 2000 MW, 2500 MW y 3000 MW.

Que conforme los resultados obtenidos en el análisis efectuado y la identificación de las ofertas de mejor relación beneficio/costo para los tres niveles de potencia requeridos por Nota SEE 311/2016, se considera oportuno y conveniente autorizar a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima (CAMMESA) a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista (CdD), con cada una las empresas cuya oferta haya resultado incluida en el listado correspondiente al CASO 1, contenido en el Anexo de su nota B-108825-1 (1915 MW en total).

Que analizados los tres casos se entendió el aludido CASO 1 como el adecuado para avanzar en la contratación de potencia adicional disponible, con eficiencia adecuada a los requerimientos de urgencia.

Que la Dirección Nacional de Prospectiva de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS, dependiente de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Autorizase a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista (CdD), con cada una las empresas cuya oferta haya resultado incluida en el listado que, como ANEXO, forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2° — Notifíquese la presente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. ALEJANDRO SRUOGA, Secretario de Energía Eléctrica.

ANEXO

GRUPO EMPRESARIO	EMPRESA	Ubicación	Promedio de Fecha E/S	Pot (MW)	Duración Contrato [Años]	Cargo Potencia [u$s/MW-mes]	Cons especif (kcal/Kwh)
ALBANESI ENERGÍA	ALBANESI ENERGÍA	ET Renova 132kV EPESF - Sta Fe	30/12/2017	165,0	10	18.250	1850
	GENERACIÓN MEDITERRÁNEA 2	Nueva ET Cañuelas 132 kV EDESUR – GBA	01/07/2017	93,0	10	21.900	2385
	GENERACIÓN MEDITERRÁNEA 3	Nueva ET Cañuelas 132 kV EDESUR – GBA	01/02/2018	46,5	10	20.440	2385
	GENERACIÓN MEDITERRÁNEA 4	ET Independencia 132kV TRANSNOA - Tucumán	01/07/2017	45,0	10	21.900	2385
	GENERACIÓN MEDITERRÁNEA 5	ET Independencia 132kV TRANSNOA - Tucumán	01/02/2018	45,0	10	20.440	2385
ALBARES RENOVABLES ARGENTINA S.A.	ALBARES RENOVABLES ARGENTINA S.A.	ET Pilar 132kV EDENOR – GBA	31/06/2017	98,6	10	26.900	1920
APR ENERGY S.R.L.	APR ENERGY S.R.L.	ET Zappalorto 132kV EDENOR – GBA	27/01/2017	93,5	5	23.100	2643
ARAUCARIA ENERGY	ARAUCARIA ENERGY	ET Lujan II 132kV TRANSBA - Bs As	01/12/2017	127,0	10	21.600	2151
CENTRALES DE LA COSTA	CENTRALES DE LA COSTA I	CT 9 de Julio 132kV EDEA - Mar del Plata - Bs As	01/02/2017	88,0	10	25.000	2345
GENNEIA	GENNEIA BRAGADO II	ET Bragado 132kV TRANSBA - Bs As	01/02/2017	58,0	10	25.000	2500
INDUSTRIAS JUAN F. SECCO S.A.	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO S.A.	Nueva ET Cañada de Gomez 132kV EPESF - Sta Fe	21/10/2017	64,0	10	24.950	2010
	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO S.A.	Nueva ET Pérez 132kV EPESF - Sta Fe	21/06/2017	76,0	10	19.950	1976
	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO S.A.	Nueva ET Villa Ocampo 132kV EPESF - Sta Fe	21/06/2017	47,0	10	24.450	1978
METHAX S.A.	METHAX S.A.	ET Anchoris 132kV DISTROCUYO - Mendoza	31/03/2017	40,0	10	27.700	2064
PAMPA ENERGIA	LOMA DE LA LATA	ET Loma de la Lata (P Banderita) 500kV TRANSENER - Neuquén	01/06/2017	99,0	10	23.300	2020
SOENERGY ARGENTINA S.A.	SOENERGY ARGENTINA S.A.	ET Salto 132kV TRANSBA- Bs As	28/02/2017	60,0	10	26.139	2130
SPI ENERGY	SPI ENERGY	ET San Pedro 132kV TRANSBA - Bs As	01/12/2017	103,5	10	18.900	2120
SULLAIR ARGENTINA S.A.	SULLAIR ARGENTINA S.A.	Nueva ET Calilegua 132kV TRANSNOA - Jujuy	30/06/2017	89,0	10	23.900	1950
YPF-Generación	Y-GEN ELÉCTRICA II	ET El Bracho 500Kv TRANSENER - Tucumán	31/01/2018	261,3	10	18.600	2248
Adicionales Corto Plazo							
APR ENERGY	APR ENERGY - MATHEU	ET Matheu 132kV EDENOR – GBA	10/12/2016	215,5	5	20.930	2745
		TOTAL / PROMEDIO		1915		21.833	2.229

RESOLUCIÓN DE LA SEE N° 216/2016

Publicación Boletín Oficial N° 33419, del 15/07/2016

BUENOS AIRES, 14 DEJULIO DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0060404/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que, en dicho contexto, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016, delegando en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que el diagnóstico sectorial efectuado en los fundamentos del citado decreto, entre otras consideraciones, en relación al segmento de generación, expone que, a la fecha de su dictado: (i) el nivel de confiabilidad del parque de generación térmica convencional instalada, afectado por su antigüedad y gestión, limita la disponibilidad a valores por debajo de los estándares internacionales de la industria, requiriendo además trabajos de reparación y mantenimiento que, por el estado de las unidades, insumen mayores recursos económicos; (ii) los escasos niveles de reserva operativa en días y horas de alta exigencia por condiciones meteorológicas extremas, son menores al CINCO POR CIENTO (5%) de la potencia disponible en el sistema, con el consecuente riesgo de restricciones en el suministro ante hechos imprevistos; (iii) respecto de los niveles de reserva del sistema en el mediano plazo, no hay certeza suficiente del ingreso de nuevos equipos de generación; y (iv) la gran antigüedad de equipos de generación instalados en determinados nodos de la red de distribución, imprescindibles para poder abastecer la demanda local.

Que, adicionalmente, la situación financiera del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), afectada por: (i) un sistema de retribución mantenido por más de una década, que no refleja los costos reales de producción, y (ii) la situación generalizada de deudas de agentes distribuidores con dicho mercado, ha requerido de una transferencia continua de aportes del TESORO NACIONAL para hacer frente a ese desbalance, por valores que sólo para el año 2015, superaron la suma de PESOS NOVENTA MIL MILLONES ($ 90.000.000.000), retrayendo semejante cantidad de recursos de otros fines sociales prioritarios, tales como salud, seguridad y educación.

Que en virtud del diagnóstico expuesto, con más lo precisado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mediante Nota B-105207-1 de fecha 10 de febrero de 2016 respecto de la generación adicional a incorporar para satisfacer requerimientos de la demanda en los próximos Períodos Estacionales (i) Verano 2016/2017, (ii) Invierno 2017, o (iii) Verano 2017/2018, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016, convocando a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en los referidos Períodos Estacionales.

Que dentro de dicho proceso y con sujeción a los Términos de Referencia aprobados por esta Secretaría, Nota N° 161 de fecha 7 de abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y publicados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en su sitio de internet (www.cammesa.com.ar), se recibieron ofertas de generadores independientes del ESTADO NACIONAL dispuestos a invertir por un total de SEIS MIL SEISCIENTOS ONCE MEGAVATIOS (6.611) MW de capacidad adicional de generación con un precio promedio de DÓLARES ESTADOUNIDENSES VEINTICINCO MIL POR MEGAVATIO MES (25.000 U$S/MW-mes).

Que entre tales ofertas se consideraron admisibles por esta Secretaría aquellas que cumplieron con las condiciones establecidas en la citada Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016 y los aludidos Términos de Referencia.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), conforme la metodología aprobada por Notas Nros. 187 de fecha 19 de abril de 2016 y 201 de fecha 25 de abril de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (oportunamente publicadas por el OED), con los modelos de despacho vigentes

en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), que fueron dados a conocer a todos los oferentes, efectuó las simulaciones de las que resultó un orden de mérito de las ofertas admitidas, ponderando la reducción de riesgos en el sistema con el incremento de la eficiencia operativa según lo indicado mediante Nota N° 311 de fecha 10 de junio de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, también publicada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que mediante Nota CAMMESA B- Nota B-108285-1 de fecha 13 de junio de 2016, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevó a esta Secretaría el aludido orden de mérito diferenciando los volúmenes a contratar entre DOS MIL MEGAVATIOS (2000 MW), DOS MIL QUINIENTOS MEGAVATIOS (2500 MW) y TRES MIL MEGAVATIOS (3000 MW).

Que mediante Resolución N° 155 de fecha 14 de junio de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, en virtud de los resultados obtenidos en el análisis efectuado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y la identificación consecuente de las ofertas de mejor relación beneficio/costo, se autorizó a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para avanzar de inmediato en la contratación de potencia adicional disponible, con eficiencia adecuada a los requerimientos de urgencia, por un total de UN MIL NOVECIENTOS QUINCE MEGAVATIOS (1915 MW) con las empresas y por las ofertas incluidas en el Anexo a la citada Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 155/16.

Que por otra parte, (i) la importante magnitud y pluralidad de las ofertas que quedaron excluidas del citado Anexo, (ii) la disposición a invertir de las empresas oferentes sin requerir recursos financieros ni avales del ESTADO NACIONAL y (iii) la consideración de la conveniencia en fortalecer la seguridad del abastecimiento con el fin de aventar riesgos de déficit motivó que, mediante Nota SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 355 de fecha 28 de junio de 2016, se solicitara a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) el invitar a una mejora de precios a la totalidad de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles, conforme la Nota N° 288 de fecha 3 de junio de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y no resultaron incluidas en el Anexo a la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 155/16, con el fin de evaluar la eventual contratación de una cantidad adicional de potencia firme.

Que asimismo se solicitó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que junto con los resultados que obtuviere tras aplicar la misma metodología de evaluación de ofertas, aprobada por Notas Nros. 187 de fecha 19 de abril de 2016 y 311 de fecha 10 de junio de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a efectuar el nuevo ordenamiento de todas las que hubieren respondido a la invitación de mejora de precios, comunicando a esta Secretaría su análisis sobre la incidencia, en los riesgos de mediano plazo, de la eventual contratación de un volumen adicional de potencia firme y la magnitud mínima recomendable de dicho volumen en orden a una incidencia positiva.

Que mediante Nota B-108712-25 de fecha 11 de julio de 2016, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevó a esta Secretaría los resultados de las evaluaciones efectuadas y su ordenamiento conforme a lo requerido.

Que a partir de la información recibida se entiende prudente en el contexto expuesto autorizar a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que inicie tratativas hasta completar una contratación en el orden de MIL MEGAVATIOS (1000 MW) adicionales a los ya decididos por Resolución N° 155/2016, con el objetivo de acotar el riesgo a valores acordes a las condiciones operativas extremas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), asegurando el máximo requerimiento informado por CAMMESA.

Que la Dirección Nacional de Prospectiva de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Autorízase a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista (CdD), con cada una las empresas cuya oferta haya resultado incluida en el listado del ANEXO que forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 2° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. ALEJANDRO SRUOGA, Secretario de Energía Eléctrica.

ANEXO

GRUPO EMPRESARIO	EMPRESA	Ubicación	Promedio de Fecha E/S	Pot (MW)	Duración Contrato [Años]	Cargo Potencia [u$s/MW-mes]	Cons Especif (kcal/Kwh)
YPF-Generación	Y-GEN ELECTRICA I	LOMA CAMPANA–PRINCIPAL-Nueva ET Añelo 132kV EPEN - Neuquén-TG-GN	30/11/2017	105	10	$ 20 500	2 093
SOENERGY ARGENTINA S.A.	SOENERGY ARGENTINA S.A.	RIO TERCERO - PRINCIPAL-C.T. 13 de Julio 132kV EPEC Río Tercero - Córdoba-TG-GN-GO	28/02/2017	60	10	$ 21 963	2 130
ARAUCARIA ENERGY	ARAUCARIA ENERGY	MATHEU–PRINCIPAL-ET Matheu 132kV EDENOR - GBA-TG-GN-GO	01/12/2017	254	10	$ 17 800	2 151
MSU	RIO ENERGY	GENERAL ROJO-PRINCIPAL-Nueva ET Rojo 132 kV TRANSBA - Bs As-TG-GN-GO	30/01/2017	138	10	$ 20 900	2 247

GENNEIA	GENNEIA BRAGADO III	BRAGADO III–PRINCIPAL-ET Bragado 132kV TRANSBA - Bs As-TG-GN-GO	01/06/2017	58	10	$ 19 000	2 500
ARAUCARIA ENERGY	ARAUCARIA ENERGY	LAS PALMAS ZARATE - PRINCIPAL-ET Las Palmas 132kV TRANSBA - Zárate - Bs As-TG-GN-GO	01/12/2017	202	10	$ 17 800	2 177
MSU	UGEN	TANDIL-PRINCIPAL-Nueva ET Tandil - Olavarría 132kV TRANSBA - Bs As-TG-GN-GO	15/11/2017	139	10	$ 19 900	2 244

RESOL-2016-384 -E-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33492, del 28/10/2016

Programación Estacional Definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista. Aprobación.

BUENOS AIRES, 27 DE OCTUBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° EX-2016-02363774-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) ha elevado a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA la Programación Estacional Definitiva correspondiente al periodo noviembre 2016 - abril 2017, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que por medio del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a elaborar un programa de acciones necesarias, ponerlo en vigencia e implementarlo, en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias que no cumplieron con los objetivos previstos en la Ley N° 24.065 en cuanto a asegurar el abastecimiento y su calidad en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que, simultáneamente, sólo una proporción menor del costo de abastecimiento fue afrontado por la demanda de energía eléctrica, recurriéndose a los recursos del Tesoro Nacional para cubrir la porción sustancial de dicho costo, lo que contribuyó significativamente a una presión tributaria progresivamente creciente sobre el conjunto de la población, situación que en la actual magnitud deviene insostenible.

Que el Artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece la obligación de las autoridades de asegurar para los usuarios y consumidores de bienes y servicios el acceso a información adecuada y veraz así como la de proveer a la educación para el consumo, precepto que fundamenta la decisión de poner en conocimiento público el costo real resultante de satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) para la Programación Estacional Definitiva correspondiente al período noviembre 2016 - abril 2017.

Que no obstante ello, ante la asimetría existente entre los costos reales y los precios vigentes y considerando las posibilidades de pago de los usuarios y la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, resulta necesario sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), todavía sensiblemente menor al costo real de abastecimiento del sistema, aplicable a la demanda de energía eléctrica de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de los usuarios que no están en condiciones de contratar su propio abastecimiento y/o tienen demandas menores a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), en tanto se avanza en la implementación progresiva de un programa de normalización de las distintas variables macroeconómicas, se incentiva el uso racional y eficiente de la energía eléctrica y se afianzan condiciones propicias para la incorporación de inversiones privadas de riesgo en las distintas actividades y segmentos de la industria eléctrica.

Que para ello se ha tomado como referencia el precio sin subsidio para todo el país establecido en el Artículo 2° de la Resolución N° 1.301 de fecha 7 de noviembre de 2011 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, el que representa a la fecha un porcentaje menor del costo real de abastecer a la demanda nacional.

Que, por otra parte, corresponde mantener vigentes las condiciones referidas al Plan Estímulo y a la Tarifa Social, establecidas en la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que por el Artículo 11 de la Resolución N° 6/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se delegó en esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, según los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y por la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Apruébase la Programación Estacional Definitiva para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1º de noviembre de 2016 y el 30 de abril de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2° — Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en los Artículos 4° y 5° de este acto, los siguientes precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2016 y el 30 de abril de 2017.

a) Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF): PESOS UN MIL CUATROCIENTOS VEINTISIETE CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (1.427,60 $/MW-mes).

b) Precio de referencia de la energía en el Mercado (PEST):

En horas de pico ($PEST.PICO): PESOS SETECIENTOS SETENTA Y TRES CON DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (773,02 $/MWH).

En horas restantes ($PEST.RESTO): PESOS SETECIENTOS SESENTA Y OCHO CON SETENTA Y DOS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (768,72 $/MWH).

En horas de valle ($PEST.VALLE): PESOS SETECIENTOS SESENTA Y TRES CON OCHENTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (763,89 $/MWH).

ARTÍCULO 3° — Establécese que, para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el precio de referencia de la potencia ($POTREF) y el precio estacional de la energía para Distribuidores ($PEST) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, son los indicados en el Artículo 2° de la presente norma.

ARTÍCULO 4° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2016 y el 30 de abril de 2017, de los Precios de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW):

En horas de pico ($PEST.PICO): PESOS TRESCIENTOS VEINTIUNO CON TREINTA Y NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (321,39 $/MWH).

En horas restantes ($PEST.RESTO): PESOS TRESCIENTOS DIECISIETE CON NUEVE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (317,09 $/MWH).

En horas de valle ($PEST.VALLE): PESOS TRESCIENTOS DOCE PESOS CON VEINTISÉIS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (312,26 $/MWH).

Estos precios de referencia de la energía ($PEST), junto con el precio de referencia de la potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 5° — Establécese la plena vigencia y aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2016 y el 30 de abril de 2017, de lo dispuesto en los Artículos 5°, 6°, 7°, 8°, 9° y 10 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, así como todas las disposiciones dictadas en la materia por la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA que se encuentren en vigencia, siempre que no se contrapongan con lo establecido por la señalada Resolución Ministerial.

ARTÍCULO 6° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución del dictado del presente acto.

ARTÍCULO 7° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro V. Sruoga.

RESOL-2016-387-E-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33493, del 31/10/2016

Programación Estacional Definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista. Aprobación.

BUENOS AIRES, 28 DE OCTUBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° S01:0060404/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que, en dicho contexto, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016, delegando en esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que el diagnóstico sectorial efectuado en los fundamentos del citado decreto, entre otras consideraciones y en relación con el segmento de generación, expone que, a la fecha de su dictado: (i) el nivel de confiabilidad del parque de generación térmica convencional instalada, afectado por su antigüedad y gestión, limita la disponibilidad a valores por debajo de los estándares internacionales de la industria, requiriendo además trabajos de reparación y mantenimiento que, por el estado de las unidades, insumen mayores recursos económicos; (ii) los escasos niveles de reserva operativa en días y horas de alta exigencia por condiciones meteorológicas extremas, son menores al CINCO POR CIENTO (5%) de la potencia disponible en el sistema, con el consecuente riesgo de restricciones en el suministro ante hechos imprevistos; (iii) respecto de los niveles de reserva del sistema en el mediano plazo, no hay certeza suficiente del ingreso de nuevos equipos de generación y; (iv) la gran antigüedad de equipos de generación instalados en determinados nodos de la red de distribución, imprescindibles para poder abastecer la demanda local.

Que en virtud del diagnóstico expuesto, con más lo precisado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) mediante Nota B-105207-1 de fecha 10 de febrero de 2016, respecto de la generación adicional a incorporar para satisfacer requerimientos de la demanda en los próximos Períodos Estacionales (i) Verano 2016/2017, (ii) Invierno 2017, o (iii) Verano 2017/2018, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dictó la Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016, convocando a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en los referidos Períodos Estacionales.

Que dentro de dicho proceso y con sujeción a los Términos de Referencia aprobados por esta Secretaría a través de la Nota SEE N° 161 de fecha 7 de abril de 2016 y publicados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), se recibieron ofertas de generadores independientes del ESTADO NACIONAL dispuestos a invertir por un total de SEIS MIL SEISCIENTOS ONCE MEGAVATIOS (6.611) MW de capacidad adicional de generación, con un precio promedio de DÓLARES ESTADOUNIDENSES VEINTICINCO MIL POR MEGAVATIO MES (25.000 U$S/MW-mes).

Que, entre tales ofertas, se consideraron admisibles por esta Secretaría aquellas que cumplieron con las condiciones establecidas en la citada Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016 y los aludidos Términos de Referencia.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), conforme la metodología aprobada por Notas Nros. 187 de fecha 19 de abril de 2016 y 201 de fecha 25 de abril de 2016 de esta Secretaría, con los modelos de despacho vigentes en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), dados a conocer a todos los oferentes, efectuó las simulaciones de las que resultó un orden de mérito de las ofertas admitidas, ponderando la reducción de riesgos en el sistema con el incremento de la eficiencia operativa, según lo indicado mediante Nota N° 311 de fecha 10 de junio de 2016 de esta Secretaría que, junto con las mencionadas precedentemente fueran publicadas por el OED.

Que mediante Nota B-108285-1 de fecha 13 de junio de 2016, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevó a esta Secretaría el aludido orden de mérito diferenciando los volúmenes a

contratar entre DOS MIL MEGAVATIOS (2000 MW), DOS MIL QUINIENTOS MEGAVATIOS (2500 MW) y TRES MIL MEGAVATIOS (3000 MW).

Que mediante Resolución N° 155 de fecha 14 de junio de 2016 de esta Secretaría, en virtud de los resultados obtenidos del análisis efectuado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y la identificación consecuente de las ofertas de mejor relación beneficio/costo, se autorizó a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para implementar la contratación de potencia adicional disponible, con eficiencia adecuada a los requerimientos de urgencia, por un total de UN MIL NOVECIENTOS QUINCE MEGAVATIOS (1915 MW), con las empresas y por las ofertas incluidas en el Anexo a la citada Resolución Nº 155/2016 de esta Secretaría.

Que, por otra parte, (i) la importante magnitud y pluralidad de las ofertas que quedaron excluidas del citado Anexo, (ii) la disposición a invertir de las empresas oferentes sin requerir recursos financieros ni avales del ESTADO NACIONAL y (iii) la consideración de la conveniencia de fortalecer la seguridad del abastecimiento con el fin de aventar riesgos de déficit motivó que, mediante Nota Nº 355 de fecha 28 de junio de 2016 de esta Secretaría, se instruyera a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a que invitara a una mejora de precios a la totalidad de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles conforme la Nota N° 288 de fecha 3 de junio de 2016 de esta Secretaría y no resultaron incluidas en el Anexo a la señalada Resolución Nº 155/2016, con el fin de evaluar la eventual contratación de una cantidad adicional de potencia firme.

Que, asimismo, se solicitó al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) que, junto con los resultados que obtuviere tras aplicar la misma metodología de evaluación de ofertas aprobada a través de las referidas Notas Nros. 187/2016 y 311/2016 de esta Secretaría, efectuara el nuevo ordenamiento de todas las que hubieren respondido a la invitación de mejora de precios, comunicando a esta Secretaría su análisis relativo a la incidencia en los riesgos de mediano plazo, de la eventual contratación de un volumen adicional de potencia firme y la magnitud mínima recomendable de dicho volumen, en orden a una incidencia positiva.

Que mediante Nota B-108712-25 de fecha 11 de julio de 2016, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) elevó a esta Secretaría los resultados de las evaluaciones efectuadas y su ordenamiento conforme a lo requerido.

Que, a partir de la información recibida, se entendió pertinente, en el contexto expuesto, autorizar a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a través de la Resolución N° 216 de fecha 14 de julio de 2016 de esta Secretaría, para que iniciara las tratativas para completar una contratación en el orden de MIL MEGAVATIOS (1000 MW) adicionales a los adjudicados por Resolución N° 155/2016, con el objetivo de acotar el riesgo a valores acordes a las condiciones operativas extremas del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), asegurando el máximo requerimiento informado por CAMMESA.

Que, posteriormente, mediante Nota B-111590-2 de fecha 26 de octubre de 2016, CAMMESA informó que se producirán evidentes atrasos en la reincorporación al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) de la Central Nuclear EMBALSE que se encuentra actualmente en un proceso de extensión de su vida útil.

Que, adicionalmente, CAMMESA informa que se producirán atrasos respecto de los cierres de los ciclos combinados de las Centrales Térmicas que están bajo la responsabilidad de ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓMIMA (ENARSA) y del denominado FONINVEMEM 2.

Que, en tal sentido, informa que el cierre de la CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO se atrasará dos trimestres, circunstancia que implica una baja en la oferta prevista de 250 MW en el año 2017 como, así también, la postergación, sin fecha definida, de los cierres de ENSENADA DE BARRAGAN y BRIGADIER LÓPEZ, lo que equivaldría a un déficit de 400 MW de oferta a partir del año 2018, respecto a lo previsto originalmente.

Que en función de lo expuesto y con el objeto de compensar demoras en los ingresos de potencia, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA entiende necesario disponer el ingreso de potencia adicional a la ya asignada a través de las Resoluciones Nros. 155/2016 y 216/2016 de esta Secretaría, a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda con ofertas de características operativas y beneficios económicos semejantes para el SADI.

Que, en consecuencia, deviene necesario incorporar potencia adicional que cumpla con las condiciones técnicas y económicas propuestas en los fundamentos de la Resolución Nº 21 de fecha 22 de marzo de

2016 de esta Secretaría, que surgiera de la convocatoria realizada en segunda instancia, a través de la que se invitó a los oferentes que no fueran seleccionados, a mejorar sus ofertas económicas.

Que, en virtud de lo expuesto, se estima necesario ingresar una potencia adicional que surja del elencamiento realizado en la instancia señalada precedentemente, incorporando DOSCIENTOS TREINTA Y SIETE MEGAVATIOS (237 MW) de potencia adicional, correspondientes a las dos ofertas que no alcanzaron a ser seleccionadas, que seguían inmediatamente después del último oferente aceptado en el orden de prelación, oportunamente determinado en el proceso de mejora de ofertas económicas antes mencionado.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificatorias y el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Autorízase a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción del Contrato de Demanda Mayorista (CdD), con las empresas cuyas ofertas se corresponden, en primer lugar, con el Proyecto identificado como ID 47 de CTLL Loma de la Lata 2, compuesto por seis generadores Wärtsila 18V50DF que totalizan 100 MW, con un rendimiento térmico de 2029 Kcal/KWH; y, en segundo lugar, con el Proyecto identificado como ID 42, de MSU UENSA Villa María, compuesto por tres unidades TG GE LM6000 PC Sprint que totalizan 137 MW, con rendimiento térmico de 2248 Kcal/KWh.

ARTÍCULO 2° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — ALEJANDRO VALERIO SRUOGA, Secretario, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería.

e. 31/10/2016 N° 81950/16 v. 31/10/2016

RESOL-2016-420-E-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33506, del 17/11/2016

BUENOS AIRES, 16 DE NOVIEMNBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° EX-2016-02609829-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que el abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) incrementó el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica.

Que la situación descripta dio causa al dictado del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 mediante el que se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que, en dicho contexto, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016, delegando en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la entonces ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley Nº 24.065.

Que en tal contexto se han adoptado ya una serie de medidas para asegurar la disponibilidad de potencia firme en la oferta eléctrica para el corto plazo y están en marcha los procesos necesarios para dar cumplimiento al objetivo de diversificación de la matriz energética mediante la progresiva incorporación de energías renovables.

Que se advierte entonces en esta instancia, como oportuno y necesario atender de inmediato a los objetivos instrumentales pero relevantes de: I) reducir costos y aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico - y por ende del abastecimiento en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM); II) iniciar el proceso de reasignación de la responsabilidad del suministro de combustibles para la Generación de Energía Eléctrica a los Agentes Generadores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en relación con lo precedente y teniendo en cuenta que, a la fecha de la presente, los costos de los combustibles para generación eléctrica y la logística para su suministro se aproximan al SESENTA POR CIENTO (60%) del costo total de abastecer, la introducción de competencia en la demanda de tales combustibles, se espera contribuya asimismo a la reducción del costo del abastecimiento de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que esta Secretaría entiende conveniente establecer un procedimiento participativo para la identificación de posibles soluciones, mediante la convocatoria a manifestaciones de interés en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura eléctrica que contribuyan a la consecución de los aludidos objetivos instrumentales.

Que para ello los interesados deberán presentar ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), bajo la modalidad y con el alcance establecido en el Anexo (IF-2016-02767736-APN-DNRMEM#MEM) que forma parte integrante de esta resolución, los anteproyectos de su interés.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), previo análisis de los anteproyectos presentados y las condiciones informadas para su eventual desarrollo, elevará las presentaciones de los interesados juntamente con sus propias evaluaciones, para consideración de esta Secretaría.

Que los anteproyectos de interés elevados, atendiendo a la consideración que efectúe ésta Secretaría de su eficaz contribución al logro de los objetivos de la convocatoria, serán considerados total o parcialmente para su integración a los términos de referencia que lucen en el Anexo (IF-2016-02767736-APN- DNRMEM#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución, en un ulterior proceso de selección para la construcción y operatividad comercial de un proyecto integral.

Que dicho proceso, en cualquier caso, se efectuará mediante convocatoria abierta, competitiva y transparente, en orden a la posterior celebración de un Contrato de la Demanda en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que podrá ser un Contrato de la Demanda Mayorista, según se defina oportunamente.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el Artículo 11 de la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Convócase a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino a manifestar su interés mediante la presentación del anteproyecto correspondiente bajo la modalidad, en los términos y con sujeción al cronograma dispuestos en los Términos de Referencia que lucen en el Anexo (IF-2016-02767736-APN-DNRMEM#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución y que por ésta se aprueba. Se considerará particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten al proceso de restitución a los Agentes Generadores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de la responsabilidad del suministro de combustibles para la Generación de Energía Eléctrica.

ARTÍCULO 2° — La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a la que por Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992 se le asignaron funciones de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), publicará y administrará la convocatoria a interesados que se efectúa por esta resolución.

ARTÍCULO 3° — El aludido ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), previo análisis de los anteproyectos presentados y las condiciones informadas para su eventual desarrollo, elevará las presentaciones de los interesados juntamente con sus propias evaluaciones, para consideración de esta Secretaría.

Los anteproyectos de interés elevados, atendiendo a la consideración que efectúe ésta Secretaría de su eficaz contribución al logro de los objetivos de la convocatoria, serán considerados total o parcialmente para su integración a los términos de referencia que lucen en el Anexo (IF-2016-02767736-APN-DNRMEM#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución, de un ulterior proceso de selección para la construcción y operatividad comercial de un proyecto integral de infraestructura electroenergética. Dicho proceso se efectuará, en cualquier caso, mediante convocatoria abierta, competitiva y transparente, en orden a la posterior celebración de un Contrato de la Demanda en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTÍCULO 4° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — ALEJANDRO VALERIO SRUOGA, Secretario, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 17/11/2016 N° 87698/16 v. 17/11/2016

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

Anexo

Archivo.pdf

RESOL-2016-455-E-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33514, del 30/11/2016

BUENOS AIRES, 29 DE NOVIEMNBRE DE 2016

VISTO el Expediente N° EX-2016-02609829-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que el abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) incrementó el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica.

Que la situación descripta dio causa al dictado del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 mediante el que se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que, en dicho marco, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016, delegando en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la entonces SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley Nº 24.065.

Que, en tal contexto, esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dictó la Resolución Nº 420 de fecha 16 de noviembre de 2016 (RESOL-2016-420-E-APN-SECEE#MEM), mediante la cual se convocó a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino a manifestar su interés mediante la presentación del anteproyecto correspondiente bajo la modalidad, en los términos y con sujeción al cronograma dispuestos en los Términos de Referencia que lucen en el Anexo (IF-2016-02767736-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de dicha resolución.

Que habiéndose detectado que el Artículo 3° de la Resolución precedentemente mencionada contiene, en su segundo párrafo, un error material de redacción que puede inducir a un error conceptual, se considera oportuno y conveniente sustituir dicho párrafo.

Que el segundo párrafo del Artículo 3º que se propicia sustituir alude, erróneamente, a términos de referencia que no se corresponden con los consignados en el Anexo (IF-2016-02767736-APN-DNRMEM#MEM) de la Resolución Nº 420/16 de esta Secretaría, debiendo haber referido a aquellos de un ulterior proceso de selección para la construcción y operatividad comercial de un proyecto integral de infraestructura electroenergética que, lógicamente, aún no han sido elaborados.

Que la rectificación de errores materiales se encuentra prevista en el Artículo 101 del Reglamento Nacional de Procedimientos Administrativos aprobado por el Decreto Nº 1759 de fecha 3 de abril de 1972 (T.O. 1991).

Que, por otra parte, en el breve lapso de vigencia de la señalada Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Nº 420 de fecha 16 de noviembre de 2016, distintos interesados manifestaron la necesidad de disponer de mayor plazo para la presentación de los anteproyectos de interés.

Que, en tal sentido, se estima necesario y oportuno en esta instancia, a los efectos de facilitar la participación amplia de interesados en el marco de la Convocatoria, prorrogar el plazo establecido en los Términos de Referencia que, como Anexo (IF-2016-02767736-APN-DNRMEM#MEM), forman parte de la Resolución Nº 420/16 de esta Secretaría.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, Artículo 101 del Reglamento Nacional de Procedimientos Administrativos aprobado por el Decreto Nº 1759 de fecha 3 de abril de 1972 (T.O. 1991), y el Artículo 11 de la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Sustitúyese el Artículo 3° de la Resolución N° 420 de fecha 16 de noviembre de 2016 de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el que quedará redactado del siguiente modo: “ARTÍCULO 3°.- El aludido ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), previo análisis de los anteproyectos presentados y las condiciones informadas para su eventual desarrollo, elevará las presentaciones de los interesados juntamente con sus propias evaluaciones, para consideración de esta Secretaría.

Los anteproyectos de interés elevados, en función de la eventual eficacia y eficiencia de su contribución al logro de los objetivos de la convocatoria, podrán ser considerados total o parcialmente para su integración a los términos de referencia de un ulterior proceso de selección para la construcción y operatividad comercial de un proyecto integral de infraestructura electroenergética. Dicho proceso se efectuará, en cualquier caso, mediante convocatoria abierta, competitiva y transparente, en orden a la posterior celebración de un Contrato de la Demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

ARTÍCULO 2° — Prorrógase el plazo para la presentación de los anteproyectos de interés establecido en los Términos de Referencia aprobados mediante la Resolución Nº 420/16 de esta Secretaría, hasta las 18:00 hs del día 13 de enero de 2017.

ARTÍCULO 3º — Ratifícase todo lo decidido mediante Resolución Nº 420/16 de esta Secretaría, que no ha sido modificado por la presente.

ARTÍCULO 4º — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — ALEJANDRO VALERIO SRUOGA, Secretario, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

e. 30/11/2016 N° 91608/16 v. 30/11/2016

Anexo

Archivo.pdf

Normativa del Año 2017

RESOLUCIÓN E 40/2017

Prorrógase el plazo establecido en el Artículo 1° de la Resolución N° 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, hasta el 31 de marzo de 2017, inclusive

RESOLUCIÓN E 75/2017

Prorrógase plazo. Resolución N° 40 - 2017 - Prorrógase el plazo establecido en el Artículo 1° de la Resolución N°40 de fecha 24 de febrero de 2017 del Ministerio de Energía y Minería hasta el 15 de mayo de 2017, inclusive.

RESOLUCIÓN E 76/2017

Firma de contratos Resolución 202 empresas PESSA, ERSA y la Florida - Autorízase, en los términos de los artículos 5° y concordantes de la Resolución N° 202 de
fecha 28 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía y Minería, la celebración de un Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA y Energías Renovables S.A., C.U.I.T. 30-71322850-4, por su proyecto Central Solares de la Punta, ubicado en la localidad de La Punta, Provincia de San Luis, por una potencia contratada de 5 MW de tecnología solar fotovoltaica.
El precio a abonar por la energía eléctrica abastecida en el marco del Contrato será de 58,98 USD/MWh.

RESOLUCIÓN E 110/2017

Establécese que en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir por los Adjudicatarios del Programa RenovAr - Ronda 1.5, seleccionados por la Resolución N° 281 de fecha 25 de noviembre de 2016 de este Ministerio, en los casos en que se produzca el supuesto contemplado en el artículo 21.4 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016 de este Ministerio, al solo efecto del cómputo de los plazos previstos en el citado pliego y mencionados en la presente resolución, corresponderá considerar como Fecha de Suscripción el día que concluye el plazo de 120 días hábiles previsto en el artículo 21.1 de dicho Pliego.

RESOLUCIÓN E 149/2017

Prorrógase el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 75 de fecha 30 de marzo de 2017 del Ministerio de Energía y Minería, hasta el 31 de mayo de 2017, inclusive.

RESOLUCIÓN E 168/2017

Autorízase en los términos de los artículos 4°, inciso 2) y concordantes de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del registro de este Ministerio, la celebración de un Contrato de
Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA y EÓLICA KOLUEL KAYKE S.A., (C.U.I.T. 30-71098640-8), por su Proyecto “Parque Eólico Koluel Kayke II”, ubicado en el Departamento Deseado, Localidad de Koluel Kayke, Provincia de Santa Cruz, por una potencia contratada de 25 MW de tecnología eólica. El precio a abonar por la energía eléctrica abastecida en el marco del Contrato será de 72,33 USD/MWh.
En el Contrato de Abastecimiento MEM a suscribir deberá establecerse que la Parte Vendedora deberá presentar, ante esta Autoridad de Aplicación, la habilitación ambiental del Proyecto actualizada y vigente, en el plazo de 90 días corridos contados desde la suscripción del Contrato, bajo apercibimiento de tener por configurada una causal de rescisión automática del Contrato de Abastecimiento MEM, sin necesidad de notificación judicial o extrajudicial alguna, por culpa exclusiva de la Parte Vendedora, con pérdida de la Garantía de Cumplimiento de Contrato.

RESOLUCIÓN E 204/2017

Establécese, a partir de la entrada en vigencia de la Ley Nº 27.35 1, la bonificación del componente Precio de referencia Estacional de potencia y energía que se sancione para el MEM y del componente Cargo de Transporte, así como de cualquier otro cargo de jurisdicción nacional, aplicable a los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud, en los términos de los Artículos 1 º, 2°, 3° y 4° de la referida Ley.

RESOLUCIÓN E 275/2017

Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de Fuentes Renovables de Generación - el "Programa RenovAR (Ronda 2)" - con el fin de celebrar contratos del Mercado a Término

denominados Contratos de Abastecimiento. de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y GU del MEM - hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM - de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones.

RESOLUCIÓN E 281/2017

Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Aprobación.

RESOLUCIÓN E 437/2017

Invítase a los titulares de proyectos de inversión en generación eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios y quienes fueron invitados a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en virtud de lo dispuesto en los artículos 2° y 3° de la Resolución N 213 de fecha 7 de octubre de 2016 y en el artículo 2° de la Resolución N° 281 de fecha 25 de noviembre de 2016, ambas de este Ministerio, a optar por la aplicación del régimen de cómputo de componente nacional previsto en la Resolución Conjunta N°1 del Ministerio de Energía y Minería y del Ministerio de Producción de fecha 28 de septiembre de 2017. La opción podrá ser ejercida siempre que no se hubiere alcanzado, con anterioridad a la fecha de publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial, la “Fecha Programada de Llegada de Equipos” o la “Fecha Programada de Habilitación Comercial” previstas en los respectivos contratos.

RESOLUCIÓN E 450/2017

Determinase la Calificación de las Ofertas Presentadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la Contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación –El “Programa Renovar (Ronda 2)”– efectuada mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio.

RESOLUCIÓN E 473/2017

Déjase sin efecto la descalificación de las Ofertas SFV-238, Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 1 y SFV-243, Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 2, dispuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 450 de fecha 23 de noviembre de 2017 del Ministerio de Energía y Minería y su correspondiente Anexo I y dispónese la calificación de las Ofertas mencionadas, a todos los efectos correspondientes en la presente Convocatoria.

RESOLUCIÓN E 488/2017

Adjudícanse los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en las Resoluciones Nros. 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, ambas de este Ministerio, a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución, indicándose el Precio Adjudicado por megavatio hora para cada Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir y la asignación del cupo remanente de la Garantía Banco Mundial.

RESOLUCIÓN FC-1/2017

Usuarios Electrointensivos. Establécese que las empresas cuyo código de actividad principal declarado ante la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, que a la fecha de publicación de la presente medida, se corresponda con alguno de los detallados en el Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución, y se encuentren categorizadas como Grandes Demandas de Distribuidores - Gran Usuario Distribución - GUDis-, con demanda de Potencia igual o superior a 300 kW, recibirán durante el periodo indicado en el Artículo 3º de la presente Resolución, un descuento de hasta el 20 % sobre los Precios Estacionales de Referencia vigentes al momento de cada transacción económica, según corresponda a consumos en horas pico, en horas restantes y en horas de valle, hasta el límite de consumo de 15.000 MWh

DISPOSICIÓN S.S.A y E.E 13 E - 2017

Prorróganse hasta el 30 de noviembre de 2017 los plazos otorgados a las empresas que resultaren beneficiarias conforme el artículo 1º de la Resolución Conjunta Nº1 de fecha 20 de septiembre de 2017 de la Secretaría de Industria y Servicios del Ministerio de Producción y de la Secretaria de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, a los fines de que éstas cumplan con las previsiones dispuestas en el Anexo V del artículo 6º de la Resolución Conjunta Nº de fecha 16 de mayo de 2017 del Ministerio de Energía y Minería y del Ministerio de Producción

RESOL-2017-19-APN-SECEE-MEM

Un Agente Generador, Cogenerador y Autogenerador del MEM, titular de una central de generación térmica convencional (Generador Habilitado) podrá, en los términos y con los alcances reglados en el Anexo I , que forma parte integrante de la presente resolución, declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada para suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG), por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas en tales centrales, no comprometida en contratos suscriptos conforme lo definido en el Artículo 8° de la presente medida.

RESOL-2017-20-APN-SECEE-MEM

Reprogramación Estacional de Verano. Aprobación - Apruébase la Reprogramación Estacional de Verano para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” - Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2017-256-APN-SECEE-MEM

Apruébase la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” - Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2017-261-APN-SECEE-MEM

Modificase el artículo 8º de la Resolución Nº 256 de fecha 28 de abril de 2017 de esta Secretaría de Energía Eléctrica, el que quedará redactado de la siguiente forma: "Artículo 8º.-Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o usuarios atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los 10 kW, (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) sean consumos identificados como "Electrodependientes" según lo dispuesto en el artículo 4° de la Resolución Nº 219 de fecha 11 de octubre de 2016 - RESOL-2016-219-E-APN-MEM - del Ministerio de Energía y Minería.

RESOL-2017-287-APN-SECEE-MEM

Convocatoria Abierta. Dispónese una Convocatoria Abierta a Interesados - CAI - en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización, en la presente Etapa I, de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. Los oferentes cuyas ofertas resulten seleccionadas formalizarán el compromiso mediante la suscripción de Contratos de la Demanda Mayorista CdD con los demandantes del MEM, representados en los términos establecidos por el marco regulatorio vigente.

RESOL-2017-820-APN-SECEE-MEM

Autorízase a la CAMMESA a la suscripción de los CdD, con cada una las empresas cuya oferta se incluye en el listado que, como Anexo forma parte integrante de la presente resolución.

RESOL-2017-926-APN-SECEE-MEM

Autorízase a CAMMESA a suscribir los Contratos de Demanda Mayorista, CdD, con cada una las empresas cuya oferta se incluye en el listado que, como ANEXO I, forma parte integrante de la presente medida.

RESOL-2017-979-APN-SECEE-MEM

Apruébase la Programación Estacional de Verano para CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, calculada según "Los

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", Los Procedimientos, descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex. Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2017-1085-APN-SECEE-MEM

Apruébase la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Tronca l en el MEM, detallada en el Anexo que forma parte integrante de la presente medida y que será de aplicación a partir del 1 de diciembre de 2017.

RESOL-2017-1091-APN-SECEE-MEM

Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2017 y el 31 de enero de 2018, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, de los POTREF, PEE y PET en el MEM que se detallan en el Anexo I. A través del referido Anexo I, se diferencian del resto de los usuarios los valores correspondientes a aquellos cuya demanda de potencia sea mayor o igual a los 300 kW, sin perjuicio de los descuentos que correspondan a los usuarios Residenciales por la aplicación de la Tarifa Social y el Plan Estímulo, según lo establecido en la presente resolución.
El PEE, junto con el POTREF y el PET son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y Otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad a lo establecido por la Resolución N° 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía y Servicios y Obras Públicas.

Disposición 57-E-2017

Principio Efectivo de Ejecución Los beneficiarios del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica podrán solicitar la aplicación de los beneficios otorgados en los respectivos Certificados de Inclusión en el citado régimen, de acuerdo con lo establecido en el Anexo II de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio.

Disposición 68-E-2017

Apruébase el procedimiento de aprobación de comprobantes presentados por los beneficiarios de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables para la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) y amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, previstos en el artículo 9°, inciso 1) de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y en el artículo 6°, incisos 1) y 2) de la Ley N° 27.191, de conformidad con lo previsto en el artículo 6° del Anexo II de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio, que como Anexo I (IF-2017-28224183-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente disposición.

Disposición 72-E-2017

Prorrogase el plazo establecido en el último párrafo del artículo 7° de la Resolución N°473 de fecha 30 de noviembre de 2017 del Ministerio de Energía y Minería hasta el 15 de diciembre de 2017, inclusive, con alcance general para todos los Oferentes invitados en los términos dispuestos en el artículo 6° de la resolución citada y a todos sus efectos.

RESOLUCIÓN E 40/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.575 del 01/03/2017

BUENOS AIRES, 24 DE FEBRERO DE 2017

Prorrógase Plazo. Resolución N° 301/2016.

VISTO los Expedientes N° S01:0162324/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA, EX-2016-03983982-APN-DDYME#MEM, EX-2017-2772752-APN-DDYME#MEM, EX-2017-2772680-APN-DDYME#MEM, EX-2017-2789548-APN-DDYME#MEM y EX-2017-01811887-APN- DDYME#MEM, y lo dispuesto en las Resoluciones Nros. 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-202-E-APN-MEM) y 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 (RESOL-2016-301-E-APN-MEM), ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 (RESOL-2016-202-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se habilitó de manera excepcional a los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables que hubieren celebrado contratos en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011 que cumplan con determinadas condiciones –según los universos definidos en los Artículos 4° y 5° de la citada medida– a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos establecidos en la citada resolución.

Que por los Artículos 6° y 10 de la Resolución N° 202/2016 se dispuso que los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir por los sujetos comprendidos en los Artículos 4° y 5° de aquella medida debían celebrarse dentro del plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la citada resolución, la cual se produjo el 29 de septiembre de 2016, habilitando con carácter excepcional, por el mismo plazo, la celebración de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —representado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)— y los sujetos aludidos.

Que por la Resolución N° 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 (RESOL-2016-301-E-APN-MEM) de este Ministerio se dio por prorrogado hasta el 28 de febrero de 2017 el plazo mencionado en el párrafo precedente, únicamente para aquellos sujetos alcanzados por lo dispuesto en los Artículos 4° y 5° de la Resolución N° 202/2016 que hubieran manifestado en forma fehaciente ante esta Autoridad de Aplicación, dentro del plazo originalmente establecido en los Artículos 6° y 10 de la última resolución citada, su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables en los términos dispuestos en aquélla, siempre que cumplan con la totalidad de los requisitos y condiciones allí establecidos.

Que distintos titulares de proyectos de inversión que antes del vencimiento del plazo originalmente fijado por la Resolución N° 202/2016 han manifestado ante esta Autoridad de Aplicación su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables en los términos referidos, durante el plazo fijado por la Resolución N° 301/2016 han presentado documentación y mantenido reuniones de trabajo con los órganos competentes de este Ministerio, tendientes a dar cumplimiento a los requisitos enumerados en aquélla.

Que, no obstante, el alto grado de avance de los procedimientos correspondientes, la mayoría de los titulares de proyectos han solicitado la prórroga del plazo fijado por el Artículo 1° de la Resolución 301/2016, ante la inminencia de su vencimiento.

Que ante esta circunstancia y frente al compromiso demostrado por tales empresas, resulta pertinente disponer la prórroga del plazo establecido en la Resolución N° 301/2016, por un término razonable, con el fin de permitir que culminen con las presentaciones requeridas tendientes a acceder a la suscripción de un Contrato de Abastecimiento MEM en los términos de la Resolución N° 202/2016, previo análisis por parte de esta Autoridad de Aplicación del cumplimiento de todas las exigencias normativas dispuestas al efecto.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Prorrógase el plazo establecido en el Artículo 1° de la Resolución N° 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, hasta el 31 de marzo de 2017, inclusive.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 75/2017 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 31/3/2017 se prorroga el plazo establecido en el presente Artículo, hasta el 15 de mayo de 2017, inclusive.)

ARTÍCULO 2° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), en su carácter de fiduciario del FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER).

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 75/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.596 del 31/03/2017

BUENOS AIRES, 30 DE MARZO DE 2017

Prorrógase plazo. Resolución N° 40/2017.

VISTO los Expedientes N° S01:0162324/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA, EX-2016-03983982-APN-DDYME#MEM, EX-2017-02853406 -APN-DDYME#MEM y sus expedientes fusionados y asociados y lo dispuesto en las Resoluciones Nros. 202 de fecha 28 de septiembre de 2016, 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 y 40 de fecha 24 de febrero de 2017, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se habilitó de manera excepcional a los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables que hubieren celebrado contratos en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011 que cumplan con determinadas condiciones –según los universos definidos en los Artículos 4° y 5° de la citada medida– a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos establecidos en la citada resolución.

Que por los Artículos 6° y 10° de la Resolución N° 202/2016 se dispuso que los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir por los sujetos comprendidos en los Artículos 4° y 5° de aquella medida debían celebrarse dentro del plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la citada resolución, la cual se produjo el 29 de septiembre de 2016, habilitando con carácter excepcional, por el mismo plazo, la celebración de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) —representado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)— y los sujetos aludidos.

Que por la Resolución N° 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 de este Ministerio se dio por prorrogado hasta el 28 de febrero de 2017 el plazo mencionado en el párrafo precedente, únicamente para aquellos sujetos alcanzados por lo dispuesto en los Artículos 4° y 5° de la Resolución N° 202/2016 que hubieran manifestado en forma fehaciente ante esta Autoridad de Aplicación, dentro del plazo originalmente establecido en los Artículos 6° y 10 de la última resolución citada, su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables en los términos dispuestos en aquélla, siempre que cumplan con la totalidad de los requisitos y condiciones allí establecidos.

Que distintos titulares de proyectos de inversión que antes del vencimiento del plazo originalmente fijado por la Resolución N° 202/2016 han manifestado ante esta Autoridad de Aplicación su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables en los términos referidos, durante el plazo fijado por la Resolución N° 301/2016 han presentado documentación y mantenido reuniones de trabajo con los órganos competentes de este Ministerio, tendientes a dar cumplimiento a los requisitos enumerados en aquélla.

Que ante la solicitud de varias de las empresas presentadas, por la Resolución N° 40 de fecha 24 de febrero de 2017 de este Ministerio se decidió prorrogar el plazo establecido en el Artículo 1° de la Resolución N° 301/2016 hasta el 31 de marzo de 2017, inclusive.

Que, no obstante el alto grado de avance de los procedimientos correspondientes, aún no se ha finalizado con la presentación y el proceso de análisis de la documentación requerida.

Que ante esta circunstancia y frente al compromiso demostrado por tales empresas, resulta adecuado disponer la prórroga del plazo establecido en la Resolución N° 40/2017, por un término razonable, con el fin de permitir la culminación de la presentación y análisis de la documentación pertinente.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Prorrógase el plazo establecido en el Artículo 1° de la Resolución N° 40 de fecha 24 de febrero de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, hasta el 15 de mayo de 2017, inclusive.

(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 149/2017 del Ministerio de Energía y Minería se prorroga el plazo establecido en el presente Artículo, hasta el 31 de mayo de 2017, inclusive.)

ARTÍCULO 2° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), en su carácter de fiduciario del FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER).

ARTÍCULO 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 76/2017

BUENOS AIRES, 31 DE MARZO 2017 DE 2017

Firma de contratos Resolución 202 empresas PESSA, ERSA y la Florida - Autorízase, en los términos de los artículos 5° y concordantes de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del Ministerio de Energía y Minería, la celebración de un Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA y Energías Renovables S.A., C.U.I.T. 30-71322850-4, por su proyecto Central Solares de la Punta, ubicado en la localidad de La Punta, Provincia de San Luis, por una potencia contratada de 5 MW de tecnología solar fotovoltaica.

El precio a abonar por la energía eléctrica abastecida en el marco del Contrato será de 58,98 USD/MWh.

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN E 110/2017

BUENOS AIRES, 28 DE ABRIL 2017

Establécese que en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir por los Adjudicatarios del Programa RenovAr - Ronda 1.5, seleccionados por la Resolución N° 281 de fecha 25 de noviembre de 2016 de este Ministerio, en los casos en que se produzca el supuesto contemplado en el artículo 21.4 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016 de este Ministerio, al solo efecto del cómputo de los plazos previstos en el citado pliego y mencionados en la presente resolución, corresponderá considerar como Fecha de Suscripción el día que concluye el plazo de 120 días hábiles previsto en el artículo 21.1 de dicho Pliego.

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN E 149/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.623 del 12/05/2017

BUENOS AIRES, 11 DE MAYO DE 2017

VISTO los Expedientes N° S01:0162324/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA, EX-2016-03983982-APN-DDYME#MEM, EX-2017-02853406-APN-DDYME#MEM y sus expedientes fusionados y asociados y lo dispuesto en las Resoluciones Nros. 202 de fecha 28 de septiembre de 2016, 301 de fecha 22 de diciembre de 2016, 40 de fecha 24 de febrero de 2017 y 75 de fecha 30 de marzo de 2017, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se habilitó de manera excepcional a los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables que hubieren celebrado contratos en el marco de las Resoluciones ex SE N° 712/2009 o N° 108/2011 que cumplan con determinadas condiciones –según los universos definidos en los Artículos 4° y 5° de la citada medida– a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 a través de la suscripción de un nuevo Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, en los términos establecidos en la citada resolución.

Que por los Artículos 6° y 10 de la Resolución N° 202/2016 se dispuso que los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables a suscribir por los sujetos comprendidos en los Artículos 4° y 5° de aquella medida debían celebrarse dentro del plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles contados desde la publicación de la citada resolución, la cual se produjo el 29 de septiembre de 2016, habilitando con carácter excepcional, por el mismo plazo, la celebración de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) -representado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA)- y los sujetos aludidos.

Que por la Resolución N° 301 de fecha 22 de diciembre de 2016 de este Ministerio se dio por prorrogado hasta el 28 de febrero de 2017 el plazo mencionado en el párrafo precedente, únicamente para aquellos sujetos alcanzados por lo dispuesto en los Artículos 4° y 5° de la Resolución N° 202/2016 que hubieran manifestado en forma fehaciente ante esta Autoridad de Aplicación, dentro del plazo originalmente establecido en los Artículos 6° y 10 de la última resolución citada, su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables en los términos dispuestos en aquélla, siempre que cumplan con la totalidad de los requisitos y condiciones allí establecidos.

Que distintos titulares de proyectos de inversión que antes del vencimiento del plazo originalmente fijado por la Resolución N° 202/2016 manifestaron ante esta Autoridad de Aplicación su intención de acceder al Régimen de Fomento de las Energías Renovables en los términos referidos, durante el plazo fijado por la Resolución N° 301/2016 han presentado documentación y mantenido reuniones de trabajo con los órganos competentes de este Ministerio, tendientes a dar cumplimiento a los requisitos enumerados en aquélla.

Que, ante la solicitud de varias de las empresas presentadas, por las Resoluciones Nros. 40 de fecha 24 de febrero de 2017 y 75 de fecha 30 de marzo de 2017, ambas de este Ministerio, se prorrogó el plazo establecido para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables, finalizando dicho plazo el 15 de mayo de 2017.

Que, no obstante, el alto grado de avance de los procedimientos correspondientes, aún no se ha finalizado con la presentación y el proceso de análisis de la documentación requerida para la totalidad de las empresas presentadas.

Que ante esta circunstancia y frente al compromiso demostrado por tales empresas, resulta adecuado disponer la prórroga del plazo establecido en la Resolución N° 75/2017, por un término razonable, con el fin de permitir la culminación de la presentación y análisis de la documentación pertinente.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el Artículo 2° del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Prorrógase el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 75 de fecha 30 de marzo de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, hasta el 31 de mayo de 2017, inclusive.

ARTÍCULO 2°. - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), en su carácter de fiduciario del FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER).

ARTÍCULO 3°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 168/2017

BUENOS AIRES, 31 DE MAYO DE 2017

Autorízase en los términos de los artículos 4°, inciso 2) y concordantes de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del registro de este Ministerio, la celebración de un Contrato de

Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA y EÓLICA KOLUEL KAYKE S.A., (C.U.I.T. 30-71098640-8), por su Proyecto “Parque Eólico Koluel Kayke II”, ubicado en el Departamento Deseado, Localidad de Koluel Kayke, Provincia de Santa Cruz, por una potencia contratada de 25 MW de tecnología eólica.El precio a abonar por la energía eléctrica abastecida en el marco del Contrato será de 72,33 USD/MWh. En el Contrato de Abastecimiento MEM a suscribir deberá establecerse que la Parte Vendedora deberá presentar, ante esta Autoridad de Aplicación, la habilitación ambiental del Proyecto actualizada y vigente, en el plazo de 90 días corridos contados desde la suscripción del Contrato, bajo apercibimiento de tener por configurada una causal de rescisión automática del Contrato de Abastecimiento MEM, sin necesidad de notificación judicial o extrajudicial alguna, por culpa exclusiva de la Parte Vendedora, con pérdida de la Garantía de Cumplimiento de Contrato.

VER RESOLUCION

RESOLUCIÓN E 204/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.648 del 19/06/2017

BUENOS AIRES, 16 DE JUNIO DE 2017

VISTO el Expediente EX-2017-11209866-APN-DDYME#MEM, la Ley N° 27.351, y

CONSIDERANDO:

Que con fecha 17 de mayo de 2017 fue promulgada la Ley N° 27.351 que en su artículo 1° define a las personas electrodependientes por cuestiones de salud como aquellas “que requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescripto por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud”.

Que la citada Ley establece un tratamiento especial con relación al suministro de energía eléctrica a usuarios electrodependientes y, en tal sentido, prevé en su Artículo 2° que el titular del servicio o uno de sus convivientes que se encuentre registrado como electrodependiente por cuestiones de salud tendrá garantizado en su domicilio el servicio eléctrico en forma permanente.

Que, asimismo, el Artículo 3° de la Ley dispone que el titular del servicio o uno de sus convivientes que se encuentre registrado como electrodependiente por cuestiones de salud gozará de un tratamiento tarifario especial gratuito del servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo jurisdicción nacional.

Que, en tal sentido, el Artículo 4° de citada Ley determina que el beneficio otorgado a los usuarios registrados como electrodependientes por cuestiones de salud en todo el territorio nacional consistirá en el reconocimiento de la totalidad de la facturación del servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo jurisdicción nacional.

Que no obstante que el Artículo 11° de la citada Ley prevé que el PODER EJECUTIVO NACIONAL designará la autoridad de aplicación de la Ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines, se entiende pertinente dictar los actos que corresponden a la competencia de este Ministerio para dar aplicación efectiva e inmediata a los beneficios tarifarios dispuestos por la citada ley e impulsar los procedimientos conducentes a la aplicación de las demás condiciones fijadas para el servicio eléctrico a los beneficiarios, sin perjuicio de la posterior emisión de las normas reglamentarias y actos de otras autoridades competentes que puedan corresponder, en relación con los distintos aspectos contemplados en el nuevo régimen legal.

Que, por otra parte, el Artículo 8° de la Ley establece que el MINISTERIO DE SALUD creará y tendrá a su cargo el Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud y, su Artículo 9°, que la norma “no invalida los registros especiales para electrodependientes constituidos por las autoridades regulatorias o las empresas distribuidoras locales vinculados a una prestación especial del servicio que se hayan constituido hasta la fecha de sanción de la presente ley.”.

Que, conforme lo estipula el Artículo 6° de la Ley, las empresas distribuidoras de energía eléctrica serán las responsables de proveer los grupos electrógenos o el equipamiento adecuado que garanticen las condiciones del suministro establecidas por la norma.

Que, en consideración de los aspectos técnicos involucrados y en el marco de las competencias que le fueran asignadas, corresponde al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) determinar, entre otras y a través de la reglamentación respectiva, las condiciones que deberá contener la solicitud de la fuente alternativa, así como las de provisión, custodia, instalación, operación, mantenimiento y manipulación en condiciones de seguridad, a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el referido Artículo 6° de la Ley.

Que, asimismo, a fin de hacer efectivas las disposiciones de la mencionada Ley, corresponde habilitar mecanismos de coordinación entre los organismos de las distintas jurisdicciones que propendan, además, a la adhesión a la Ley y al reconocimiento de la gratuidad de los componentes de la facturación de los respectivos servicios públicos de distribución de energía eléctrica, en los términos establecidos en el Artículo 12° de la norma.

Que, en tal sentido, se estima conveniente facultar a la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio, para requerir de los Entes Reguladores o Autoridades de Aplicación de la materia eléctrica de las distintas jurisdicciones, la información necesaria para verificar la correcta aplicación del beneficio.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el Decreto Nº 231 de fecha 22 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Establécese, a partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.351, la bonificación del componente Precio de referencia Estacional de potencia y energía que se sancione para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y del componente Cargo de Transporte, así como de cualquier otro cargo de jurisdicción nacional, aplicable a los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud, en los términos de los Artículos 1°, 2°, 3° y 4° de la referida Ley.

ARTÍCULO 2°.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA) a implementar la bonificación dispuesta por el artículo precedente, a cuyo efecto esa compañía deberá estimar los recursos que deberán disponerse.

ARTÍCULO 3°.- Instrúyese al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) a instrumentar la bonificación del componente Valor Agregado de Distribución aplicable a los electrodependientes por cuestiones de salud que sean abastecidos por las concesionarias bajo su jurisdicción, en los términos de los Artículos 1°, 3°, 4° y 5° de la Ley N° 27.351, a cuyo efecto ese Ente deberá estimar los recursos que deberán disponerse.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que, hasta tanto se constituya el Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud que llevará el MINISTERIO DE SALUD según los términos de la Ley N° 27.351, el beneficio se aplicará a los electrodependientes identificados como tales en los registros reconocidos en el marco de la Resolución N° 219 de fecha 11 de octubre de 2016 de este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 5°.- Establécese que la bonificación indicada en los artículos 1° y 3° del servicio público de provisión de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional se asignará a una única unidad habitacional por beneficiario, sea éste titular del servicio o conviviente, cuya demanda sea identificada como residencial, debiéndose acreditar asimismo que la unidad habitacional constituye la vivienda permanente del usuario inscripto en el Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud.

ARTÍCULO 6°.- Las condiciones que deberá contener la solicitud de la fuente alternativa, así como las de provisión, custodia, instalación, operación, mantenimiento y manipulación en condiciones de seguridad para personas y bienes, y todo otro aspecto que resulte necesario establecer para su aplicación por las concesionarias EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.) serán aquellas que determine el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en el marco de sus competencias, a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el referido Artículo 6° de la Ley.

ARTÍCULO 7°.- Déjase sin efecto el artículo 4° de la Resolución N° 219 de fecha 11 de octubre de 2016 de este Ministerio y suprímese de su Anexo I el apartado que dice: “Tener el titular o uno de sus convivientes una enfermedad cuyo tratamiento implique electrodependencia”.

ARTÍCULO 8°.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio a dictar los actos necesarios, en el marco de la competencia que corresponda al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a los fines de la aplicación del beneficio.

ARTÍCULO 9°.- Requiérese a los entes reguladores o autoridad con competencia en la materia eléctrica de las distintas jurisdicciones proveer a la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio la información que dicha Subsecretaría, en el marco de su competencia, determine necesaria para verificar la correcta aplicación de los beneficios establecidos en los Artículos 1° y 3° de la presente.

ARTÍCULO 10°.- Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en el marco de la adhesión prevista en la Ley, a coordinar con este Ministerio, a través de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA, las acciones necesarias para el cumplimiento de los objetivos de la misma en sus respectivas jurisdicciones.

ARTÍCULO 11°.- Notifíquese el presente acto a CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los entes reguladores o autoridad con competencia en la materia eléctrica de las distintas jurisdicciones provinciales.

ARTÍCULO 12°.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 275/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.690 del 17/07/2017

BUENOS AIRES, 16 DE AGOSTO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190, 27.191 y 27.341 y los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016, 882 de fecha 21 de julio de 2016 y 471 de fecha 30 de junio de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 8° de la citada Ley N° 27.191 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable.

Que el artículo 9° de la Ley N° 27.191 dispone que los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo 8° de la misma ley.

Que el artículo 12 de la Ley N° 27.191 prevé que a los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el artículo 8° por parte de toda la demanda de potencia menor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en el citado artículo.

Que, en ese marco, la norma citada establece que la Autoridad de Aplicación instruirá a CAMMESA o al ente que considere pertinente a diversificar la matriz de energías renovables a fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías y la diversificación geográfica de los emprendimientos y aprovechar el potencial del país en la materia.

Que el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo 2016, modificado por el Decreto N° 471 de fecha 30 de junio de 2017, reglamentario de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en el artículo 9° del Anexo II, prevé que la obligación impuesta por el artículo 9° de la Ley N° 27.191 a los sujetos allí individualizados podrá cumplirse, entre otras vías, por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

Que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9°, inciso 5), apartado v), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, la Autoridad de Aplicación aprobará los términos y condiciones del mecanismo de compra conjunta a ejecutar por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, debiendo ajustarse dichos términos y condiciones a los lineamientos establecidos en el artículo 12 de la Ley N° 27.191 y de la citada reglamentación para las compras de los sujetos comprendidos en este último artículo.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, la Autoridad de Aplicación establecerá los plazos en que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, convocará a Licitación Pública con el objeto de celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables necesarios para abastecer a la demanda comprendida en el artículo 12 de la Ley N° 27.191.

Que el citado artículo 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio dispone que el procedimiento de contratación será público, competitivo y expeditivo, con reglas de aplicación general

aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación, que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia; que podrá preverse una asignación mínima o cupo por tecnología, buscando diversificar las fuentes renovables de aprovisionamiento entre las distintas tecnologías aptas técnicamente para un abastecimiento de escala comercial, procurando también la diversificación geográfica de los proyectos; que dentro de cada tecnología, las adjudicaciones de los contratos deberán favorecer las ofertas con el precio menos oneroso y el plazo de instalación más breve; entre otros lineamientos.

Que, por su parte, el Decreto N° 882 de fecha 21 de julio de 2016 estableció normas específicas aplicables a los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables a suscribir y dispuso que el ESTADO NACIONAL podrá celebrar contratos con los beneficiarios del "Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica" que hayan suscripto un contrato de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o con la entidad que designe la Autoridad de Aplicación en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en los que se podrá prever: (a) derechos de opción de compra de la central de generación o de sus activos a favor del ESTADO NACIONAL ante incumplimientos graves del contratista que constituyan una causal de rescisión del contrato; y (b) derechos de opción de venta de la central de generación o de sus activos por parte de su titular ante la ocurrencia de alguna de las causales de venta previstas en el artículo 4° del citado decreto.

Que en cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, esta Autoridad de Aplicación ha implementado el Programa RenovAr, en cuyo marco se han desarrollado la Ronda 1 –convocada por las Resoluciones Nros. 71 de fecha 17 de mayo de 2016 y 136 de fecha 25 de julio de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA– y la Ronda 1.5 –convocada por la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016, de este Ministerio.

Que como consecuencia de las convocatorias mencionadas, se recibieron CIENTO VEINTITRÉS (123) ofertas, por un total de SEIS MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y TRES megavatios (6.343 MW), resultando adjudicados CINCUENTA Y NUEVE (59) contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, por un total de DOS MIL CUATROCIENTOS VEINTICUATRO megavatios (2.424 MW) de nueva potencia, de los cuales TRES (3) proyectos ya han ingresado en operación comercial y otros se encuentran en construcción, o próximos a iniciarla, o en etapa de cierre financiero.

Que los precios promedio de los contratos celebrados son sumamente competitivos, en beneficio del conjunto de usuarios del sector eléctrico, generando una reducción significativa de los precios del sistema.

Que en atención a los resultados obtenidos y a la expectativa generada, resulta conveniente dar continuidad al Programa RenovAr, a través de una nueva convocatoria, con el fin de obtener la adjudicación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica de fuente renovable, en el cumplimiento de las metas establecidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, y a la vez tender a lograr una mejora de los precios ofertados en rondas anteriores, contribuyendo a la reducción del costo de la energía en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que en el proceso de convocatoria abierta a presentar ofertas, las que resulten adjudicadas serán objeto de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE (CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO) en las que el Agente Generador del MEM identificado en la respectiva oferta será la parte vendedora y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– será la parte compradora.

Que, para esta convocatoria, se ha tenido especialmente en cuenta la necesidad de contemplar las particularidades que presentan los proyectos de generación de fuentes biomásica y biogás –incluyendo en estos últimos a los proyectos de biogás de relleno sanitario–, incorporando al Pliego de Bases y Condiciones y a los contratos de abastecimiento a suscribir por dichos proyectos, reglas especiales que se ajustan a sus características, propendiendo a una mayor participación y desarrollo de estas tecnologías.

Que ello se justifica en atención a la directiva de la Ley N° 27.191, que en su artículo 12 dispone que debe diversificarse la matriz de energías renovables a fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías, tendiendo a la diversificación geográfica de los emprendimientos y al aprovechamiento del potencial del país en la materia, máxime teniendo en cuenta el relevante impacto que estos proyectos producen en las zonas en las que se desarrollan, no sólo desde el punto de vista del sistema eléctrico,

sino también por sus externalidades positivas en materia productiva, económica, social y de creación de nuevas y genuinas fuentes de trabajo.

Que con el fin de obtener precios competitivos, de forma similar a la Ronda 1.5, se fijan en el Pliego precios máximos de adjudicación, definidos para cada tecnología.

Que el valor de los precios máximos establecidos para las tecnologías eólica y solar surge como un promedio ponderado de los precios de los proyectos que fueran adjudicados en las anteriores Ronda 1 y Ronda 1.5; para el caso de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH), se mantiene el precio máximo de adjudicación de la Ronda 1; para el biogás de relleno sanitario se define un nuevo precio máximo y para las tecnologías de biomasa y biogás (combustión y gasificación), al valor del precio máximo de adjudicación de dicha Ronda, se adiciona un incentivo para los proyectos de menor envergadura, decreciente a medida que se incrementa la potencia ofertada, de conformidad con el análisis efectuado por las áreas técnicas competentes de este Ministerio, mediante el Informe Técnico IF-2017-17393239-APN- DNER#MEM.

Que manteniendo la metodología de las Rondas anteriores, se publica como Anexo del Pliego de Bases y Condiciones el detalle de los puntos de interconexión, indicando la potencia máxima a adjudicar en cada uno de ellos.

Que adicionalmente a lo anterior, en esta convocatoria también se informa la potencia asociada a ampliaciones de transporte futuras, que contempla las nuevas líneas de interconexión y estaciones transformadoras definidas por esta Autoridad de Aplicación como prioritarias y que serán licitadas a la brevedad, resguardando adecuadamente los derechos de los generadores cuyos proyectos se vinculen con dichas ampliaciones.

Que las ampliaciones de transporte previstas disminuyen las pérdidas eléctricas del sistema.

Que, por otro lado, en lo relativo a los beneficios promocionales previstos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio estableció, en su artículo 2°, que los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se presenten en el marco de los procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que este Ministerio designe, según lo dispuesto en los artículos 9° y 12 del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo 2016, obtendrán el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios promocionales solicitados en caso de resultar adjudicatarios y celebrar el CONTRATO DE ABASTECIMIENTO respectivo con la entidad contratante.

Que, seguidamente, ese mismo artículo dispuso que la solicitud de los beneficios fiscales y su cuantificación se realizarán en el marco del procedimiento de contratación en el que se presente el interesado, aplicando los mismos criterios que se establecen en el procedimiento aprobado por el artículo 1° de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio, de acuerdo con lo que dispongan los pliegos y demás documentación del procedimiento respectivo, a cuyos efectos corresponde adoptar las previsiones pertinentes.

Que, en otro orden, el Decreto N° 531/2016 y su modificatorio disponen que en el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”), creado por el artículo 7° de la Ley N° 27.191, se constituirá una “Cuenta de Garantía” en la que existirán recursos disponibles por una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de DOCE (12) meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores bajo la Ley N° 27.191.

Que sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, el decreto citado contempla en el Anexo II, artículo 7°, inciso 4, apartado b), numeral (vii), que la Autoridad de Aplicación podrá modificar el plazo de garantía siempre que así lo establezca en las bases de la convocatoria del procedimiento de contratación respectivo, aclarándose que la modificación mencionada no afectará la garantía de pago otorgada a contratos suscriptos o adjudicados con anterioridad, la que se mantendrá inalterable.

Que en atención al historial de pagos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) publicado por CAMMESA, del cual surge que en los últimos DIECISIETE (17) años el máximo retraso histórico de pagos fue de SETENTA Y DOS (72) días, y que desde mayo del corriente año no existe retraso en los pagos, resulta adecuado modificar el plazo de la garantía de pago otorgada por el FODER a CIENTO OCHENTA (180) días de las obligaciones de pago mensuales que surjan de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO celebrados por CAMMESA en el marco de esta nueva convocatoria, por considerarse que es suficiente respaldo de las obligaciones citadas.

Que, en esta instancia, tal como se dispuso en Rondas anteriores del Programa RenovAr, se considera conveniente mantener transitoriamente en la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO

MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) la representación de la demanda de los Distribuidores y los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como parte compradora en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO del Mercado a Término del MEM.

Que, con el objeto de atraer las inversiones necesarias y reducir el costo del financiamiento y consecuentemente el precio de la energía eléctrica renovable, además de los mecanismos de aseguramiento de pago de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO a través del funcionamiento del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), corresponde otorgar a dichos contratos la prioridad de pago que en la presente se establece, en línea con la misma prioridad reconocida a los celebrados en las rondas anteriores del Programa RenovAr.

Que adicionalmente, en orden a la importancia que tiene preservar la integridad de la cadena de pagos para la seguridad y continuidad del servicio eléctrico, y sin perjuicio del esquema de garantías previsto contractualmente, debe tenerse en cuenta que el artículo 84 de la Ley N° 24.065 establece el procedimiento ejecutivo de cobro incluso para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización de energía eléctrica en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

Que en consecuencia se considera conveniente posibilitar que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, documente y en su caso certifique, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro, en representación del Agente Generador del MEM Vendedor en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda en mora de los Agentes Demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, del Agente Vendedor solicitante.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° y 12 dela Ley N° 27.191, los artículos 35, 36 y 84 de la Ley N° 24.065, el artículo 84 de su Reglamentación aprobada por Decreto N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el artículo 23 de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; y los artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II, del Decreto Nº 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2)”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 2°. - Apruébase el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 2)”, iniciada por este acto, que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 3°. - Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado por el artículo 1°.

ARTÍCULO 4°. - Establécese que los oferentes deberán incluir en su oferta la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y su cuantificación detallada de acuerdo con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente medida.

La cuantificación de los beneficios deberá realizarse de acuerdo con lo establecido en el artículo 5° del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y en la Resolución Conjunta N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 5 de julio de 2016, y su modificatoria, o la que la sustituya y se encuentre vigente a la fecha de presentación de las ofertas.

No se exigen garantías adicionales a la garantía de mantenimiento de oferta por la solicitud de los beneficios fiscales. En caso de adjudicación y ante el otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables en los términos de la Resolución N° 72/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el adjudicatario deberá constituir las garantías previstas en el artículo 13 del Anexo II de la mencionada resolución al solicitar la aplicación de los beneficios.

En ningún caso se aprobarán beneficios fiscales por encima de los montos que se incluyen en la siguiente tabla:

Tecnología	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en US$/MW)
Eólica	700.000
Solar Fotovoltaica	425.000
Biomasa (combustión y gasificación)	1.500.000
Biogás	2.750.000
Biogás Relleno Sanitario	1.250.000
PAH	1.500.000

Para cada proyecto esta Autoridad de Aplicación considerará que la suma de todos los beneficios fiscales solicitados no exceda el Cupo Máximo de Beneficios Fiscales por megavatio para la Tecnología que corresponda multiplicado por la potencia contratada del proyecto.

ARTÍCULO 5°.- En la oportunidad establecida en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente medida, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) deberá remitir las ofertas a esta Autoridad de Aplicación a efectos de elaborar un informe para cada proyecto en el que se evaluarán los beneficios fiscales solicitados en función de las características y necesidades de cada uno y se determinará fundadamente la cuantía de los beneficios a asignar a cada proyecto, respetando los límites establecidos en el artículo anterior. En caso que el cupo fiscal disponible a asignar resultare insuficiente, se establecerá un orden de mérito de los proyectos en función de su componente nacional declarado, de acuerdo con lo establecido en el Pliego.

Sobre la base de la información suministrada por el oferente y del análisis efectuado, esta Autoridad de Aplicación, a través de sus dependencias técnicas competentes, identificará:

a) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los Proyectos susceptibles de ser alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

b) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal establecido en el inciso 6) del artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191; y

c) los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos de origen importado que fueren necesarios para la ejecución del Proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar la exención prevista en el artículo 14 de la Ley N° 27.191 en los términos establecidos en la Resolución Conjunta MEyM N° 123/2016 y MP N° 313/2016 y su modificatoria, o la que la sustituya y que se encuentre vigente a la fecha de presentación de la oferta, siempre que dicho beneficio se encuentre vigente y resulte aplicable.

Los beneficios fiscales que, a juicio de esta Autoridad de Aplicación, corresponda otorgar a cada proyecto, se incorporarán en el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías

Renovables, a emitirse en los términos de los artículos 19 del Anexo I de la Resolución N° 72/2016 y 4° y 5° de la Resolución N° 4 de fecha 10 de enero de 2017, ambas de este Ministerio, antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento a favor de cada adjudicatario.

ARTÍCULO 6°.- A través de una circular emitida en los términos establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones, se informará el cupo fiscal disponible a los efectos del otorgamiento de los beneficios fiscales mencionados en los artículos 4° y 5° de la presente medida.

ARTÍCULO 7°.- Establécense como valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y la normativa complementaria, los que se indican en la siguiente tabla:

Tecnología	Valor de Referencia para Inversiones (en US$/MW)
Eólica	1.400.000
Solar Fotovoltaica	850.000
Biomasa (combustión y gasificación)	3.000.000
Biogás	5.500.000
Biogás Relleno Sanitario	2.500.000
PAH	3.000.000

ARTÍCULO 8°.- Establécese, con aplicación exclusiva para la presente convocatoria del “Programa RenovAr (Ronda 2)”, que el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”), creado por el artículo 7° de la Ley N° 27.191, garantizará el pago por energía respaldando el cumplimiento de las obligaciones de pago de CAMMESA bajo los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE que celebre, por un plazo de CIENTO OCHENTA (180) días, en los términos previstos en el Acuerdo de Adhesión al Fideicomiso FODER que integra el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente resolución.

ARTÍCULO 9°.- La prioridad de pago de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE a celebrar será primera en el orden de prelación, equivalente a la que tienen los Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA). Esta prioridad se mantendrá sin perjuicio de que en el futuro se implemente un sistema de recaudación exclusivo que se aplique a lo abonado por la demanda por los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE.

La operatoria de la Central en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) se regirá por el Marco Regulatorio Eléctrico conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, particularmente Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios en el MEM establecidos por la Resolución N° 61 de fecha 19 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos).

ARTÍCULO 10.- La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA), mientras asuma la representación de la demanda de los Distribuidores y los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) como parte compradora en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO del Mercado a Término del MEM, emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO, todo de acuerdo a Los Procedimientos del MEM.

ARTÍCULO 11.- La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emitirá la documentación comercial correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE hasta el dictado de la regulación que transfiera dicha emisión a los Agentes Vendedores.

En tanto la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) emita la aludida documentación comercial certificará, conforme a las

constancias publicadas en el Documento de Transacciones Económicas, en favor del Agente vendedor en un CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda mensual en mora de los Agentes Demandantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), correspondiente a los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE del Agente Vendedor solicitante.

ARTÍCULO 12.- Notifíquese la presente medida a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR S.A. (BICE), en su calidad de Fiduciario del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”).

ARTÍCULO 13.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan José Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 17/08/2017 N° 60105/17 v. 17/08/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexos

Archivo.pdf

NO-2018-13483549-APN-SSER#MEM

Archivo pdf

NO-2018-20301494-APN-SSEE-MEM

Archivo pdf

NO-2019-36690925-APN-SSERYEE-MHA

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN E 281/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.692 del 22/08/2017

Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Aprobación.

BUENOS AIRES, 18 DE AGOSTO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-17503627-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 24.065, 26.190 y 27.191 y los Decretos Nros. 1.398 de fecha 6 de agosto de 1992, 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 471 de fecha 30 de junio de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 8° de la citada Ley N° 27.191 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la REPÚBLICA ARGENTINA deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable.

Que el artículo 9° de la Ley N° 27.191, dispone que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 y, a tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación, todo ello bajo las estipulaciones que establezca la Autoridad de Aplicación.

Que el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio, reglamentario de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, dispone en el artículo 9° de su Anexo II, que la obligación impuesta por el artículo 9° de la Ley N° 27.191 a los sujetos allí individualizados podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

Que, a los efectos indicados en el párrafo anterior, será aplicable lo previsto en la Ley N° 27.191, en el artículo 9° del Anexo II del decreto reglamentario citado y las normas que dicte la Autoridad de Aplicación en tal carácter y en ejercicio de las facultades que le acuerdan los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y su reglamentación.

Que en el citado artículo 9°, inciso 2), apartado (i), del Anexo II, del decreto reglamentario se prevé que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley N° 27.191 por los sujetos comprendidos en su artículo 9°, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la citada ley, en el mencionado decreto reglamentario, los deberes de información y requisitos de administración contemplados en el Capítulo IV de Los Procedimientos, aprobados por la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias, y en la normativa complementaria que dicte esta Autoridad de Aplicación.

Que el inciso 5), apartado (i), del citado artículo establece que los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 también podrán dar cumplimiento a la obligación de cubrir como mínimo el OCHO POR CIENTO (8%) del total de su consumo propio de energía eléctrica mediante la compra de energía eléctrica de fuente renovable directamente a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, a través del mecanismo de compras conjuntas regulado en dicho inciso.

Que en el apartado (iv) del inciso citado en el párrafo anterior se prevé que el mecanismo de compras conjuntas se llevará a cabo con el fin de alcanzar el objetivo fijado en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 para el 31 de diciembre de 2017, quedando sujeta a la evaluación posterior de la Autoridad de Aplicación la conveniencia de reproducir dicho mecanismo y, en su caso, el alcance de éste, para el cumplimiento de los objetivos fijados para cada una de las restantes etapas contempladas en el cronograma de incremento gradual de incorporación de energía eléctrica de fuentes renovables establecido en el artículo 8° de la Ley N° 27.191.

Que los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 que opten por cumplir mediante la contratación individual, o por autogeneración o cogeneración de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, en los términos señalados, deberán manifestar en forma expresa su decisión ante la Autoridad de Aplicación en la forma y en los plazos que ésta determine, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas.

Que los sujetos alcanzados que no manifiesten expresamente la decisión mencionada en el párrafo precedente quedarán automáticamente incluidos en el mecanismo de compras conjuntas de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables llevado adelante por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

Que en cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, esta Autoridad de Aplicación implementó el Programa RenovAr, en cuyo marco se han desarrollado la Ronda 1 –convocada por las Resoluciones Nros. 71 de fecha 17 de mayo de 2016 y 136 de fecha 25 de julio de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA– y la Ronda 1.5 –convocada por la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016, de este Ministerio– y recientemente se ha dado inicio a la Ronda 2 –mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017, de este Ministerio–.

Que en el marco de las Rondas citadas la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) actúa en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), hasta la reasignación de los contratos celebrados en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, desarrollando de esta manera el mecanismo de compras conjuntas previsto en la norma reglamentaria.

Que corresponde establecer las disposiciones complementarias que regulan las restantes formas por las que los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica con energía proveniente de fuentes renovables.

Que es necesario regular los contratos del Mercado a Término y la autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado que permita el desarrollo de este nuevo mercado, en cumplimiento de los objetivos perseguidos por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en el marco de lo establecido en la Ley N° 24.065.

Que, en ese contexto, con el fin de asegurar la transparencia y fomentar la participación de los interesados, el 9 de junio del corriente año se publicó en la página web de este Ministerio el borrador del Proyecto de Resolución del “Régimen del Mercado a Término de energía eléctrica de fuente renovable” y por un período de QUINCE (15) días se recibieron sugerencias de modificaciones al borrador publicado.

Que las mencionadas sugerencias fueron analizadas y tenidas en cuenta por las áreas competentes de este Ministerio para la elaboración de la presente medida.

Que con el fin de brindar la mayor claridad y seguridad jurídica necesarias para que el Mercado a Término de energías renovables se desarrolle, se delimitan los ámbitos del citado Mercado y el de las compras conjuntas, se regulan los cargos de comercialización y administración que –de conformidad con lo previsto en el Decreto N° 531/2016 y su modificatorio– deben abonar los Grandes Usuarios que deciden cumplir con los objetivos de la Ley N° 27.191 a través de las citadas compras conjuntas, se crea el REGISTRO NACIONAL DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE, se regula la actuación de los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores de energía eléctrica de fuente renovable, de los Comercializadores y de los Grandes Usuarios que optan por cumplir con los mencionados objetivos por la contratación en el Mercado a Término o autogeneración.

Que en ese marco se establecen reglas para la información de contratos y proyectos, la ejecución de las transacciones económicas, la fiscalización individual del cumplimiento de la Ley N° 27.191, el procedimiento para la aplicación de las sanciones por incumplimiento y el método de cálculo para su determinación.

Que a los fines de propiciar las inversiones en proyectos de energías renovables, es esencial minimizar los riesgos de congestión por falta de capacidad de la red eléctrica, toda vez que dichos proyectos no son remunerados por un pago por potencia disponible.

Que en función de las capacidades existentes de la red eléctrica resulta necesario administrar la prioridad de despacho hasta contar con ampliaciones del sistema de transporte que favorezcan, en forma directa, el despacho de energía cuando haya demanda suficiente, recurso renovable y disponibilidad técnica adecuada en las centrales.

Que la regulación de la prioridad de despacho permitirá administrar el bien escaso para favorecer la no congestión de los proyectos renovables.

Que dicha condición se presenta únicamente cuando se trata de dos o más proyectos de energías renovables compitiendo por capacidad insuficiente, toda vez que para cualquier otro caso de competencia entre un proyecto de fuentes renovables y uno que no lo es, la prioridad de despacho se encuentra ya asegurada por el artículo 18 de la Ley N° 27.191.

Que la administración de la prioridad de despacho que se regula en la presente medida resguarda el principio de acceso abierto a la red eléctrica, de acuerdo con lo establecido en los artículos 2°, inciso c), y concordantes de Ley N° 24.065.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° de la Ley N° 27.191, los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; y los artículos 5° del Anexo I y 9° y 11 del Anexo II del Decreto Nº 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase el “RÉGIMEN DEL MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE”, que como ANEXO (IF-2017-17652582-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- Los sujetos comprendidos en lo dispuesto en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 son aquellos cuya demanda media en el último año calendario anterior al mes de la Transacción, sea igual o mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW). La demanda media se determina, a estos efectos, como la suma de la energía consumida en el año dividido el número de horas del año.

El cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 9°, inciso 1), apartado (i), del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio por parte de los usuarios que cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados bajo la misma Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o ante los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución, se efectuará de acuerdo con la norma específica que oportunamente dicte esta Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 3°.- Se considerarán incluidos en el mecanismo de Compras Conjuntas, en los términos previstos en el artículo 9°, inciso 5), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, a los contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o quien designe la Autoridad de Aplicación, en representación de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el marco de procedimientos convocados por la Autoridad de Aplicación de acuerdo con la norma citada precedentemente y los suscriptos en los términos establecidos en la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

A los efectos de su inclusión en las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se considera como fecha de inicio del mecanismo de Compras Conjuntas el primer día del mes siguiente al de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 9°, inciso 5), apartado (vii), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará el costo medio

ponderado proyectado total de los contratos incluidos en las Compras Conjuntas, así como toda otra información necesaria para asegurar la transparencia de la operatoria del mercado a término de energías renovables.

ARTÍCULO 4°.- Los sujetos comprendidos en lo dispuesto en el artículo 2° de la presente resolución que cumplan los objetivos establecidos en el artículo 8° de la citada ley mediante la participación en el mecanismo de Compras Conjuntas determinado en el artículo anterior, deberán abonar, mensualmente, un Cargo por Comercialización y un Cargo por Administración, de acuerdo con lo previsto en el apartado (vi) del artículo 9°, inciso 5), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, en relación con el porcentaje de obligación correspondiente y en función de su demanda abastecida desde el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

A los efectos del cobro mensual de los cargos citados, los Grandes Usuarios alcanzados serán aquellos incluidos en el listado de Grandes Usuarios Habilitados (GUH), según éstos se definen en el artículo 15 del Anexo (IF-2017-17652582-APN-SSER#MEM) que integra la presente resolución, que se mantengan en el mecanismo de compra conjunta por no haber optado por quedar excluidos de aquéllas. Los usuarios que hayan optado por quedar excluidos del mecanismo de compra conjunta, de acuerdo con lo previsto en los artículos 15 y siguientes del citado Anexo, no deberán pagar los cargos mencionados en este artículo.

ARTÍCULO 5°.- Los cargos mencionados en el artículo anterior tienen las siguientes características y alcances:

1. Se aplicarán a partir de las Transacciones Económicas de enero de 2019 a los Grandes Usuarios alcanzados, por el porcentaje de demanda que corresponda, que será el menor entre el porcentaje obligatorio establecido en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 y el porcentaje de la energía renovable mensual abastecida por las Compras Conjuntas respecto de la demanda del MEM, descontando de esta última la demanda de los Grandes Usuarios que han optado por quedar excluidos de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo previsto en el Régimen establecido en el ANEXO (IF-2017-17652582-APN-SSER#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución.

2. El Cargo por Comercialización es creciente en función de los objetivos de obligación de cubrimiento de energía renovable, de acuerdo con lo dispuesto a continuación:

Cargo por Comercialización	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Obligación según Ley 27.191	8%	12%	16%	18%	20%
C com max: Cargo Máximo asociado a la obligación en u$s/MWh.	0	6	10	14	18

Para cada Gran Usuario alcanzado, en cada mes, el valor mensual del cargo a aplicar (C com apl) se obtendrá en función de la Potencia Media Mensual, obtenida como la energía demandada en el mes dividido el número de horas totales del mes, en función de los siguientes criterios:

a. Para los Grandes Usuarios alcanzados con Potencia Media Mensual mayor o igual a VEINTE megavatios (20 MW) se aplicarán los cargos de comercialización máximos (C com max) definidos en el cuadro precedente.

C (com apl)=C (com max)

b. Para los Grandes Usuarios alcanzados con Potencia Media Mensual menor a VEINTE megavatios (20 MW), se aplicarán los cargos de comercialización máximos (C com max) definidos en el cuadro precedente con una disminución lineal de los mismos en función de su Potencia Media Mensual, siendo como mínimo el VEINTE POR CIENTO (20%) de los citados cargos y el CIEN POR CIENTO (100%) como máximo.

C (com apl)=C (com max)×(20%+80% (P med mes)/(20 MW))

Donde:

C com apl: cargo de comercialización aplicado a cada Gran Usuario alcanzado en cada mes.

C com max: son los cargos definidos en el cuadro precedente para cada período.

Pmed mes: es la potencia media mensual en megavatios (MW) de cada Gran Usuario alcanzado, calculada como la Emes/Hs mes.

Emes: es la energía total mensual demandada por el Gran Usuario alcanzado en megavatios hora (MWh).

Hs mes: son las horas totales del mes.

Los montos mensuales recaudados por la aplicación del Cargo de Comercialización a los Grandes Usuarios alcanzados se destinarán al Fondo de Estabilización del MEM y se aplicarán a cubrir, parcial o totalmente, los costos derivados de la reducción de los cargos de potencia aplicables a aquellos Grandes Usuarios que opten por ser excluidos de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 20 del Anexo de la presente resolución.

3. El Cargo por Administración se establece de acuerdo con lo dispuesto a continuación:

Cargo por Administración	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Obligación según Ley 27.191	8%	12%	16%	18%	20%
Cargo asociado a la obligación (en u$s/MWh)	0	0,05	0,05	0,05	0

Los montos mensuales recaudados por la aplicación del Cargo de Administración a los Grandes Usuarios alcanzados se destinarán al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para solventar los gastos administrativos asociados a la operatoria del mecanismo de Compras Conjuntas.

4. A los efectos de la aplicación de los citados cargos en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) respectivo, CAMMESA convertirá los valores de los cargos nominados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS, utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación ‘A’ 3500 (Mayorista)” correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el DTE.

ARTÍCULO 6°.- Con sujeción a los criterios que a tal efecto defina la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), publicará en su sitio web, en forma permanente y con actualización mensual, la capacidad de transporte disponible para la incorporación de energía producida por centrales de generación, cogeneración o autogeneración de fuentes renovables, consignando la información de que disponga sobre las solicitudes de acceso ingresadas y en trámite

Durante los períodos en los cuales se estén llevando a cabo procedimientos de contratación convocados por esta Autoridad de Aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5), y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio que comprometan transitoriamente las capacidades indicadas en el párrafo precedente, se informarán las adecuaciones necesarias de dichas capacidades para coordinar su asignación.

ARTÍCULO 7°.- Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 18 de la Ley N° 27.191 y su reglamentación, exclusivamente ante casos de congestión del sistema de transmisión, y únicamente mientras esté operativa la restricción del transporte, ya sea del punto de interconexión como de los corredores de transporte a los que se vincula, el despacho de la energía generada por las centrales de generación eléctrica de fuentes renovables se regirá de acuerdo con el orden de prioridad que se establece en este artículo. A partir de la entrada en operación de las ampliaciones del sistema de transporte que eliminen la restricción, dejará de aplicarse el orden de prioridad de despacho.

La generación de las centrales que se enumeran a continuación poseen igual prioridad de despacho y tendrán mayor prioridad de despacho frente a la generación renovable que opere bajo el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que no tengan asignada la citada prioridad, de acuerdo con lo previsto en los artículos 6° a 12 del Anexo de la presente resolución:

1) centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;

2) centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en los términos establecidos en las Resoluciones N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009 o N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011, ambas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1° de enero de 2017;

3) centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) –Compras Conjuntas–, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio;

4) centrales que suministren su energía en cumplimiento de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en el marco de lo dispuesto en la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 de este Ministerio;

5) centrales que operen bajo el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable establecido en el Anexo de la presente resolución, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que hubieren obtenido la asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en los artículos 6° a 12 del Anexo de la presente resolución.

Las ampliaciones de las centrales enumeradas en los incisos precedentes no quedarán alcanzadas por la prioridad otorgada a la central existente, motivo por el cual deberán obtener, en su caso, su propia asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en los artículos 6° a 12 del Anexo de la presente resolución.

ARTÍCULO 8°.- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) tendrá un ordenamiento de las prioridades de despacho asignables a la generación de fuentes renovables en aquellos nodos del sistema que lo requieran por limitaciones de transporte existentes en el punto de interconexión al sistema y/o por limitaciones en los corredores de transporte a los que se vincula dicho punto de interconexión.

Para ello se observará lo reglado en el artículo precedente y lo previsto en los artículos 6° a 12 del Anexo de la presente resolución.

ARTÍCULO 9°.- Créase el REGISTRO NACIONAL DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE (RENPER), en el ámbito de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio, en el que se registrarán todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable que se desarrollen con conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Los proyectos por los que se obtenga el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables expedido de conformidad con lo establecido en los artículos 1° o 2° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio, quedarán automáticamente registrados en el RENPER.

Los proyectos por los que sus titulares no soliciten el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, deberán inscribirse en el RENPER. A tales efectos, los titulares de dichos proyectos deberán presentar ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la documentación que esta última determine, teniendo en cuenta lo previsto en los artículos 3° y 4° del Anexo I de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio. En caso de corresponder, la citada Subsecretaría dispondrá el registro del proyecto.

Las ampliaciones de los proyectos ya registrados conforme lo previsto en los párrafos anteriores, también deberán ser registradas, sea mediante la obtención de un nuevo Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables o por la inscripción prevista en el párrafo anterior.

Al iniciarse el procedimiento por el cual se solicite el Certificado de Inclusión o la inscripción prevista en el tercer párrafo, el proyecto respectivo se incluirá provisoriamente en el RENPER, indicándose que la solicitud se encuentra en evaluación.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, a través de la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, será la responsable de gestionar el RENPER.

ARTÍCULO 10.- A los fines de la verificación del cumplimiento de los objetivos establecidos en el artículo 2° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y en el artículo 8° de esta última, se computará la generación de fuente renovable conectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) existente al momento de la verificación, proveniente de:

a. Las centrales de generación o cogeneración en operación comercial, independientemente del régimen contractual que apliquen, incluyendo la comercialización en el mercado spot;

b. Las centrales de autogeneración, con o sin contratos con Agentes Demandantes, instaladas con posterioridad al 1° de enero de 2017.

En forma mensual, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) sumará los aportes de la generación individualizada en el párrafo

precedente y dividirá el resultado obtenido por la demanda abastecida desde el MEM, para obtener el porcentaje mensual de cobertura alcanzado.

Hasta el 10 de febrero de cada año, CAMMESA confeccionará un informe en el que realizará el balance del año inmediatamente anterior y detallará las variables intervinientes y los criterios de cálculo adoptados, que será remitido a esta Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 11.- El Fiduciario del FONDO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES (FODER) ejecutará las cauciones recibidas de conformidad con lo previsto en el artículo 12 del Anexo de la presente resolución, en caso de que el titular del proyecto no cumpla con la acreditación indicada en el plazo establecido en el cuarto párrafo del citado artículo.

A los efectos indicados, se celebrarán entre esta Autoridad de Aplicación, en representación del Fiduciante, y el Fiduciario del FODER los instrumentos necesarios para regular la operatoria relativa a las cauciones mencionadas en el artículo 12 del Anexo de la presente resolución.

Hasta tanto se efectivice lo previsto en el párrafo anterior, las cauciones que se presenten ante el OED quedarán en custodia de éste, quien en su caso deberá actuar conforme lo indicado en el presente artículo.

La acción de ejecución correspondiente deberá iniciarse dentro de los QUINCE (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo fijado para la acreditación.

Los recursos obtenidos por la ejecución de las garantías serán destinados al FODER, de conformidad con lo que se establezca en los instrumentos mencionados en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 12.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a dictar todas las normas aclaratorias y complementarias de la presente resolución, sin perjuicio de las atribuciones que competen a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA para dictar las normas que rigen la actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme los criterios establecidos en la Ley N° 24.065, y sus normas complementarias y reglamentarias.

ARTÍCULO 13.- La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 14.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA -www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 22/08/2017 N° 60951/17 v. 22/08/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial.)

ANEXO

RÉGIMEN DEL MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE.

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES.

ARTÍCULO 1°.- OBJETO. El presente Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de lo establecido en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o de los Prestadores del Servicio Público de Distribución (GUDIs), en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) medios demandados, a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Las condiciones de contratación entre los Agentes Demandantes incluidos en el párrafo anterior y los Agentes del MEM Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores de energía eléctrica de fuente renovable o los Comercializadores, así como sus Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista se regirán por lo dispuesto en la Ley N° 24.065 y sus normas reglamentarias; los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS, aprobados por la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex

SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos) que rigen el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y en lo específico por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, el Decreto N° 531/2016 y su modificatorio y el presente Régimen. ARTÍCULO 2°.- ÁMBITO DE APLICACIÓN. El ámbito de aplicación del presente Régimen es la Actividad de Generación Eléctrica de Fuentes Renovables que integra o está destinada a integrar el Sistema Argentino de Interconexión ("SADI").

La Generación de Energía Eléctrica destinada a abastecer la demanda de energía correspondiente a sistemas o subsistemas aislados quedará sujeta a las normas específicas que al efecto dicte esta Autoridad de Aplicación.

CAPÍTULO II

GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

ARTÍCULO 3°.- PROYECTOS HABILITADOS. Los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables habilitados para suministrar la energía eléctrica requerida por los sujetos comprendidos en el primer párrafo del artículo 1° del presente Anexo para cumplir con los objetivos establecidos en el artículo 8° de la Ley N° 27.191, serán los que cumplan con los siguientes requisitos:

a) Sean habilitados comercialmente de conformidad con Los Procedimientos, con posterioridad al 1° de enero de 2017;

b) Estén inscriptos en el REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE (RENPER).

c) No sean proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual o por el regulado en el presente Anexo, por la potencia ya contractualizada. Las ampliaciones o repotenciaciones no contractualizadas de dichos proyectos estarán habilitadas. Las ampliaciones deberán contar con un sistema de medición comercial que permita medir de manera independiente la energía entregada por la ampliación.

d) Para el caso de ampliaciones de proyectos comprometidos en contratos con CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) -Compras Conjuntas-, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, deberán contar con un sistema de medición comercial que permita medir de manera independiente la energía entregada por la ampliación.

ARTÍCULO 4°.- BENEFICIOS PROMOCIONALES. Los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores titulares de los proyectos de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables que operen bajo el Régimen establecido en este Anexo podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES establecerá el valor de referencia de las inversiones por tecnología, en dólares estadounidenses por megavatio, que se aplicará para determinar el cumplimiento del principio efectivo de ejecución en los términos del artículo 9°, primer párrafo, de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191. Asimismo, establecerá el monto máximo de beneficios fiscales a otorgar por megavatio para cada tecnología.

Los valores de referencia y los montos máximos de beneficios fiscales a otorgar por tecnología se determinarán teniendo en cuenta los establecidos en las bases del último procedimiento de contratación convocado por esta Autoridad de Aplicación.

Para el caso de ampliaciones de proyectos comprometidos en contratos con CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) -Compras Conjuntas-, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, deberán llevar contabilidad independiente y un detallado registro de los activos que correspondan a cada caso.

El control de las inversiones y la aplicación de los beneficios promocionales otorgados se llevarán a cabo de acuerdo con lo establecido en el artículo 3° de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio y sus normas complementarias.

ARTÍCULO 5°.- COMERCIALIZACIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA DE FUENTES RENOVABLES. Los Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores titulares de los proyectos habilitados de conformidad con lo establecido en el artículo 3° y los Comercializadores, podrán:

a) Vender, mediante Contratos del Mercado a Término, a Grandes Usuarios o Autogeneradores, la energía eléctrica producida o la adquirida por contratos con otros Generadores, Cogeneradores,

Autogeneradores o Comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, conforme las reglas que rigen las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

b) Adquirir, mediante Contratos del Mercado a Término, de otros Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores titulares de proyectos habilitados o Comercializadores la energía que estos produzcan o comercialicen, conforme las reglas que rigen las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

c) Vender, mediante Contratos del Mercado a Término, a otros Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores o Comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables la energía eléctrica producida, conforme las reglas que rigen las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

d) Vender a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o al ente que designe la Autoridad de Aplicación, el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieren celebrado, en los términos y con el alcance establecido en el artículo 12, del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio. Dichos excedentes vendidos a CAMMESA o al ente que designe la Autoridad de Aplicación no podrán superar el DIEZ POR CIENTO (10%) de la generación del proyecto habilitado.

e) Actuar en el Mercado Spot, vendiendo la energía eléctrica generada excedente no comercializada de acuerdo con lo previsto en los incisos anteriores, la que será valorizada al precio establecido en la Resolución N° 19 de fecha 27 de enero de 2017 o la que la reemplace en el futuro.

Para su aplicación en las transacciones previstas en el inciso d) precedente, junto con la publicación de cada Documento de Transacciones Económicas emitido de conformidad con el apartado 5.2.3 del Capítulo 5 de Los Procedimientos, CAMMESA informará los precios vigentes para cada tecnología.

ARTÍCULO 6°.- PRIORIDAD DE DESPACHO. La prioridad de despacho asignada a las centrales que operen en el marco del presente Régimen quedará sujeta a lo establecido en el artículo 7° de la resolución que este Anexo integra. Dicha prioridad será aplicable ante casos de congestión asociados a limitaciones en la capacidad de transporte disponible y se extenderá exclusivamente hasta la construcción de la ampliación que elimine la limitación en el sistema de transporte que originó la congestión.

ARTÍCULO 7°.- SOLICITUD DE PRIORIDAD DE DESPACHO. A partir del 1 ° de septiembre de 2017, los Agentes del MEM titulares de proyectos de generación comprendidos en el artículo 3° de este Anexo podrán solicitar la asignación de prioridad de despacho.

A tales efectos, deberán presentar su solicitud ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cumpliendo con los siguientes requisitos:

a) indicar el nombre del proyecto, su ubicación geográfica, el punto de interconexión, el punto de entrega y la potencia;

b) acreditar el inicio del procedimiento de solicitud de acceso a la capacidad de transporte ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD y presentar como mínimo los estudios eléctricos según el Procedimiento Técnico No. 1 del OED;

c) acreditar el inicio del procedimiento para obtener el Certificado de Inclusión o la simple inscripción en el RENPER ante la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 8°.- PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN. El OED considerará trimestralmente las presentaciones efectuadas e identificará las solicitudes vinculadas con los puntos de interconexión con capacidad suficiente para otorgar la prioridad requerida, teniendo en cuenta la potencia a inyectar por proyectos con prioridad ya asignada.

El primer trimestre a considerar será el transcurrido entre el 1° de septiembre de 2017 y el 30 de noviembre de 2017, inclusive. Este período será evaluado en los QUINCE (15) primeros días hábiles del mes de diciembre de 2017. Excepcionalmente, las solicitudes presentadas durante el mes de diciembre de 2017 se evaluarán junto con las presentadas en el primer trimestre calendario del año 2018, en los primeros VEINTE (20) días hábiles de abril de 2018. A partir del 1° de julio de 2018, en los primeros VEINTE (20) días hábiles de cada trimestre calendario, el OED evaluará las presentaciones efectuadas en el trimestre anterior.

ARTÍCULO 9°.- CAPACIDAD INSUFICIENTE. En los casos en que, en el período evaluado, se hubieren presentado solicitudes vinculadas con un punto de interconexión que excedan la capacidad de transmisión o de transformación existente en ese punto de interconexión o en alguna limitación asociada al mismo, el OED citará a los solicitantes a presentar, en sobre cerrado, en la fecha y hora que determine

al efecto, una declaración que contenga el plazo de habilitación comercial de la central de que se trate y un Reporte de Producción de Energía ("RPE") actualizado a un plazo no mayor de TRES (3) meses anteriores a la fecha de presentación, realizado y certificado por un consultor independiente calificado.

El plazo de habilitación comercial de la central que se declare no podrá exceder los VEINTICUATRO (24) meses contado desde la fecha en la que el OED comunique la asignación de prioridad. El plazo declarado en esta instancia puede ser distinto al informado al solicitar los beneficios fiscales o la inscripción en el RENPER, en cuyo caso la informada en dichos procedimientos quedará reemplazada por la que se declare por aplicación de este artículo. El Reporte de Producción de Energía y el consultor independiente calificado deberán cumplir con calidad técnica aceptable para el OED. Si se presentare un RPE más actualizado que el oportunamente presentado al solicitar los beneficios fiscales o la inscripción en el RENPER, el presentado conforme este artículo reemplazará al anterior.

Inmediatamente después de cumplida la hora de la citación, el OED procederá a la apertura de los sobres presentados, con la presencia de los presentantes que lo deseen.

En el caso previsto en este artículo, la prioridad se otorgará a quien declare el plazo de habilitación comercial más corto, siempre que sea al menos SESENTA (60) días menor al que le siga. Si la diferencia es menor a SESENTA (60) días, se considerará que existe un empate. En este último caso, se asignará la prioridad a quien, según los datos consignados en su RPE, obtenga un Factor de Capacidad mayor según la siguiente relación:

$$Factor\ de\ Capacidad = \frac{Producción\ de\ Energía\ P90}{Potencia\ de\ Planta\ *\ 8760}$$

Donde:

Producción de Energía P90: significa la prospectiva del recurso con una probabilidad de excedencia del NOVENTA POR CIENTO (90%), expresada en megavatios hora por año (MWh/año). Para el caso de proyectos de biomasa y biogás se tomará la producción de energía estimada en el respectivo RPE. Potencia de Planta: Capacidad de Generación Eléctrica a instalar, expresada en megavatios (MW).

ARTÍCULO 10.- ASIGNACIÓN DE PRIORIDAD. El OED asignará la prioridad a todos los proyectos que se vinculen con puntos de interconexión con suficiente capacidad de transmisión y de transformación existente en ese punto de interconexión y en el resto de las limitaciones asociadas al mismo, incluidos los seleccionados de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior.

Si una vez asignada la prioridad en el caso previsto en el artículo anterior, quedara capacidad de transporte remanente en el punto de interconexión de que se trate, se podrá asignar prioridad de despacho exclusivamente sobre dicho remanente, a quien hubiere quedado excluido en primer lugar por la aplicación del procedimiento previsto en el artículo anterior, quien, en caso de aceptar la asignación, deberá constituir una caución por la potencia por la que se asignó la prioridad, de conformidad con lo establecido en el párrafo siguiente.

En todos los casos previstos en este artículo, una vez individualizados los proyectos a los que corresponde asignar la prioridad, se otorgará a sus respectivos titulares un plazo de DIEZ (10) días hábiles para constituir una caución, en los términos establecidos en el artículo 12 de este Anexo. Si no se constituye la caución en el plazo indicado, se desestimará la solicitud, pudiendo asignarse la prioridad a quien quedó en segundo lugar, en caso de haberse aplicado el mecanismo de desempate regulado en el artículo anterior. Constituida la caución, quedará otorgada la asignación de prioridad.

ARTÍCULO 11- MANTENIMIENTO DE LA PRIORIDAD OTORGADA. La prioridad asignada a favor de los proyectos se aplicará siempre que la central respectiva obtenga la habilitación comercial de acuerdo con Los Procedimientos, en un plazo máximo de VEINTICUATRO (24) meses, contado desde la fecha en la que el OED comunicó la asignación de prioridad, según lo previsto en el primer párrafo del artículo anterior, o bien, en el plazo de habilitación comercial declarado en el caso previsto en el artículo 9° de este Anexo.

Los plazos mencionados en el párrafo anterior podrán ser prorrogados por un plazo máximo de CIENTO OCHENTA (180) días por el OED, siempre que la prórroga se solicite al menos CIENTO OCHENTA (180) días antes del vencimiento de aquél y se acredite como mínimo un avance de obra del SESENTA POR CIENTO (60%), calculado respecto del valor de referencia de las inversiones de la tecnología correspondiente, fijado por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de conformidad con lo previsto en el artículo 4° de este Anexo, a la fecha de solicitud de la mencionada prórroga.

ARTÍCULO 12.- CAUCIÓN. La caución presentada según lo previsto en el artículo 10 de este Anexo será por un monto de DÓLARES ESTADOUNIDENSES DOSCIENTOS CINCUENTA MIL (US$ 250.000) por cada megavatio de potencia declarada para el proyecto y deberá tener una vigencia mínima que alcance

hasta la fecha prevista de habilitación comercial más CIENTO VEINTE (120) días, prorrogable ante una eventual extensión del plazo mencionado, según lo previsto en el artículo anterior.

En caso de solicitarse prórroga del plazo para alcanzar la habilitación comercial, el peticionante deberá acreditar, junto con la solicitud, un incremento de la caución en DÓLARES ESTADOUNIDENSES SESENTA Y DOS MIL QUINIENTOS (US$ 62.500) por megavatio, con un plazo de vigencia suficiente para cubrir la prórroga solicitada más CIENTO VEINTE (120) días.

Las cauciones recibidas serán remitidas por el OED al Fiduciario del FONDO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), con el fin de que las mantenga en custodia en una cuenta especial del citado Fondo. Dentro del plazo de DIEZ (10) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo otorgado para la obtención de la habilitación comercial de la central, con su prórroga en caso de corresponder, el titular del proyecto deberá acreditar ante el Fiduciario del FODER, la obtención de la mencionada habilitación de acuerdo con Los Procedimientos.

Las cauciones deberán ser constituidas a satisfacción del OED.

A los efectos previstos en este artículo, es aplicable lo establecido en el artículo 11 de la resolución que este Anexo integra.

ARTÍCULO 13.- CARGOS DE TRANSPORTE. Los cargos fijos de transporte y de regulación primaria de frecuencia asociados a la generación o cogeneración renovable o excedentes de autogeneración renovable que ingrese en operación comercial a partir del 1° de enero de 2017 bajo el presente Régimen, serán reconocidos al Generador con un esquema equivalente al aplicado a los Generadores que ingresan en cumplimiento de los contratos celebrados en el marco de los procedimientos de selección desarrollados de acuerdo con lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) -Compras Conjuntas-, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio.

ARTÍCULO 14.- RESPALDO DE POTENCIA. De acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la Ley N° 27.191 y su reglamentación, a los contratos celebrados y a los proyectos de autogeneración desarrollados en los términos del presente Régimen no se les requerirá respaldo físico de potencia, independientemente de la tecnología de generación renovable empleada, sin perjuicio de lo previsto en los artículos 19, inciso d), y 20 de este Anexo.

CAPÍTULO III

GRANDES USUARIOS HABILITADOS.

ARTÍCULO 15- GRANDES USUARIOS HABILITADOS. Los sujetos comprendidos en lo dispuesto en el artículo 1° de este Anexo quedarán habilitados para optar por acceder al Régimen regulado en el presente Anexo, una vez que queden incluidos en el listado que al efecto publique el OED.

En el mes de febrero de cada año, el OED publicará, junto con la información transaccional, el listado de los Grandes Usuarios que se encuentren en condiciones de optar por quedar excluidos del mecanismo de Compras Conjuntas, con el fin de cumplir con los objetivos establecidos en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 mediante la contratación individual en el Mercado a Término o por autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable. En el listado mencionado se incluirán Autogeneradores, Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Demandas de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (GUDIs), los que se denominarán Grandes Usuarios Habilitados (GUH), a los efectos del presente Régimen.

En un plazo no mayor de TREINTA (30) días contados desde la publicación en el Boletín Oficial de la presente resolución, el OED publicará un listado inicial de GUH correspondiente a los consumos registrados en el año 2016.

ARTÍCULO 16.- AUTOGENERADORES RENOVABLES. Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) podrán cumplir con los objetivos de consumo propio de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables total o parcialmente mediante autogeneración de fuentes renovables. Para ello deberán cumplimentar todas las obligaciones requeridas para la conexión a la red eléctrica de dicha generación, en función del punto de acceso a la red en el que esté situado el proyecto, no requiriéndose para este tipo de autogeneración un valor mínimo de capacidad instalada ni de energía producida. El Autogenerador renovable deberá medir, en forma independiente, el intercambio de energía con el MEM y la energía eléctrica renovable generada. La nueva oferta por autogeneración local debe poder ser medida de manera precisa y ser auditable su producción.

Para la opción de cumplimentar individualmente con los objetivos establecidos en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 mediante autogeneración renovable, serán aplicables las mismas condiciones que se establecen para los GUH que opten por contratar generación de fuentes renovables según lo indicado en el presente Régimen.

Los GUH que opten por ser Autogeneradores renovables podrán dar cumplimiento con la obligación establecida en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 complementando su producción de energía eléctrica de fuentes renovables mediante contratos celebrados bajo las condiciones establecidas en el presente Régimen.

ARTÍCULO 17.- EJERCICIO DE LA OPCIÓN. PLAZO. Los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) deberán informar al OED su decisión de quedar excluidos de las Compras Conjuntas.

A los efectos del cumplimiento de lo establecido en el artículo 9°, inciso 5), apartado (viii), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, la opción podrá ejercerse DOS (2) veces por año, en las fechas que coincidan con el inicio de las programaciones estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El GUH, al ejercer la opción, deberá informar de manera fehaciente la fecha a partir de la cual decida quedar excluido de las Compras Conjuntas, la que deberá ser como mínimo TRES (3) meses posterior a la fecha de ejercicio de la opción. El GUH que hubiere ejercido la opción tendrá un plazo de SEIS (6) meses o hasta la fecha que ha escogido para quedar excluido de las Compras Conjuntas, lo que suceda primero, para confirmar o modificar la opción ejercida, la que quedará firme en caso de no informar novedad.

ARTÍCULO 18.- EJERCICIO DE LA OPCIÓN. ALCANCE. Al comunicar el ejercicio de la opción, el GUH deberá informar el porcentaje estimado de demanda a contratar o de autogeneración a instalar. El porcentaje no podrá ser inferior al establecido por el artículo 8° de la Ley N° 27.191, considerado como promedio para cada año calendario del período correspondiente, o fracción, a partir de la fecha de exclusión de las Compras Conjuntas. No existe límite superior de abastecimiento con energía de fuente renovable, de manera que podrá cubrir hasta el CIEN POR CIENTO (100 %) de su demanda. Tampoco existirán limitaciones en la cantidad de contratos de energías renovables a celebrar por un GUH.

Aquellos GUH que indiquen una fecha de exclusión de las Compras Conjuntas a partir de un mes distinto a enero, deberán cumplir su obligación de incorporación aplicando el porcentaje correspondiente a su demanda real en los meses comprendidos entre el mes de exclusión y el mes de diciembre del año de exclusión. A partir del siguiente año calendario, el cumplimiento se calculará sobre la totalidad de los meses del año. El mecanismo de cálculo por año parcial se volverá a aplicar en el último año calendario en el cual el GUH permanezca excluido de las Compras Conjuntas.

ARTÍCULO 19.- EJERCICIO DE LA OPCIÓN. EFECTOS. A partir de la fecha declarada de exclusión de las Compras Conjuntas, el GUH:

1) quedará sujeto a la fiscalización del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 9° de la Ley N° 27.191, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9°, inciso 5), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio y en los Capítulos IV, V y VI del presente Anexo;

2) no tendrá incluido en la documentación comercial recibida por sus transacciones económicas en el MEM el impacto correspondiente a la generación de fuente renovable adquirida por CAMMESA o quien designe esta Autoridad de Aplicación, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) -Compras Conjuntas-, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016;

3) dejará de abonar los Cargos de Comercialización y de Administración regulados en los artículos 4° y 5° de la resolución que este Anexo integra;

4) se aplicará un descuento en el cargo de reserva de potencia, asociados a los costos de potencia firme de la generación térmica convencional e hidroeléctrica, según lo dispuesto en el artículo siguiente.

A los efectos indicados en el inciso 1), el OED deberá informar mensualmente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA la nómina de GUH que han confirmado expresa o tácitamente el ejercicio de la opción de exclusión, de acuerdo con lo previsto en el último párrafo del artículo 17 del presente Anexo.

ARTÍCULO 20.- CARGO DE RESERVA DE POTENCIA. El cargo de reserva de potencia, asociado a los costos de potencia firme de la generación térmica convencional e hidroeléctrica, ya sea mediante la remuneración establecida en la Resolución N° 19 de fecha 27 de enero de 2017 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio y las que la reemplacen y/o aquellos costos de potencia firme que sean establecidos para su inclusión en el cargo por la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, son aplicables también a los GUH que hubieran optado por ser excluidos de las Compras Conjuntas. Al valor físico de requerimiento de potencia de estos GUH se descontará la potencia media mensual de sus contratos de energía renovable abastecidos multiplicada por el factor de ajuste correspondiente al año de su exclusión efectiva de las Compras Conjuntas según la siguiente tabla:

	2017-2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
Factor de ajuste del descuento por potencia media mensual renovable abastecida	100%	100%	75%	50%	25%

ARTÍCULO 21.- REINGRESO A COMPRAS CONJUNTAS. La exclusión de las Compras Conjuntas tendrá una duración mínima de CINCO (5) años contados desde la fecha de exclusión declarada. Luego de ese período el GUH continuará excluido de las Compras Conjuntas, a menos que manifieste fehacientemente su decisión de reingresar a aquéllas, a cuyos efectos deberá comunicar su decisión al menos TRES (3) meses antes de la fecha de reingreso que declare. El reingreso a las Compras Conjuntas implicará la decisión de cumplir los objetivos de consumo individual establecidos en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 mediante dicho mecanismo, en las mismas condiciones vigentes para los GUH que no hayan ejercido la opción de exclusión.

ARTÍCULO 22.- REGISTRO. El OED establecerá un procedimiento de información y gestión digital para llevar registro de los GUH, la cantidad de energía anual de su demanda, la fecha a partir de la cual será efectiva su exclusión de las Compras Conjuntas y el porcentaje estimado de energía de fuente renovable informado en caso de haber optado por quedar excluido. El OED publicará y mantendrá actualizada esta información en su sitio web.

ARTÍCULO 23.- OPCIÓN DE LOS GUDI. Las Grandes Demandas de los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (GUDIs) que decidan ejercer la opción de exclusión de las Compras Conjuntas, deberán convertirse en Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), ya sea como Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) o Autogeneradores, de conformidad con Los Procedimientos.

ARTÍCULO 24 - DEMANDA BASE Y DEMANDA EXCEDENTE. Los Grandes Usuarios alcanzados por lo dispuesto en la Resolución N° 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, podrán asignar los contratos que celebren en los términos de este Anexo a la demanda base o a la demanda excedente, tal como se las define en la citada resolución. En caso de que los asignen a la demanda excedente y ya cuenten con contratos celebrados en el marco del SERVICIO ENERGÍA PLUS establecido por la mencionada resolución, los Grandes Usuarios deberán informar al OED la prioridad en la asignación entre los distintos tipos de contratos.

ARTÍCULO 25 - CONTRATOS O AUTOGENERACIÓN SIN EJERCER OPCIÓN. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos anteriores de este Capítulo, los Grandes Usuarios o Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) podrán suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables en el Mercado a Término o desarrollar proyectos de autogeneración, sin ejercer la opción de exclusión de las Compras Conjuntas. Los Grandes Usuarios o Autogeneradores incluidos en el párrafo anterior que suscriban contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables en el Mercado a Término o desarrollen proyectos de autogeneración sin realizar la opción de salida de las Compras Conjuntas continuarán abonando los cargos de Comercialización y Administración establecidos en los artículos 4° y 5° de la resolución que este Anexo integra y no recibirán descuento alguno de los costos asociados a la potencia firme de la generación térmica convencional e hidroeléctrica establecidos en el artículo 20 del presente Anexo.

En los casos en que celebren contratos del Mercado a Término, los Grandes Usuarios deberán informar la celebración de éstos al OED, a los efectos de su administración y gestión de acuerdo con Los Procedimientos del MEM.

Para la transacción de energía mensual de los Grandes Usuarios incluidos en este artículo será aplicable lo establecido en el Capítulo V del presente Anexo.

Los Grandes Usuarios y los Autogeneradores incluidos en este artículo no serán objeto de fiscalización. El cumplimiento de los objetivos establecidos en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 por parte de los GUH que suscriban contratos en el Mercado a Término o desarrollen proyectos autogeneración sin ejercer la opción de exclusión, se efectuará a través del mecanismo de Compras Conjuntas, conforme se definen en el artículo 3° de la resolución que este Anexo integra.

Los Grandes Usuarios Menores (GUMEs) que, por su bajo módulo de consumo, no sean incluidos en el listado de GUH elaborado de acuerdo con lo previsto en el artículo 15 cumplirán los objetivos establecidos en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 de acuerdo con lo previsto en el artículo 12 de la ley citada y su reglamentación. Sin perjuicio de ello, podrán celebrar contratos en el Mercado a Término regulados por el presente Régimen.

CAPÍTULO IV

INFORMACIÓN DE CONTRATOS Y PROYECTOS.

ARTÍCULO 26 - PRESENTACIÓN DE CONTRATOS Y PROYECTOS. Al ejercer la opción de quedar excluido de la compra conjunta o con posterioridad, pero siempre con una antelación mínima de TRES (3) meses a la fecha de exclusión declarada, el GUH deberá informar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la suscripción del contrato celebrado bajo el presente Régimen, o bien, referenciar el proyecto de autogeneración a desarrollar, por los cuales obtendrá en cada caso -como mínimo- el abastecimiento de la energía eléctrica de fuente renovable necesaria para cumplir el objetivo que corresponda al año en que se produzca la exclusión y los años calendarios siguientes que tengan el mismo objetivo a alcanzar.

El proyecto relacionado con el contrato y/o el proyecto de autogeneración presentados deberán estar inscriptos en el REGISTRO NACIONAL DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE (RENPER) creado por el artículo 9 de la resolución que este Anexo integra, sea mediante la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables o por la simple inscripción prevista en el tercer párrafo del citado artículo, o bien, estar incluidos provisoriamente en dicho Registro, de conformidad con el anteúltimo párrafo del mismo artículo. A estos efectos, deberá indicarse el código de inscripción en el Registro o el número de expediente en trámite, de manera de permitir su correcta identificación.

La acreditación de la celebración del contrato respectivo se efectuará mediante la presentación del formulario que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES apruebe al efecto, suscripto por representantes del GUH y del Generador o del Comercializador con el que el GUH celebró el contrato. En el formulario deberán consignarse los datos básicos que permitan identificar el contrato y evaluar su idoneidad para el cumplimiento de los objetivos de consumo para los años calendario que tengan el mismo objetivo a alcanzar, mediante la indicación de la energía a suministrar por año calendario. No se incluirá la información económica del contrato, como el precio y penalidades por incumplimiento.

En los casos de contratos celebrados entre GUH y comercializadores, estos últimos también deberán brindar la información que requiera la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES respecto de los contratos que hubieren celebrado con Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que respalden las obligaciones asumidas frente a los GUH. Para los proyectos de autogeneración deberá declararse la cantidad de energía eléctrica a autogenerar por año calendario.

Lo dispuesto precedentemente es sin perjuicio del cumplimiento de la presentación ante el OED del formulario con la información necesaria para la administración del Contrato en el MEM conforme lo reglado en Los Procedimientos.

ARTÍCULO 27.- INCREMENTO DEL OBJETIVO. En caso de que la presentación mencionada en el artículo anterior no contemple los incrementos porcentuales de los objetivos a cubrir, conforme lo previsto en el artículo 8° de la Ley N° 27.191, el GUH deberá presentar, con una antelación mínima de TRES (3) meses a las fechas indicadas en el artículo 9°, inciso 4), apartado (i) del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio, la documentación que acredite la cobertura incremental necesaria para cumplir con dichos objetivos, sea por contratos del Mercado a Término o por proyectos de autogeneración, cumpliendo con lo previsto en el artículo anterior.

ARTÍCULO 28 - CUMPLIMIENTO PRELIMINAR. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, a través de la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, controlará que el proyecto relacionado con el contrato o el proyecto de autogeneración individualizado por el GUH se encuentre inscripto o en trámite de inscripción en el RENPER, cumpla con lo establecido en los incisos c) y d) del artículo 3° del presente Anexo y el abastecimiento de energía eléctrica comprometida sea suficiente para cubrir el porcentaje de consumo que corresponda, conforme con lo indicado en el primer párrafo del artículo 26 de este Anexo.

Verificado el cumplimiento de los requisitos indicados en el párrafo anterior, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES tendrá por cumplido preliminarmente el objetivo que corresponda, de acuerdo con el cronograma establecido en el artículo 8° de la Ley N° 27.191, en los términos dispuestos en el artículo 9°, inciso 4), apartado (i), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio.

En el caso en que el proyecto de referencia se encontrara en trámite de inscripción en el RENPER, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES resolverá sobre el cumplimiento preliminar una vez que se concrete dicha inscripción.

En caso de no cumplirse con alguno de los requisitos mencionados, se aplicará lo dispuesto en el artículo 41 de este Anexo.

ARTÍCULO 29 - CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS. Los contratos celebrados bajo el presente Régimen se administrarán y gestionarán de acuerdo con lo establecido en Los Procedimientos del MEM. Las condiciones para su administración deberán ser informadas junto con su presentación al OED. Las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones, sin perjuicio del precio máximo establecido en el artículo 9° de la Ley N° 27.191- podrán ser pactadas libremente entre las partes, pero los volúmenes de energía comprometidos estarán limitados por la energía eléctrica de fuentes renovables producida por el Generador o aportada por otros Generadores o Comercializadores con los cuales aquél posea acuerdos de comercialización.

CAPÍTULO V

TRANSACCIONES ECONÓMICAS.

ARTÍCULO 30 - ASIGNACIÓN DE ENERGÍA CONTRACTUALIZADA. La energía abastecida por un mismo Agente Generador a distintos Grandes Usuarios o Autogeneradores con los que hubiere celebrado contratos en el marco del presente Régimen, se asignarán entre estos de acuerdo con la prioridad que sea informada por el Agente Generador.

El Agente Generador será el único responsable de la fidelidad de la información referida al orden de prioridad de asignación de la energía que genere. El OED se limitará a aplicar el orden de prioridad informado.

En caso de contratos celebrados por comercializadores, serán éstos quienes deberán informar el orden de prioridad de asignación de los contratos celebrados, asumiendo la responsabilidad por la fidelidad de la información mencionada.

ARTÍCULO 31- METODOLOGÍA DE TRANSACCIÓN DE LA ENERGÍA. Los valores físicos considerados para realizar la transacción económica serán valores de energía mensual, tanto para la generación como para la demanda. Los valores físicos se integrarán con los valores horarios medidos o la suma de los valores por banda horaria informados, según corresponda al tipo de Gran Usuario de que se trate.

Las transacciones se cerrarán en el mes, consecuentemente no habrá compensaciones ni cuentas de apartamientos entre distintos meses.

No se evaluará el cumplimiento horario de contratos, por lo cual no existirá una transacción secundaria de faltantes de contratos para los generadores ni de excedentes para los Grandes Usuarios.

El valor físico mensual asignado a cada contrato será igual al volumen efectivamente abastecido con energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

ARTÍCULO 32 - TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS. La energía del Gran Usuario abastecida mediante los contratos del Mercado a Término de energía renovable será valorizada a los precios pactados entre las partes, y será facturada directamente por el proveedor al consumidor.

ARTÍCULO 33 - METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE AUTOGENERACIÓN. La autogeneración renovable se evaluará considerando la demanda neta de energía eléctrica consumida en forma mensual, medida de manera independiente de la autogeneración renovable. Cuando la autogeneración renovable, declarada y fiscalizada por el MEM, sea inferior a la demanda mensual, se lo considerará como demanda neta al MEM; cuando la producción de energía renovable supere a la demanda total del GUH, se lo considerará como Generador que vende su producción al MEM.

La demanda neta de energía y potencia al MEM por parte del Autogenerador tendrá el mismo tratamiento que la demanda de energía y potencia de un GUH con contrato celebrado bajo el presente Régimen y excluido de las Compras Conjuntas.

El Autogenerador renovable deberá medir, en forma independiente, el intercambio de energía con el MEM y la energía eléctrica renovable generada. La nueva oferta por autogeneración local debe poder ser medida de manera precisa y ser auditable su producción.

ARTÍCULO 34 - DEMANDA ABASTECIDA FUERA DE CONTRATOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y/O AUTOGENERACIÓN RENOVABLE. La porción de energía mensual de un Gran Usuario que no fuera abastecida por contratos y/o por autogeneración renovable en los términos definidos bajo este Régimen, podrá ser suministrada por el MEM a los precios del Mercado que correspondan. Para los GUH que hayan optado por quedar excluidos de las Compras Conjuntas, en sus compras de energía al MEM se deducirá el impacto correspondiente a la generación de fuente renovable adquirida por CAMMESA o quien designe esta Autoridad de Aplicación, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) -Compras Conjuntas-, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016.

La energía suministrada por el MEM a los GUH que hayan optado por quedar excluidos de las Compras Conjuntas en ningún caso será considerada para el cumplimiento de los porcentajes de cubrimiento

individual de energías renovables establecidos por el artículo 8° de la Ley N° 27.191, los que deberán ser alcanzados por los GUH mediante contratos y/o autogeneración renovable en los términos definidos bajo este Régimen.

CAPÍTULO VI

FISCALIZACIÓN INDIVIDUAL DEL CUMPLIMIENTO DE LA

LEY N° 27.191.

ARTÍCULO 35.- EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA. La fiscalización del cumplimiento de la obligación para los GUH que hubieren optado por su exclusión de las Compras Conjuntas será anual, por año vencido, sobre la base de los resultados acumulados de las transacciones mensuales.

ARTÍCULO 36 - CUMPLIMIENTO POR CONTRATOS. CÁLCULO. Para la fiscalización del cumplimiento por GUH a través de contratos regulados por el presente Régimen, se comparará el porcentaje de la obligación a cumplir en el año fiscalizado sobre la demanda anual de ese año con la sumatoria de energía cubierta por contratos pactados en el marco del presente Régimen en el mismo período. Si esta última no alcanzara el porcentaje obligatorio, la diferencia entre uno y otro será considerada como faltante, a los efectos de la determinación del incumplimiento, de acuerdo con lo previsto en el artículo 42 de este Anexo.

Los volúmenes de energía cubierta por contratos regidos por el presente Régimen serán los valores publicados en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) emitido por el OED de conformidad con el apartado 5.2.3 del Capítulo 5 de Los Procedimientos.

ARTÍCULO 37 - CUMPLIMIENTO POR AUTOGENERACIÓN. CÁLCULO. Los GUH que hayan optado por cumplir con los objetivos mediante autogeneración, quedando excluidos de la compra conjunta, serán sujetos de fiscalización bajo los mismos términos de los GUH con contratos suscriptos bajo el presente Régimen.

ARTÍCULO 38.- FISCALIZACIÓN DE AUTOGENERACIÓN. Para la fiscalización del cumplimiento por el GUH con autogeneración de energía renovable declarada y fiscalizada por el MEM, se comparará el porcentaje de la obligación a cumplir en el año fiscalizado sobre la demanda anual de ese año -consistente en la sumatoria de la energía renovable autogenerada más la energía tomada del MEM- con la sumatoria de la energía autogenerada de fuente renovable y los contratos celebrados bajo el presente Régimen, si los tuviere. Si dicha sumatoria no alcanzara el porcentaje obligatorio, la diferencia entre uno y otro será considerada como faltante, a los efectos de la determinación del incumplimiento, de acuerdo con lo previsto en el artículo 42 de este Anexo.

ARTÍCULO 39.- AUTOGENERACIÓN NO RENOVABLE. Para la fiscalización del cumplimiento por GUH que cuenten con autogeneración de energía no renovable, se comparará el porcentaje de la obligación a cumplir en el año fiscalizado sobre la demanda anual de ese año -consistente exclusivamente en la energía tomada del MEM- con la sumatoria de la energía autogenerada de fuente renovable y/o los contratos celebrados bajo el presente Régimen. Si dicha sumatoria no alcanzara el porcentaje obligatorio, la diferencia entre uno y otro será considerada como faltante, a los efectos de la determinación del incumplimiento, de acuerdo con lo previsto en el artículo 42 de este Anexo.

ARTÍCULO 40.- CÓMPUTO EXCEPCIONAL. Con carácter de excepción, la energía abastecida al GUH durante el año 2017 por centrales que obtengan su habilitación comercial en dicho año, sea en el marco de los contratos regidos por el presente Régimen o por autogeneración renovable, podrá ser adicionada a la energía abastecida durante el año 2018, para la evaluación del cumplimiento de la obligación correspondiente a dicho período por parte del GUH.

CAPÍTULO VII

PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA SANCIÓN. ARTÍCULO 41- INCUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN DE CONTRATOS Y

PROYECTOS. En caso de verificarse el incumplimiento de alguno de los requisitos establecidos en el artículo 28 de este Anexo, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES lo comunicará al presentante, con el fin de que subsane las deficiencias detectadas.

El interesado tendrá hasta QUINCE (15) días hábiles antes de la fecha declarada para su exclusión de las Compras Conjuntas o de las fechas a las que se refiere el artículo 27 de este Anexo, según corresponda, para demostrar el cumplimiento de los requisitos o subsanar las deficiencias detectadas. Vencido el plazo establecido en el párrafo anterior sin que se hubieren subsanado las deficiencias, se elevarán las actuaciones a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA para determinar la penalidad correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11, inciso 1), del Anexo II del Decreto N°

531/2016 y su modificatorio y el artículo 43 del presente Anexo. La penalidad determinada no será ejecutable hasta tanto se realice la fiscalización individual sobre el efectivo cumplimiento por parte del GUH, de acuerdo con lo previsto en el Capítulo VI.

ARTÍCULO 42- INCUMPLIMIENTO DEL CONSUMO OBLIGATORIO. Finalizado cada año calendario, el OED verificará el cumplimiento del objetivo que corresponda al año fiscalizado por cada GUH excluido de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo VI. En caso de detectar faltantes, en los términos de lo previsto en los artículos 36, 38 ó 39, según corresponda, lo informará a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES.

La nómina de GUH con faltantes detectados será remitida a la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, la que emplazará a cada uno de los

GUH individualizados a formular su descargo y presentar la documentación correspondiente, en el plazo de QUINCE (15) hábiles contados desde la recepción de la notificación.

Vencido dicho plazo, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES elaborará el informe pertinente, indicando si corresponde la aplicación de la penalidad. En todos los casos, deberá considerar una tolerancia del DIEZ POR CIENTO (10%) del valor obligatorio, que podrá ser compensado en el siguiente año calendario, de acuerdo con lo previsto en el artículo 11, inciso 9), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio.

Para establecer la penalidad correspondiente, tendrá en cuenta, si se hubiere determinado, la penalidad calculada de acuerdo con lo previsto en el último párrafo del artículo anterior, según lo establecido en el artículo 11, inciso 2), del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio.

Confeccionado el informe, se dará intervención a la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio.

Una vez emitido el Dictamen Jurídico, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA resolverá sobre la aplicación de la penalidad. En caso de aplicarse penalidad, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA instruirá al OED para su aplicación al GUH a través del Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes siguiente.

CAPÍTULO VIII

SANCIÓN POR INCUMPLIMIENTO.

ARTÍCULO 43.- CÁLCULO DE LA PENALIDAD. El monto de la penalidad aplicable en cada año calendario fiscalizado se calculará en Dólares Estadounidenses, como el producto de la cantidad de energía obligatoria y no abastecida por los mecanismos previstos en los artículos anteriores (en megavatios-hora) y el Costo de Gasoil Equivalente (CGOEQ), en Dólares Estadounidenses por megavatio-hora, equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los DOCE (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

El OED calculará antes del 31 de enero de cada año el CGOEQ aplicable según la siguiente fórmula de cálculo y procedimiento:

$$CGOEQ = \frac{PMGOI \times CEM}{PC} + COyM$$

Donde:

1) Se determinará el Precio Medio de Gasoil Importado (PMGOI) utilizado por generación térmica, en Dólares Estadounidenses por metro cúbico (U$S/m3), como el promedio de los valores efectivamente ocurridos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año precedente. Para considerarse representativo, el volumen medio de consumo anual con gasoil importado (GOI) debe ser de al menos CIEN MIL metros cúbicos (100.000 m3). En caso de no registrarse valores suficientemente representativos en el mencionado período, se utilizará el promedio de los últimos TRES (3) años. En caso de no resultar suficientemente representativo dicho valor, la Autoridad de Aplicación establecerá un precio anual equivalente en base a la generación con combustible de valor marginal.

2) Se determinará el Consumo Específico Medio (CEM) como el valor característico, en kilocalorías por kilovatio hora (kcal/kWh), para las unidades de generación que hayan consumido gasoil durante el año precedente.

3) Se fijará el Poder Calorífico (PC) en OCHO MIL QUINIENTAS OCHENTA kilocalorías por metro cúbico (8.580 kcal/m3), correspondiente al valor de referencia del poder calorífico inferior típico del gasoil destinado a centrales de generación.

4) Se determinará el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM), en Dólares Estadounidenses por megavatio hora (U$S/MWh), como un promedio representativo de los valores reconocidos para todas las unidades de generación que hayan consumido gasoil durante el año precedente.

IF-2017-17652582-APN-SSER#MEM

Hoja Adicional de Firmas

Informe gráfico

Número: IF-2017-176525 82-APN-S SER#MEM

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Viernes 18 de Agosto de 2017

Referencia: Anexo RÉGIMEN DEL MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 30 pagina/s.

Dlgltally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE

DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, C=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION,

ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serlalNumber=CUIT 30715117564

Date: 2017.08.18 18:35:01 -03'00'

Sebastián Alejandro Kind

Subsecretario

Subsecretaría de Energías Renovables

Ministerio de Energía y Minería

NO-2017-34174150-APN-SSER-MEM

Archivo.pdf

NO-2018-20071295-APN-SSEE-MEM

Archivo.pdf

NO-2019-17122128-APN-SSERYEE-MHA

Archivo.pdf

NO-2019 108153320-APN-SGE-MHA

Archivo.pdf

NO-2019 81297206-APN-SSERYEE-MHA

Archivo.pdf

NO-2019-91166819-APN-SSERYEE-MHA

Archivo.pdf

NO-2020-07031284-APN-SE-MDP

Archivo.pdf

NO-2020-18698224-APN-SE-MDP

Archivo.pdf-

NO-2020-26805571-APN-SE-MDP

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN E 437/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.749 del 10/11/2017

BUENOS AIRES, 09 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-25979259-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 471 de fecha 30 de junio de 2017, las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016, 205 de fecha 29 de septiembre de 2016, 213 de fecha 7 de octubre de 2016, 252 de fecha 28 de octubre de 2016, 278 de fecha 22 de noviembre de 2016, 281 de fecha 25 de noviembre de 2016, 4 de fecha 10 de enero de 2017 y 275 de fecha 16 de agosto de 2017, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y la Resolución Conjunta N° 1 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN de fecha 28 de septiembre de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190, modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que en ese marco se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Que el artículo 6° de la Ley N° 26.190 faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL, a través de la Autoridad de Aplicación, a instrumentar políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables, estableciendo el apoyo con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos y al fortalecimiento del mercado, entre otros objetivos.

Que el instrumento más significativo por el cual se incentiva la mayor integración posible de componentes nacionales en los proyectos de inversión en generación eléctrica de fuente renovable es el Certificado Fiscal, previsto en el artículo 9°, inciso 6) de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191.

Que se dictó la Resolución Conjunta N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN de fecha 5 de julio de 2016 y su modificatoria, Resolución Conjunta N° 1 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN de fecha 1 de septiembre de 2016, por la que se estableció el procedimiento de cálculo del Componente Nacional Declarado de los proyectos de inversión, a los efectos de la determinación del monto del beneficio correspondiente al citado Certificado Fiscal.

Que las precitadas resoluciones conjuntas fueron aplicadas en las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr - convocadas por las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016 y 252 de fecha 28 de octubre de 2016, ambas de este Ministerio, respectivamente–, para la formulación de las ofertas y el otorgamiento de los beneficios promocionales a quienes resultaron adjudicatarios.

Que como consecuencia de la experiencia acumulada en los procesos mencionados, sumada al interés generado en el sector industrial tendiente a obtener una creciente participación en la construcción y desarrollo de los nuevos proyectos de generación eléctrica de fuente renovable y la proyección de crecimiento de dicha industria, se consideró necesario revisar las medidas adoptadas en la citada Resolución Conjunta N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y su modificatoria, con el objetivo de optimizar su aplicación ajustando los criterios técnicos aplicables para determinar el carácter nacional de los bienes y el porcentaje de integración del Componente Nacional Declarado, en aras de lograr una cada vez mayor participación de la industria nacional.

Que a raíz de ello se dictó la Resolución Conjunta N° 1 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, de fecha 28 de septiembre de 2017.

Que por el artículo 2° de la precitada resolución conjunta se estableció su ámbito de aplicación inicial, habilitando su ampliación por decisión de la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que las medidas adoptadas por la referida Resolución Conjunta N° 1/2017 promueven el crecimiento de la industria nacional y la radicación de nuevas empresas en nuestro país para abastecer el mercado local de energías renovables y para la exportación, con bienes de alto valor agregado, creando nuevas fuentes de trabajo.

Que, con el propósito de incentivar una mayor participación de la industria nacional en los distintos proyectos de inversión en generación eléctrica de fuente renovable, resulta conveniente extender el nuevo régimen de cómputo de componente nacional a todos los proyectos de inversión en generación eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios y a quienes fueron invitados a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en virtud de lo dispuesto en los artículos 2° y 3° de la Resolución N° 213 de fecha 7 de octubre de 2016 –Ronda 1 del Programa RenovAr– y en el artículo 2° de la Resolución N° 281 de fecha 25 de noviembre de 2016 –Ronda 1.5 del citado Programa–, ambas de este Ministerio, siempre que sus titulares lo acepten voluntariamente en los términos de la presente resolución.

Que al ejercer la opción, los proyectos podrán aplicar la citada Resolución Conjunta N° 1/2017 para el cálculo de la integración del componente nacional, al efecto de aumentarla respecto de la oportunamente declarada en sus respectivas ofertas.

Que la forma más objetiva y transparente de valorizar el impacto de la nueva regulación aludida es atender a los precios de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable que se adjudiquen en la Ronda 2 del Programa RenovAr, recientemente convocada por la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, en los cuales se reflejará la incidencia del incremento del beneficio del Certificado Fiscal derivado de la aplicación de la citada Resolución Conjunta N° 1/2017, con una posible reducción de los precios de la energía eléctrica a generar, en beneficio del conjunto de la demanda de energía eléctrica.

Que, por lo tanto, en tales casos corresponde disponer las medidas que contemplen que el precio de la energía suministrada por los proyectos respecto de los cuales se ejerza la opción prevista en el presente eventualmente se reducirá, en tanto los precios obtenidos en la citada Ronda 2 sean menores a los que dichos proyectos fueron adjudicados.

Que con el fin de que la opción propuesta sea aplicable a todos los proyectos aludidos precedentemente, con la consecuente eventual reducción de precios, es conveniente establecer que su ejercicio pueda realizarse con anterioridad al conocimiento público de los precios ofertados en la mencionada Ronda 2.

Que, en consecuencia, cabe fijar la fecha límite para manifestar la voluntad de ejercer la opción con anterioridad al día establecido para la apertura de los Sobres “B” que contienen la oferta económica presentada por los oferentes en la mencionada convocatoria, de conformidad con el cronograma obrante como Anexo I del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la citada Resolución N° 275/2017.

Que únicamente quedan excluidos de ejercer la opción mencionada los proyectos que, con anterioridad a la fecha de publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial, hubieren alcanzado la “Fecha Programada de Llegada de Equipos” o la “Fecha Programada de Habilitación Comercial” previstas en el contrato respectivo, debido a que en estos casos no sería posible incrementar la integración del componente nacional en dichos proyectos, frustrándose la finalidad perseguida.

Que cabe disponer que para los proyectos previstos en la presente resolución cuyos titulares no ejerzan la opción que aquí se establece será de aplicación la citada Resolución Conjunta N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y su modificatoria y la referida Resolución Conjunta N° 1/2016, en todos sus términos.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y el artículo 2° de la Resolución Conjunta N° 1/2017.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Invítase a los titulares de proyectos de inversión en generación eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios y quienes fueron invitados a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en virtud de lo dispuesto en los artículos 2° y 3° de la Resolución N° 213 de fecha 7 de octubre de 2016 y en el artículo 2° de la Resolución N° 281 de fecha 25 de noviembre de 2016, ambas de este Ministerio, a optar por la aplicación del régimen de cómputo de componente nacional previsto en la Resolución Conjunta N° 1 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN de fecha 28 de septiembre de 2017. La opción podrá ser ejercida siempre que no se hubiere alcanzado, con anterioridad a la fecha de publicación de la

presente resolución en el Boletín Oficial, la “Fecha Programada de Llegada de Equipos” o la “Fecha Programada de Habilitación Comercial” previstas en los respectivos contratos.

ARTÍCULO 2°.- El ejercicio de la opción referida en el artículo anterior deberá manifestarse expresamente y por escrito, por el representante legal de la sociedad titular del proyecto de inversión de que se trate, mediante una presentación en la Dirección de Despacho y Mesa de Entradas de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA de este Ministerio.

La presentación indicada en el párrafo anterior podrá realizarse hasta el 21 de noviembre de 2017 inclusive, hasta la finalización del horario de atención de la citada Dirección, a las 20:00 horas.

ARTÍCULO 3°.- A los proyectos respecto de los cuales se ejerza la opción prevista en la presente resolución les resultará aplicable lo siguiente:

a. Cálculo del Componente Nacional Declarado: el cálculo para verificar el cumplimiento del Componente Nacional Declarado en la oferta presentada en la Ronda en que resultaron adjudicatarios se realizará de acuerdo con lo establecido en la citada Resolución Conjunta N° 1/2017.

b. Precio Adjudicado: si el mayor precio adjudicado en la Ronda 2 del Programa RenovAr para la misma tecnología y en la misma provincia, o en su defecto corredor, en que se localiza el proyecto, resulta inferior al Precio Ofertado indicado para cada proyecto en el Anexo del artículo 2° (IF-2016-02038468-APN- SECEE#MEM) o al Precio Máximo indicado para cada tecnología en el Anexo del artículo 3° (IF-2016-02038469-APN-SECEE#MEM), ambos de la citada Resolución N° 213/2016, o al Precio Ofertado indicado para cada proyecto en el Anexo del artículo 2° (IF-2016-03803705-APN-SECEE#MEM) de la referida Resolución N° 281/2016, según corresponda; el Precio Adjudicado para cada uno de los mencionados proyectos será el promedio simple entre el Precio Ofertado o, en su caso, el Precio Máximo antes indicados, y el mayor precio adjudicado en la Ronda 2. Si el mayor Precio Adjudicado en la Ronda 2, en los términos indicados, es superior al Precio Ofertado o al Precio Máximo mencionado, se mantendrán estos últimos, según corresponda.

ARTÍCULO 4°.- Para los proyectos mencionados en el artículo anterior se mantendrán los montos totales por cada beneficio fiscal otorgado de acuerdo con lo establecido en el artículo 2° de la Resolución N° 205 de fecha 29 de septiembre de 2016, en el artículo 4° de la Resolución N° 278 de fecha 22 de noviembre de 2016, ambas de este Ministerio, y en los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables ya emitidos, sin perjuicio de la eventual obtención posterior del Certificado Fiscal o del incremento del ya otorgado, conforme lo establecido en el artículo 5° de la Resolución N° 4 de fecha 10 de enero de 2017 de este Ministerio.

Para el cálculo del porcentaje de integración del Componente Nacional Declarado, a los efectos de la obtención o incremento del Certificado Fiscal, se aplicará lo dispuesto en la citada Resolución Conjunta N° 1/2017.

ARTÍCULO 5°.- El texto de las Adendas y de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que en cada caso deban suscribirse por quienes ejerzan la opción prevista en la presente resolución será confeccionado y comunicado a las partes involucradas por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio.

En todo lo no previsto en el artículo 3° se mantendrá, según el caso, lo establecido en los contratos celebrados o en los modelos incorporados como sendos Anexos 6 y 7 de los Pliegos de Bases y Condiciones aprobados por las citadas Resoluciones Nros. 136/2016 y 252/2016, con las aclaraciones y adecuaciones realizadas por la mencionada Subsecretaría, de conformidad con las facultades otorgadas por la referida Resolución N° 4/2017.

ARTÍCULO 6°.- El ejercicio de la opción prevista en la presente resolución no afectará los plazos previstos en las ofertas ni los plazos contractuales en curso, según el caso.

ARTÍCULO 7°.- A los proyectos previstos en el artículo 1° de la presente resolución respecto de los cuales no se ejerza la opción allí referida les será aplicable la Resolución Conjunta N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN de fecha 5 de julio de 2016 y su modificatoria, Resolución Conjunta N° 1 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN de fecha 1 de septiembre de 2016, en todos sus términos.

ARTÍCULO 8°.- Notifíquese a los titulares de los proyectos individualizados en los respectivos Anexos a los artículos 2° y 3° de la citada Resolución N° 213/2016 y al artículo 2° de la mencionada Resolución N° 281/2016, a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE), en su carácter de fiduciario del FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER).

ARTÍCULO 9°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

e. 10/11/2017 N° 87192/17 v. 10/11/2017

RESOLUCIÓN E 450/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.758 del 24/11/2017

BUENOS AIRES, 23 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y 882 de fecha 21 de julio de 2016, la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Que por el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 se aprobó la reglamentación del referido Régimen.

Que mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2)”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de dicha resolución.

Que por ese mismo acto se aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la mencionada Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 2)”, que como Anexo (IF-2017-17397723-APN- SSER#MEM) forma parte integrante de la referida medida.

Que asimismo se instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado.

Que en ese mismo acto, en lo relativo a los beneficios fiscales del citado Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, se estableció que los oferentes debían incluir en su oferta la solicitud de tales beneficios, cuya cuantificación debía realizarse de acuerdo con lo establecido en el artículo 5° del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio y en la Resolución Conjunta N° 313 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y N° 123 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 5 de julio de 2016, y su modificatoria, o la que la sustituya y se encuentre vigente a la fecha de presentación de las ofertas.

Que a la fecha de presentación de las ofertas se encontraba vigente la Resolución Conjunta N° 1 de fecha 28 de septiembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN.

Que en la resolución de convocatoria ya citada se estableció que en ningún caso se aprobarán beneficios fiscales por encima de los montos de referencia que, por tecnología, se incluyen en la tabla allí establecida.

Que seguidamente se previó que, oportunamente, CAMMESA remitirá las ofertas a esta Autoridad de Aplicación a efectos de elaborar un informe para cada proyecto en el que se evaluarán los beneficios fiscales solicitados en función de las características y necesidades de cada uno y se determinará fundadamente la cuantía de los beneficios a asignar a cada proyecto, respetando los límites establecidos en dicho acto; y que en caso de que el cupo fiscal disponible a asignar resultare insuficiente, se establecerá un orden de mérito de los proyectos en función de su componente nacional declarado, de acuerdo con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

Que la potencia requerida total a adjudicar en la citada Convocatoria es de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1.200 MW), distribuida por tecnología y por región de conformidad con lo establecido en el artículo 3.3 del Pliego de Bases y Condiciones.

Que en el marco de la Convocatoria realizada por la citada Resolución N° 275/2017, con fecha 19 de octubre de 2017, se procedió a la recepción en sobre cerrado de las Ofertas (Sobres “A” y “B”) y a la apertura del Sobre “A” de las DOSCIENTAS VEINTIOCHO (228) Ofertas presentadas, por un total de NUEVE MIL CUATROCIENTOS UNO CON CINCO MEGAVATIOS (9.401,5 MW) de potencia ofertados.

Que conforme a lo establecido en el artículo 16.5 del Pliego de Bases y Condiciones, CAMMESA remitió a esta Autoridad toda la documentación contenida en los Sobres “A” de los Oferentes, a los efectos de que se analicen las solicitudes de beneficios fiscales presentadas por los Oferentes.

Que por otra parte, por Nota N° B-121652-1 de fecha 17 de noviembre de 2017, CAMMESA elaboró, para cada tecnología por separado, un listado de las Ofertas en función del valor de Componente Nacional Declarado conforme el artículo 12.1.3 e) del Pliego de Bases y Condiciones.

Que en lo atinente a los beneficios fiscales, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio emitió el Informe Técnico correspondiente (IF-2017-29465505-APN-SECEE#MEM), sobre la base del análisis de las solicitudes de beneficios fiscales presentadas por los Oferentes, efectuado por la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la citada Secretaría.

Que el referido informe contiene, para cada Oferta evaluada, los valores finales y definitivos correspondientes al monto total de beneficios fiscales otorgables y el Componente Nacional Declarado (CND), detallándose en los informes individuales de cada uno de los Proyectos el monto total otorgable por cada tipo de beneficio para cada una de las Ofertas evaluadas, en caso de resultar adjudicadas.

Que allí se da cuenta de los montos en dólares estadounidenses de los beneficios solicitados en forma agregada en las Ofertas recibidas, por un monto total de DÓLARES ESTADOUNIDENSES TRES MIL QUINIENTOS TRECE MILLONES QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE MIL OCHENTA Y DOS (USD 3.513.569.082) y el monto otorgable por un monto total de DÓLARES ESTADOUNIDENSES TRES MIL QUINIENTOS ONCE MILLONES CIENTO SESENTA Y UN MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y SIETE (USD 3.511.161.657), determinado como resultado de la revisión y análisis detallado que allí se describe, por el total de los NUEVE MIL CUATROCIENTOS UNO CON CINCO MEGAVATIOS (9.401,5 MW) de potencia ofertados.

Que sin perjuicio de las cifras indicadas precedentemente, conforme surge de dicho informe, toda vez que el monto total máximo otorgable por la totalidad de la potencia requerida de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1.200 MW) es de DÓLARES ESTADOUNIDENSES NOVECIENTOS DIECISÉIS MILLONES (USD 916.000.000), en función del cupo máximo de beneficios asignable por megavatio por Tecnología, de acuerdo con lo previsto en el artículo 4° de la citada Resolución N° 275/2017, el saldo de cupo disponible para el ejercicio 2017 –que asciende a DÓLARES ESTADOUNIDENSES DOS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA MIL SESENTA Y CINCO (USD 2.293.980.065)– es suficiente para la asignación de los beneficios fiscales a quienes resulten adjudicatarios.

Que por otra parte, luego de realizar el análisis de la documentación presentada por los Oferentes, en los términos del artículo 16.5 del Pliego de Bases y Condiciones, CAMMESA remitió a esta Autoridad de Aplicación, mediante Nota N° B-121700-1 de fecha 22 de noviembre de 2017, el informe no vinculante de precalificación.

Que en la nota mencionada constan los resultados del análisis de admisibilidad de las Ofertas presentadas, así como un informe ejecutivo individual, agrupados por tecnología, de la evaluación realizada de cada Oferta.

Que la citada Secretaría emitió un informe en el proceso de calificación formal, técnica y legal de las Ofertas presentadas en el marco de la presente Convocatoria, en el que se efectuaron recomendaciones respecto de la calificación de las Ofertas, compartiendo las recomendaciones formuladas por CAMMESA en el informe de precalificación.

Que por todo ello, sobre la base del análisis y las evaluaciones efectuadas por las áreas técnicas competentes en el marco de la presente Convocatoria y en función de lo previsto en el artículo 16.5 del Pliego de Bases y Condiciones, corresponde a esta Autoridad de Aplicación determinar las Ofertas en condiciones de ser calificadas, decidir sobre los beneficios fiscales a otorgar a cada Proyecto e instruir a CAMMESA para que realice las notificaciones correspondientes y continúe con el procedimiento.

Que corresponde descalificar TREINTA Y SEIS (36) Ofertas, por haber incurrido en los incumplimientos del Pliego de Bases y Condiciones que se detallan en los respectivos informes individuales, convirtiéndolas en inadmisibles por presentar deficiencias insalvables que no permiten su evaluación y/o comparación en condiciones de igualdad con las restantes Ofertas admitidas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 16.2 del citado Pliego.

Que entre los incumplimientos que justifican la descalificación de las Ofertas mencionadas en el párrafo anterior se incluyen no haber acreditado la habilitación ambiental a la fecha de presentación de Ofertas (artículo 12.4.6 del PBC), la habilitación para uso del suelo (12.4.3), no haber presentado la prospectiva del recurso y cálculo de la producción en los términos requeridos por el Pliego (artículo 12.5), incumplimiento de los requisitos del Punto de Interconexión y de los de Acceso a la Capacidad de Transporte (artículos 12.4.5), no presentación o presentación deficiente de la Garantía de Mantenimiento de Oferta (artículo 10 del PBC), incumplimiento del Requerimiento Financiero del Socio Estratégico (artículo 12.3 del PBC) y no presentación del acuerdo explícito y formal del propietario de la Línea de DOSCIENTOS VEINTE kilovoltios (220 kV) El Bracho – Alumbrera –PDI 4290– (Anexos 3.1 y 3.2).

Que las restantes Ofertas han cumplido con los requerimientos del Pliego de Bases y Condiciones, motivo por el cual corresponde resolver su calificación para la siguiente etapa de la presente Convocatoria.

Que los beneficios fiscales que por el presente se determinan, serán los que, para los Oferentes que resulten Adjudicatarios, se incorporarán en el Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento.

Que sobre la base de la información presentada por los Oferentes y de la evaluación realizada, corresponde indicar para cada caso los datos específicos referidos a Componente Nacional Declarado, Potencia Ofertada, Plazos Programados de Habilitación Comercial, Punto de Interconexión, capacidad financiera del Socio Estratégico, la presentación de ampliaciones ofrecidas, las Ofertas Alternativas, las Ofertas excluyentes sobre el mismo proyecto y el monto de la Garantía del Banco Mundial cuando ésta fue solicitada.

Que en otro orden, resulta necesario prever que antes de la “Fecha de Suscripción del Contrato de Abastecimiento”, las Ofertas que resulten adjudicadas deberán adecuar, en función de la potencia adjudicada, los aspectos técnicos, de tecnología y demás documentación relacionada –incluyendo la Energía Comprometida y la Energía Comprometida Mínima– conforme les sea solicitado, de acuerdo con los requerimientos del Pliego de Bases y Condiciones, cuando se trate de ajustes no sustanciales, en los términos establecidos en los artículos 18 y 19 del citado Pliego.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191; los artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Determínase la calificación de las Ofertas presentadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2)”– efectuada mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, conforme se detalla en el Anexo I (IF-2017-29429445-APN-SSER#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución y en los términos del Informe Técnico (IF-2017-29465521-APN-SECEE#MEM) de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio.

ARTÍCULO 2°.- Determínase el monto de los beneficios fiscales que corresponde otorgar a cada Proyecto conforme surge del Anexo II (IF-2017-29429858-APN-SSER#MEM) que forma parte integrante de la presente medida, en los términos del Informe Técnico (IF-2017-29465505-APN-SECEE#MEM) de la citada Secretaría. Dichos beneficios fiscales se incorporarán al Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, a favor de los Oferentes que resulten Adjudicatarios.

ARTÍCULO 3°.- El Componente Nacional Declarado, la Potencia Ofertada, los Plazos Programados de Habilitación Comercial, el Punto de Interconexión, la capacidad financiera del Socio Estratégico, la presentación de ampliaciones ofrecidas, las Ofertas Alternativas, las Ofertas excluyentes sobre el mismo proyecto, la Garantía de Banco Mundial solicitada, correspondientes a cada Oferta son los indicados en los Anexos III (IF-2017-29430258-APN-SSER#MEM), IV (IF-2017-29430647-APN-SSER#MEM) y V (IF-2017-29430965-APN-SSER#MEM) que forman parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 4°.- Instrúyese a CAMMESA para que realice las notificaciones de las calificaciones correspondientes y de los términos respectivos del citado Informe Técnico de la mencionada Secretaría y

el monto otorgable de beneficios fiscales en los términos del artículo 2° de la presente resolución. Deberá asimismo informar a los Oferentes que no hayan resultado calificados, que podrán retirar su Garantía de Mantenimiento de Oferta y el/los respectivos Sobre/s “B” cerrado/s en el plazo de DIEZ (10) días hábiles posteriores al acto de apertura del Sobre “B”, en los términos del artículo 16.9 del Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 5°.- Antes de la “Fecha de Suscripción del Contrato de Abastecimiento”, las Ofertas que resulten adjudicadas deberán adecuar, en función de la potencia adjudicada, los aspectos técnicos, de tecnología y demás documentación relacionada –incluyendo la Energía Comprometida y la Energía Comprometida Mínima– conforme les sea solicitado, cuando se trate de ajustes no sustanciales, de acuerdo con las definiciones y requerimientos del Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 24/11/2017 N° 90943/17 v. 24/11/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexo I, Anexo II, Anexo III, Anexo IV, Anexo V)

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexos

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN E 473/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.763 del 01/12/2017

BUENOS AIRES, 30 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y 882 de fecha 21 de julio de 2016, las Resoluciones Nros. 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y 450 de fecha 23 de noviembre de 2017, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Que por el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 se aprobó la reglamentación del referido Régimen.

Que mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2) ”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de dicha resolución.

Que por ese mismo acto se aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la mencionada Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 2)”, que como Anexo (IF-2017-17397723- APN- SSER#MEM) forma parte integrante de la referida medida.

Que asimismo se instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado.

Que la Potencia Requerida total a adjudicar en la citada Convocatoria es de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1.200 MW), distribuida por tecnología y por región de conformidad con lo establecido en el artículo 3.3 del Pliego de Bases y Condiciones.

Que la Potencia Requerida total se distribuye en QUINIENTOS CINCUENTA megavatios (550 MW) para la Tecnología Eólica, CUATROCIENTOS CINCUENTA megavatios (450 MW) para la Tecnología Solar Fotovoltaica, CIEN megavatios (100 MW) para la Tecnología Biomasa, TREINTA Y CINCO (35 MW) megavatios para la Tecnología Biogás, QUINCE megavatios (15 MW) para la Tecnología Biogás de Relleno Sanitario y CINCUENTA (50 MW) para la Tecnología Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos.

Que a su vez se estableció una distribución por Región para las Tecnologías Eólica y Solar.

Que para la Tecnología Eólica se asignaron DOSCIENTOS megavatios (200 MW) para cada una de las Regiones de Comahue, Patagonia y Buenos Aires, tal como se las delimita en el Pliego, no pudiendo superar la sumatoria de las TRES (3) Regiones mencionadas alcancen los CUATROCIENTOS CINCUENTA megavatios (450 MW), quedando CIEN megavatios (100 MW) para la Región Resto Eólica, según se la define en el Pliego, sin perjuicio de la facultad de ampliar la potencia a contratar prevista en los artículos 18.6 y 19.7 del Pliego.

Que para la Tecnología Solar Fotovoltaica se asignaron DOSCIENTOS megavatios (200 MW) para cada una de las Regiones de NOA y Cuyo, tal como se las delimita en el Pliego, no pudiendo superar la sumatoria de las DOS (2) Regiones mencionadas alcancen los TRESCIENTOS CINCUENTA megavatios (350 MW), quedando CIEN megavatios (100 MW) para la Región Resto Solar, según se la define en el Pliego, sin perjuicio de la facultad de ampliar la potencia a contratar prevista en los artículos 18.6 y 19.7 del Pliego.

Que por el artículo 3.5 del Pliego de Bases y Condiciones se establecieron los siguientes Precios Máximos por megavatio hora para las distintas Tecnologías: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y SEIS CON VEINTICINCO (USD 56,25/MWh) para la Tecnología Eólica, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA Y SIETE CON CUATRO (USD 57,04/MWh) para la Tecnología Solar, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO DIEZ (USD 110/MWh) para la Tecnología Biomasa, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO SESENTA (USD 160/MWh) para la Tecnología Biogás, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO TREINTA (130/MWh) para la Tecnología Biogás de Relleno Sanitario y DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO CINCO (USD 105/MWh) para la Tecnología Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos.

Que, adicionalmente, para las Tecnologías Biomasa y Biogás (excepto Biogás de Relleno Sanitario) se estableció un Incentivo por Escala Biomasa/Biogás, en los términos previstos en el artículo 3.6 y en el Anexo 20 del Pliego, según la escala de potencia allí establecida.

Que en el marco de la Convocatoria realizada por la citada Resolución N° 275/2017, con fecha 19 de octubre de 2017, se procedió a la recepción en sobre cerrado de las Ofertas (Sobres “A” y “B”) y a la apertura del Sobre “A” de las DOSCIENTAS VEINTIOCHO (228) Ofertas presentadas, por un total de NUEVE MIL CUATROCIENTOS UNO CON CINCUENTA megavatios (9.401,50 MW) de potencia ofertados.

Que cumplida la etapa de evaluación del Sobre “A” de las Ofertas, este Ministerio dictó la Resolución N° 450 de fecha 23 de noviembre de 2017, por la cual determinó la calificación de las Ofertas presentadas, individualizando en el Anexo I (IF-2017-29429445-APN-SSER#MEM) de dicho acto a aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal y que, por lo tanto, se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas económicas contenidas en los Sobres “B”.

Que respecto de las Ofertas calificadas se determinó el monto de los beneficios fiscales que correspondía otorgar a cada Proyecto y el Componente Nacional Declarado por cada uno, conforme se detalló en el Anexo II (IF-2017-29429858-APN-SSER#MEM) del mismo acto.

Que también se estableció la Potencia Ofertada, los Plazos Programados de Habilitación Comercial, el Punto de Interconexión, la capacidad financiera del Socio Estratégico, la presentación de ampliaciones ofrecidas, las Ofertas Alternativas, las Ofertas excluyentes sobre el mismo proyecto, la Garantía de Banco Mundial solicitada, correspondientes a cada Oferta conforme se indica en los Anexos III (IF-2017-29430258-APN-SSER#MEM), IV (IF-2017-29430647-APN-SSER#MEM) y V (IF-2017-29430965-APN-SSER#MEM) que forman parte integrante de la citada medida.

Que CAMMESA realizó las notificaciones correspondientes a todos los Oferentes.

Que el 23 de noviembre de 2017 se efectuó la apertura de los Sobres “B” de las Ofertas calificadas.

Que en el acto de apertura, a requerimiento de los Oferentes de las Ofertas SFV-238 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 1), SFV-243 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase2) y SFV 237 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 2 - Alternativa), quienes invocaron un error en la evaluación de sus Ofertas –que resultaron descalificadas por lo dispuesto en la Resolución N° 450/2017–, se procedió a la apertura de sus respectivos Sobres “B”.

Que con fecha 28 de noviembre de 2017, los Oferentes mencionados en el párrafo anterior, mediante el EXP-2017-30185533-APN-DDYME#MEM, acreditaron ante este Ministerio haber presentado oportunamente la documentación exigida.

Que en el caso de las Ofertas SFV-238 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 1), SFV-243 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 2), la circunstancia señalada determina que la descalificación fundada en la omisión de presentación de dichos documentos debe ser dejada sin efecto, debiéndose considerar, en consecuencia, a las Ofertas mencionadas como calificadas.

Que, en cambio, en el caso de la Oferta SFV 237 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 2 – Alternativa), además de la omisión de presentación de la documentación mencionada –que no fuetal, conforme lo acreditado– se consideró como causal autónoma de la descalificación de la Oferta que las ampliaciones del transporte propuestas en ella no permiten ampliar la capacidad máxima del PDI propuesto, ni de limitaciones asociadas, de modo que no se puede considerar como Proyecto alternativo, por no cumplir con las exigencias que se establecen en el artículo 3.8 del Pliego para considerarlo admisible.

Que de conformidad con lo previsto en el artículo 17.2 del Pliego, CAMMESA descartó las Ofertas BM-415, C.T. TUCUMAN, presentada por YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.; BRS-601, C.T. SANTA FE, presentada por INDUSTRIAS JUAN F. SECCO S.A. y SFV-239, P.S. SANTA ANA III, de CL IV REO

OFF SHORE, debido a que sus Precios Ofertados superaron los Precios Máximos de Adjudicación para sus Tecnologías previstos en el artículo 3.5.

Que CAMMESA procedió de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 del Pliego de Bases y Condiciones, calculando para cada Proyecto el Precio Ofertado Ajustado (POA) en base al Precio Ofertado para el Proyecto, el Factor de Pérdidas asociado al Punto de Interconexión (PDI) y el Plazo Programado de Habilitación Comercial y elaboró una lista ordenada por el POA para cada Tecnología, excepto para las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica para las cuales confeccionó una lista conjunta, aplicándose el sistema de desempate de Ofertas según el Componente Nacional Declarado, conforme lo previsto en el artículo 18.3 del Pliego, en los casos en que se presentaron situaciones de empate en las condiciones definidas en el artículo 18.2.

Que de esta manera se obtuvo un orden de preadjudicación para cada Tecnología, considerando los límites de capacidad del Punto de Interconexión y áreas establecidos en el Anexo 3 del Pliego de Bases y Condiciones, las Potencias Máximas y Mínimas de la Oferta, el cumplimiento del Requerimiento Financiero por parte del Socio Estratégico Financiero del Oferente y la disponibilidad de monto de garantía de Banco Mundial.

Que CAMMESA confeccionó un informe no vinculante con el listado de Ofertas con la distribución por Tecnología indicada, recomendando la adjudicación a los Oferentes seleccionados mediante el procedimiento previamente descripto, en los términos previstos en el Artículo 19.1 del citado Pliego, remitiéndolo a esta Autoridad de Aplicación mediante Nota N° B-121946-1.

Que ninguno de los Oferentes cuyas Ofertas han calificado para la evaluación de la propuesta económica ha ejercido la facultad prevista en el artículo 16.7 del Pliego de Bases y Condiciones, con motivo del otorgamiento de beneficios fiscales por un monto menor al solicitado.

Que respecto de las listas por Tecnología elaboradas por CAMMESA, la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitió un informe técnico en el que se propicia confirmar las preadjudicaciones recomendadas por CAMMESA.

Que de acuerdo con lo previsto en el artículo 18.8 del Pliego, corresponde iniciar la adjudicación por las Ofertas de las Tecnologías de Biomasa, Biogás, Biogás de Relleno Sanitario y Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos y luego en forma conjunta las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, siguiendo el orden de preadjudicación.

Que para cubrir la totalidad de los cupos previstos para las distintas Tecnologías y Regiones resulta conveniente ejercer la atribución contemplada en la parte final del artículo 18.6 del Pliego, en virtud de la cual la Potencia Requerida por Tecnología y Región puede incrementarse en la cantidad necesaria para adjudicar a la última Oferta del listado, aun cuando exceda el cupo remanente, con el propósito de optimizar la adjudicación en función de los mejores precios obtenidos.

Que el ejercicio de dicha facultad para cubrir la totalidad del cupo asignado a una Tecnología y/o a una Región no afecta la asignación de Potencia Requerida en las restantes Tecnologías y/o Regiones, resguardando el mandato de diversificación tecnológica y geográfica establecido en la Ley N° 27.191 y su decreto reglamentario y los criterios de distribución establecidos en el Pliego.

Que de las DIECISIETE (17) Ofertas calificadas referidas a Centrales de Generación de Biomasa, corresponde adjudicar a las CATORCE (14) Ofertas mejor posicionadas en el listado de preadjudicación, por un total de CIENTO DIECISIETE CON VEINTE megavatios (117,20 MW).

Que de las TREINTA Y UN (31) Ofertas calificadas referidas a Centrales de Generación de Biogás, corresponde adjudicar a las VEINTE (20) Ofertas mejor posicionadas en el listado de preadjudicación, por un total de TREINTA Y CINCO CON DOS megavatios (35,02 MW).

Que de las CUATRO (4) Ofertas calificadas referidas a Centrales de Generación de Biogás de Relleno Sanitario, corresponde adjudicar a las TRES (3) Ofertas que ofertaron por debajo del Precio Máximo de Adjudicación de esta Tecnología, por un total de TRECE CON DIEZ megavatios (13,10 MW), toda vez que, como se señaló precedentemente, la cuarta Oferta propuso un precio superior al máximo de adjudicación.

Que de las TRECE (13) Ofertas calificadas referidas a Centrales de Generación de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, corresponde adjudicar a las NUEVE (9) Ofertas mejor posicionadas en el listado de preadjudicación, por un total de VEINTE CON OCHENTA megavatios (20,80 MW), en atención a que las CUATRO (4) Ofertas restantes se refieren a los mismos Proyectos ofertados por otros Oferentes con mejor precio, siendo excluyentes entre sí, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.8 del Pliego y en el Anexo III de la Resolución N° 450/2017.

Que de las CINCUENTA Y TRES (53) Ofertas calificadas referidas a la Tecnología Eólica, de acuerdo con el orden de preadjudicación, corresponde adjudicar a las TRES (3) mejor posicionadas en la Región Buenos Aires, por un total de DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS CON CUARENTA Y DOS megavatios (266,42 MW); a las TRES (3) mejor ubicadas en la Región Patagonia, por un total de DOSCIENTOS TREINTA Y NUEVE CON CUARENTA megavatios (239,40) y a las posicionadas en primer lugar en la Región Comahue por SESENTA megavatios (60 MW) y en la Región Resto Eólica por CIEN megavatios (100 MW), según se delimitan todas las Regiones en el Pliego de Bases y Condiciones.

Que de las SETENTA Y SEIS (76) Ofertas calificadas referidas a la Tecnología Solar Fotovoltaica, de acuerdo con el orden de preadjudicación, corresponde adjudicar a las CINCO (5) mejor posicionadas en la Región NOA, por un total de DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE megavatios (247 MW); a las DOS (2) mejor ubicadas en la Región Cuyo, por un total de CIENTO NOVENTA Y NUEVE CON NOVENTA megavatios (199,90 MW) y a las CINCO (5) mejor posicionadas de la Región Resto Solar por CIENTO NUEVE CON NOVENTA megavatios (109,90 MW), según se delimitan todas las Regiones en el Pliego de Bases y Condiciones.

Que, por lo tanto, corresponde adjudicar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a SESENTA Y SEIS (66) Ofertas, por un total de UN MIL CUATROCIENTOS OCHO CON SETENTA Y DOS megavatios (1.408,72 MW).

Que en atención a la cantidad y calidad de Ofertas recibidas y al nivel de competencia alcanzado, evidenciado en los precios ofertados, resulta oportuno ejercer la atribución prevista en el artículo 19.7 del Pliego de Bases y Condiciones y ampliar los objetivos de potencia a contratar, como una medida adecuada para alcanzar con la mayor celeridad posible y a valores convenientes las metas de participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica, conforme lo establecido en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que con ese objetivo es pertinente invitar a la presentación de mejoras de las Ofertas –con el alcance que se define a continuación– respecto de los Proyectos calificados por la Resolución N° 450/2017 y la modificación que de ésta se realiza en la presente, siempre que las Ofertas no hubieren sido descartadas por superar los Precios Máximos de Adjudicación por Tecnología de acuerdo con lo previsto en el artículo 3.5. y no fueren adjudicados por el presente acto.

Que a tales efectos, se considera oportuno invitar a todos los Oferentes calificados, con el alcance mencionado en el párrafo anterior, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los Anexos 6 y 7 del Pliego, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el presente, hasta cubrir el CINCUENTA POR CIENTO (50%) adicional de la Potencia Requerida para las CUATRO (4) Tecnologías en las que existen Ofertas sin adjudicar que cumplan con los requisitos previstos en la presente.

Que resulta conveniente unificar las Tecnologías de Biomasa y Biogás, para acumular la potencia adicional asignada, por tratarse de las dos tecnologías de bioenergías en las que han quedado Ofertas sin adjudicar que cumplen con los requisitos previstos.

Que, en consecuencia, la potencia requerida adicional para la Tecnología Eólica es de DOSCIENTOS SETENTA Y CINCO megavatios (275 MW), para la Tecnología Solar Fotovoltaica asciende a DOSCIENTOS VEINTICINCO megavatios (225 MW) y para las Tecnologías de Biomasa y Biogás –en conjunto– es de SESENTA Y SIETE CON CINCUENTA megavatios (67,50 MW), sin establecer distribución regional.

Que sin perjuicio de la potencia requerida adicional por Tecnología indicada en el párrafo precedente, con el fin de optimizar la adjudicación en función de los mejores precios obtenidos, resulta conveniente mantener la previsión contemplada en la parte final del artículo 18.6 del Pliego, en virtud de la cual la potencia requerida por Tecnología puede incrementarse en la cantidad necesaria para adjudicar a la siguiente Oferta del listado, aun cuando exceda el cupo remanente, en los términos de la invitación que se formula por la presente.

Que con el fin de obtener una mejora de los precios ofertados por los Oferentes invitados, resulta conveniente establecer los precios de los contratos de las Tecnologías Biomasa y Biogás que se celebren por quienes acepten la presente invitación, de acuerdo con el promedio ponderado de los precios de los contratos de dichas Tecnología que se adjudican por este acto, al que se adicionará solamente el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Incentivo por Escala Biomasa/Biogás previsto en el artículo 3.6 y en el Anexo 20 del Pliego, según la escala de potencia allí establecida.

Que, con la misma finalidad, se considera adecuado establecer los precios de los contratos a celebrar por las Tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica por quienes acepten la invitación, de acuerdo con el

promedio ponderado de los precios de los contratos de dichas Tecnología que se adjudican por este acto por proyectos ubicados en las Regiones de Buenos Aires, Patagonia y Comahue –para la Tecnología Eólica– y en las Regiones NOA y Cuyo –para la Tecnología Solar Fotovoltaica– por tratarse, en ambos casos, de los proyectos y los precios más representativos de cada Tecnología.

Que, en consecuencia, los precios por megavatio hora que se establecen para los contratos a celebrar por quienes acepten la presente invitación, son los que se indican a continuación: a) para la Tecnología Eólica, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA CON VEINTISIETE (USD 40,27 MW/h); b) para la Tecnología Solar Fotovoltaica, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y UNO CON SETENTA Y SEIS (USD 41,76 MW/h); c) para la Tecnología Biomasa, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO SEIS CON SETENTA Y TRES (USD 106,73 MW/h); y, d) para la Tecnología Biogás, DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO CINCUENTA Y SEIS CON OCHENTA Y CINCO (USD 156,85 MW/h).

Que, en todos los casos, los precios indicados precedentemente se aplicarán siempre que resulten inferiores al Precio Ofertado por el Oferente que acepte la invitación; en caso contrario, se aplicará el Precio Ofertado.

Que, además, en los casos de Proyectos respecto de los cuales exista una restricción en el sistema de transporte eléctrico, el Oferente que acepte la invitación deberá aceptar, a su exclusivo costo, la ejecución de las obras que resulten necesarias para resolver dicha restricción, de acuerdo con lo que informe CAMMESA.

Que, por último, los Oferentes que acepten la invitación y que en su Oferta hubieren solicitado la Garantía del Banco Mundial, deberán manifestar en forma expresa si mantienen su voluntad de suscribir el Contrato aun en el caso de que no exista cupo remanente de la Garantía Banco Mundial suficiente para otorgar el monto requerido o el Monto Mínimo de Garantía Banco Mundial, en caso de haber sido solicitado.

Que el cupo remanente de Garantía de Banco Mundial disponible para los Oferentes que acepten la presente invitación y que hubieren solicitado dicha garantía en su Oferta asciende a DÓLARES ESTADOUNIDENSES TREINTA Y UN MILLONES DOS MIL SEISCIENTOS (USD 31.002.600).

Que la adjudicación de contratos a quienes acepten la presente invitación se realizará respetando el orden de preadjudicación elevado por CAMMESA y aprobado en el presente acto, hasta completar los cupos establecidos.

Que, sin perjuicio de ello, del orden de preadjudicación que se aprueba por este acto a los efectos de la invitación formulada, corresponde excluir a la Oferta SFV-229, P.S. ALPATACO, toda vez que la capacidad de su Socio Estratégico Financiero consignada en el Anexo IV de la Resolución N° 450/2017, ha quedado agotada como consecuencia de las adjudicaciones decididas a favor de las Ofertas SFV-218, SFV-24 y SFV-64, que cuentan con Socios Estratégicos Financieros que consolidan balance con el Socio Estratégico Financiero de la Ofertas citada en primer término para cumplir con el Requerimiento Financiero en los términos del artículo 12.3 del Pliego.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los Artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios.

Por ello

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Déjase sin efecto la descalificación de las Ofertas SFV-238 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 1) y SFV-243 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 2), dispuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 450 de fecha 23 de noviembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y su correspondiente Anexo I (IF-2017-29429445-APN-SSER#MEM) y dispónese la calificación de las Ofertas mencionadas, a todos los efectos correspondientes en la presente Convocatoria.

ARTÍCULO 2°.- Confírmase la descalificación de la Oferta SFV-237 (Proyecto Solar Fotovoltaico San Diego 4 – Fase 2 - Alternativa), dispuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 450 de fecha 23 de noviembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y su correspondiente Anexo I (IF-2017-29429445-APN-SSER#MEM).

ARTÍCULO 3°.- Recházanse las Ofertas BM-415, C.T. TUCUMAN, presentada por YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.; BRS-601, C.T. SANTA FE, presentada por INDUSTRIAS JUAN F. SECCO S.A. y

SFV-239, P.S. SANTA ANA III, de CL IV REO OFF SHORE, debido a que sus Precios Ofertados superaron los Precios Máximos de Adjudicación para sus Tecnologías previstos en el artículo 3.5 del Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 4°.- Adjudícanse los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5°.- Establécese que en los Contratos a celebrarse por los Proyectos que se enumeran en el Anexo II (IF-2017-30389547-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución, deberá incluirse la cláusula de "Obligación de Tomar o Pagar" definida en el artículo 3.4 del Pliego de Bases y Condiciones y en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable incluido como Anexo 6 del citado Pliego, consignándose la obra asociada a dicha cláusula, individualizada para cada caso en el Anexo II citado.

ARTÍCULO 6°.- Invítase a los Oferentes de las Ofertas calificadas por la Resolución N° 450/2017 y por el artículo 1° del presente acto, que no resultaron adjudicados por el artículo 4° de esta resolución, a celebrar sendos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los Anexos 6 y 7 del Pliego de Bases y Condiciones, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el artículo siguiente, hasta cubrir las potencia requerida adicional por Tecnología que se indica a continuación:

a. Tecnología Eólica: DOSCIENTOS SETENTA Y CINCO megavatios (275 MW).

b. Tecnología Solar Fotovoltaica: DOSCIENTOS VEINTICINCO megavatios (225 MW).

c. Tecnologías de Biomasa y Biogás –en conjunto–: SESENTA Y SIETE CON CINCUENTA megavatios (67,50 MW).

La potencia requerida adicional por Tecnología indicada en este artículo podrá incrementarse en la cantidad necesaria para adjudicar íntegramente a la siguiente Oferta del listado que hubiera aceptado la invitación en los términos y condiciones establecidos en el artículo siguiente, aun cuando exceda el cupo remanente.

ARTÍCULO 7°.- La invitación formulada en el artículo anterior se realiza bajo los siguientes términos y condiciones:

a. El precio por megavatio hora para los contratos a celebrar por quienes acepten la presente invitación será el menor entre el Precio Ofertado y el que se indica a continuación para la Tecnología respectiva:

1. Tecnología Eólica: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA CON VEINTISIETE (USD 40,27 MW/h).

2. Tecnología Solar Fotovoltaica: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y UNO CON SETENTA Y SEIS (USD 41,76 MW/h).

3. Tecnología Biomasa: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO SEIS CON SETENTA Y TRES (USD 106,73 MW/h).

4. Tecnología Biogás: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO CINCUENTA Y SEIS CON OCHENTA Y CINCO (USD 156,85 MW/h).

a. A los precios de los contratos de las Tecnologías Biomasa y Biogás indicados en los apartados 3) y 4) del inciso a) precedente se adicionará solamente el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Incentivo por Escala Biomasa/Biogás previsto en el artículo 3.6 y en el Anexo 20 del Pliego, en caso de corresponder según la escala de potencia allí establecida.

b. En los casos de Proyectos respecto de los cuales exista una restricción en el sistema de transporte eléctrico, el Oferente que acepte la invitación deberá aceptar, a su exclusivo costo, la ejecución de las obras que resulten necesarias para resolver dicha restricción que le informe CAMMESA de acuerdo con lo indicado en el artículo siguiente.

c. Los Oferentes que en su Oferta hubieren solicitado la Garantía del Banco Mundial, deberán manifestar en forma expresa si mantienen su voluntad de suscribir el Contrato aun en el caso de que no exista cupo remanente de la Garantía Banco Mundial suficiente para otorgar el monto requerido o el Monto Mínimo de Garantía Banco Mundial, en caso de haber sido solicitado.

d. La adjudicación de contratos a quienes acepten la presente invitación se realizará respetando el orden de preadjudicación elevado por CAMMESA, que por el presente se aprueba y se incluye como Anexo III (IF-2017-30470030-APN-DNER#MEM) de esta resolución, hasta completar los cupos establecidos.

Los Oferentes incluidos en el artículo precedente deberán manifestar su voluntad de acceder a la celebración de un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos y condiciones establecidos en el presente artículo en forma expresa y por escrito a CAMMESA, en el término de DIEZ (10) días corridos contados desde la notificación de la presente. (Nota Infoleg: por art. 1° de la Disposición N° 72/2017 de la Subsecretaría de Energías Renovables B.O. 13/12/2017 se prorroga el plazo establecido en el último párrafo del presente artículo hasta el 15 de diciembre de 2017, inclusive, con alcance general para todos los Oferentes invitados en los términos dispuestos en el artículo 6° de la resolución de referencia y a todos sus efectos)

ARTÍCULO 8°.- Instrúyese a CAMMESA a informar a los Oferentes invitados por el artículo 6°, en forma individual, siguiendo el orden de preadjudicación incluido en el Anexo III de la presente, y hasta completar el cupo definido en el mismo artículo, sobre las obras que resulten necesarias para resolver la restricción de transporte, en caso de existir.

ARTÍCULO 9°.- Exclúyense de la invitación formulada por el artículo 6° a las Ofertas rechazadas por el artículo 3° de esta resolución y a la Oferta SFV-229, P.S. ALPATACO, por las razones expuestas en el considerando de la presente.

ARTÍCULO 10.- Instrúyese a CAMMESA para que notifique lo resuelto en los artículos 1°, 2° y 3° y las adjudicaciones dispuestas por el artículo 4° de la presente resolución, en el plazo establecido al efecto en el Artículo 19.2 del Pliego de Bases y Condiciones, y proceda a la suscripción de los respectivos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en el Artículo 21 y conforme el modelo incorporado como Anexo 6, ambos del Pliego de Bases y Condiciones. Al modelo de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable deberán incorporarse las aclaraciones establecidas mediante Circulares emitidas por CAMMESA de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del Pliego de Bases y Condiciones, en caso de corresponder, facultándose a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a confeccionar el texto definitivo.

ARTÍCULO 11.- Instrúyese a CAMMESA para que notifique la invitación prevista en los artículos 6° y 7° y, oportunamente, proceda a la suscripción de los respectivos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con los Oferentes que acepten la invitación formulada y resulten adjudicatarios, en los términos establecidos en el artículo 21 y conforme el modelo incorporado como Anexo 6, ambos del Pliego de Bases y Condiciones, con la incorporación de las aclaraciones establecidas mediante Circulares emitidas por CAMMESA, según lo previsto en el artículo anterior.

ARTÍCULO 12.- CAMMESA retendrá las Garantías de Mantenimiento de Oferta de los Oferentes invitados por el artículo 6° que acepten la invitación y que resulten adjudicatarios, hasta la suscripción del respectivo contrato, oportunidad en la que estos deberán constituir la Garantía de Cumplimiento del Contrato, de conformidad con lo previsto en los artículos 21 y 22 del Pliego de Bases y Condiciones.

CAMMESA restituirá las Garantías de Mantenimiento de Ofertas a los Oferentes invitados que no acepten la invitación, en forma expresa o tácita, o que hubieren aceptado la invitación pero no accedan a un contrato por falta de cupo, una vez vencido el plazo establecido en el último párrafo del artículo 7°.

ARTÍCULO 13.- Instrúyese al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA, en su calidad de Fiduciario del FONDO DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), a suscribir los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fideicomiso FODER con los adjudicatarios y con los Oferentes que acepten la invitación prevista en los artículos 6° y 7° de la presente y que resulten adjudicatarios y con el ESTADO NACIONAL, de acuerdo con el modelo incluido como Anexo 7 del Pliego de Bases y Condiciones. Al modelo de Acuerdo de Adhesión deberán incorporarse las aclaraciones establecidas mediante Circulares emitidas por CAMMESA de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del Pliego de Bases y Condiciones, en caso de corresponder, facultándose a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a confeccionar el texto definitivo.

ARTÍCULO 14.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a dictar las normas aclaratorias y complementarias de la presente resolución y a adoptar las medidas necesarias para su ejecución.

ARTÍCULO 15.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 16.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Juan José Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/12/2017 N° 93746/17 v. 01/12/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII)

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexo

Archivo.pdf

NO-2018-50164342-APN-SSEE-MHA

Anexo.pdf

RESOLUCIÓN E 488/2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.775 del 20/12/2017

BUENOS AIRES, 19 DE DICIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificaciones y 882 de fecha 21 de julio de 2016, las Resoluciones Nros. 275 de fecha 16 de agosto de 2017, 450 de fecha 23 de noviembre de 2017 y 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica sancionado por la Ley N° 26.190, modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé el incremento de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que por el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 se aprobó la reglamentación del referido Régimen.

Que mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2)”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de mencionada resolución.

Que mediante la citada Resolución N° 275/2017 se aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la mencionada Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 2)”, que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la referida resolución.

Que cumplida la etapa de evaluación del Sobre “A” de las Ofertas, este Ministerio dictó la Resolución N° 450 de fecha 23 de noviembre de 2017, por la cual determinó la calificación de las Ofertas presentadas, individualizando en el Anexo I (IF-2017-29429445-APN-SSER#MEM) de dicho acto a aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal y que, por lo tanto, se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas económicas contenidas en los Sobres “B”.

Que luego de la apertura de los Sobres “B” y del cumplimiento de las evaluaciones correspondientes, se dictó la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 de este Ministerio, por la que se resolvió adjudicar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a las SESENTA Y SEIS (66) Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la citada resolución, por un total de UN MIL CUATROCIENTOS OCHO COMA SETENTA Y DOS MEGAVATIOS (1.408,72 MW).

Que asimismo, en atención a la cantidad y calidad de Ofertas recibidas y al nivel de competencia alcanzado, evidenciado en los precios ofertados, se consideró oportuno ejercer la atribución prevista en el artículo 19.7 del Pliego de Bases y Condiciones y ampliar los objetivos de potencia a contratar, como una medida adecuada para alcanzar con la mayor celeridad posible y a valores convenientes las metas de participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica, conforme lo establecido en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que con ese objetivo, por el artículo 6° de la citada Resolución N° 473/2017 se invitó a los Oferentes de las Ofertas calificadas por la mencionada Resolución N° 450/2017 y por el artículo 1° de aquélla, que no resultaron adjudicados por el artículo 4° de la resolución citada en primer término, a celebrar sendos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los Anexos 6 y 7 del Pliego de Bases y Condiciones, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el artículo 7° de la mencionada Resolución N° 473/2017, hasta cubrir el CINCUENTA POR CIENTO (50%) adicional de la Potencia Requerida en la Ronda 2 para las CUATRO (4) Tecnologías en

las que existen Ofertas sin adjudicar, que cumplan con los requisitos previstos en la mencionada Resolución N° 473/2017.

Que la potencia requerida adicional resultante por Tecnología determinada en el artículo 6° de la Resolución N° 473/2017 es la que se indica a continuación: a) Tecnología Eólica: DOSCIENTOS SETENTA Y CINCO MEGAVATIOS (275 MW); b) Tecnología Solar Fotovoltaica: DOSCIENTOS VEINTICINCO MEGAVATIOS (225 MW); y c) Tecnologías de Biomasa y Biogás –en conjunto–: SESENTA Y SIETE COMA CINCUENTA MEGAVATIOS (67,50 MW).

Que en la misma norma se prevé que la potencia requerida adicional por Tecnología indicada en dicho artículo podrá incrementarse en la cantidad necesaria para adjudicar íntegramente a la siguiente Oferta del listado que hubiera aceptado la invitación en los términos y condiciones establecidos en el artículo 7° de la citada Resolución N° 473/2017, aun cuando exceda el cupo remanente.

Que en el citado artículo 7° se definieron los términos y condiciones de la invitación formulada, estableciéndose el precio por megavatio hora para cada Tecnología, para los contratos a celebrar por quienes acepten la invitación y la obligación de asumir, a su exclusivo costo, la ejecución de las obras que resulten necesarias para resolver la restricción en el sistema de transporte que pudiere existir, de acuerdo con lo informado por CAMMESA para cada caso.

Que el precio de los contratos a celebrar será el menor entre el Precio Ofertado y el que se indica a continuación para la Tecnología respectiva: 1) Tecnología Eólica: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA CON VEINTISIETE CENTAVOS (USD 40,27 MW/h); 2) Tecnología Solar Fotovoltaica: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y UNO CON SETENTA Y SEIS CENTAVOS (USD 41,76 MW/h); 3) Tecnología Biomasa: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO SEIS CON SETENTA Y TRES CENTAVOS (USD 106,73 MW/h); y 4) Tecnología Biogás: DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO CINCUENTA Y SEIS CON OCHENTA Y CINCO CENTAVOS (USD 156,85 MW/h).

Que además, se estableció que a los precios de los contratos de las Tecnologías Biomasa y Biogás indicados en el párrafo precedente se adicionará solamente el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Incentivo por Escala Biomasa/Biogás previsto en el artículo 3.6 y en el Anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones, en caso de corresponder según la escala de potencia allí establecida.

Que por otro lado, se dispuso que los Oferentes que en su Oferta hubieren solicitado la Garantía del Banco Mundial, debían manifestar en forma expresa si mantenían su voluntad de suscribir el Contrato aun en el caso de que no exista cupo remanente de la Garantía Banco Mundial suficiente para otorgar el monto requerido o el Monto Mínimo de Garantía Banco Mundial, en caso de haber sido solicitado.

Que de conformidad con lo previsto en el inciso d) del artículo 7° de la citada Resolución N° 473/2017, la adjudicación de contratos a quienes acepten la invitación formulada se realizará respetando el orden de preadjudicación elevado por CAMMESA, aprobado por la citada resolución e incluido como Anexo III (IF-2017-30470030-APN-DNER#MEM) de aquélla, hasta completar los cupos establecidos.

Que los Oferentes invitados debían manifestar su voluntad de acceder a la celebración de un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos y condiciones expuestos precedentemente en forma expresa y por escrito a CAMMESA, en el término de DIEZ (10) días corridos contados desde la notificación de la mencionada Resolución N° 473/2017, plazo prorrogado por la Disposición N° 72 de fecha 11 de diciembre de 2017 de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio, hasta el 15 de diciembre de 2017, inclusive.

Que mediante la Nota N° B-122080-2 de fecha 15 de diciembre de 2017, CAMMESA remitió a esta Autoridad de Aplicación un informe no vinculante con el resultado de las invitaciones realizadas a los oferentes siguiendo las instrucciones establecidas en la mencionada Resolución N° 473/2017.

Que conforme se expresa en el citado informe, CAMMESA evaluó la Capacidad Financiera del Socio Estratégico asociado a cada Oferta a invitar, resultando de dicho análisis que corresponde excluir de las invitaciones a la Oferta SFV-217 - “P.S. Andalgala”, a raíz de que la capacidad de contratación remanente del Socio Estratégico de la Oferta ha quedado agotada como consecuencia de las adjudicaciones decididas a favor de la Oferta SFV-284 - “P.S. Zapata” que se encuentra primera en el orden de invitación establecido en el citado Anexo III, puesto que ambas ofertas cuentan con Socios Estratégicos Financieros que consolidan balance en forma conjunta.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio emitió el Informe Técnico correspondiente, en el que comparte los términos del informe elevado por CAMMESA y propicia la suscripción de los respectivos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con quienes han aceptado la invitación formulada mediante la citada Resolución N° 473/2017.

Que han manifestado su voluntad de aceptar la invitación, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos, todos los titulares de los proyectos de las Tecnologías Biogás y Biomasa incluidos en el citado Anexo III, por un total de CUARENTA Y SIETE COMA VEINTE MEGAVATIOS (47,20 MW) en conjunto; de la Tecnología Eólica los ubicados en las CUATRO (4) primeras posiciones del orden de preadjudicación de dicha Tecnología por un total de TRESCIENTOS VEINTISIETE COMA SESENTA MEGAVATIOS (327,60 MW) y en la Tecnología Solar Fotovoltaica los ubicados en las CINCO (5) primeras posiciones asignables del citado orden, para la referida Tecnología, alcanzando los DOSCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE COMA CINCUENTA MEGAVATIOS (259,50 MW).

Que teniendo en cuenta las potencias ofertadas en cada caso y la potencia requerida adicional por Tecnología para la invitación formulada, con los proyectos mencionados se cubre la totalidad de esta última, resultando conveniente ejercer la atribución prevista en el último párrafo del artículo 6° de la citada Resolución N° 473/2017, incrementando la cantidad de la potencia requerida adicional por Tecnología necesaria para adjudicar íntegramente a las Ofertas de cada listado que aceptaron la invitación, cuando el cupo remanente de la potencia requerida resultare insuficiente, luego de la adjudicación a las Ofertas mejor posicionadas.

Que los titulares de proyectos deben asumir a su exclusivo costo la ejecución de obras necesarias para resolver las restricciones en el sistema de transporte informadas por CAMMESA, obligación que deberá incluirse en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir.

Que corresponde asignar el cupo remanente de la Garantía Banco Mundial a los Oferentes que en su Oferta la hubieren solicitado, hasta agotar dicho remanente, asignada en función del orden de preadjudicación referenciado en el citado Anexo III, para la invitación, debiéndose señalar que todos los Oferentes que solicitaron dicha garantía y aceptaron la invitación formulada manifestaron en forma expresa que mantienen su voluntad de suscribir el Contrato aun en caso de que no exista cupo remanente suficiente para otorgar el monto requerido o el Monto Mínimo de Garantía Banco Mundial, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7°, inciso c) de la mencionada Resolución N° 473/2017.

Que en los casos de las Ofertas EOL-049, EOL-010, EOL-022, EOL-025, SFV-202, SFV-275 y SFV-219, deberá incluirse en los respectivos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir, la cláusula de “Obligación de Tomar o Pagar” definida en el artículo 3.4 del Pliego de Bases y Condiciones y en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable incorporado como Anexo 6 del Pliego de Bases y Condiciones, consignándose la obra asociada a dicha cláusula, por conectarse en uno de los Puntos de Interconexión (PDI) incluidos en el Anexo 3.2 del citado Pliego.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Adjudícanse los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en las Resoluciones Nros. 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, ambas de este Ministerio, a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I (IF-2017-33426894-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución, indicándose el Precio Adjudicado por megavatio hora para cada Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir y la asignación del cupo remanente de la Garantía Banco Mundial.

El Precio Adjudicado mencionado incluye –en los casos en que corresponde– el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Incentivo por Escala Biomasa/Biogás previsto en el artículo 3.6 y en el Anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la citada Resolución N° 275/2017.

ARTÍCULO 2°.- Establécese que en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrarse con el Oferente que se individualiza en el Anexo II (IF-2017-33427234-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la presente resolución, deberá incluirse que el titular del Proyecto, en su calidad de Parte Vendedora, asume a su exclusivo costo la obligación de ejecutar la obra descripta en el citado Anexo II, con el fin de resolver la restricción en el sistema de transporte existente.

ARTÍCULO 3°.- Establécese que en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrarse con los Oferentes que se enumeran en el Anexo III (IF-2017-33427351-APN-DNER#MEM)

que forma parte integrante de la presente resolución, deberá incluirse la cláusula de “Obligación de Tomar o Pagar” definida en el artículo 3.4 del Pliego de Bases y Condiciones y en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable incluido como Anexo 6 del citado Pliego, consignándose la obra asociada a dicha cláusula, individualizada para cada caso en el citado Anexo III.

ARTÍCULO 4°.- La COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE), en su calidad de Fiduciario del FONDO DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), procederán de acuerdo con lo previsto en los artículos 11, 12 y 13 de la citada Resolución N° 473/2017.

ARTÍCULO 5°.- Instrúyese a CAMMESA para que notifique lo resuelto en la presente resolución a todos los Oferentes invitados conforme el artículo 6° de la citada Resolución N° 473/2017, enumerados en el Anexo III (IF-2017-30470030-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de aquélla.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese a CAMMESA y al BICE.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 20/12/2017 N° 99153/17 v. 20/12/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII)

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexo

Archivo.pdf

RESOLUCIÓN FC 1/2017

BUENOS AIRES, 16 DE MAYO 2017

Usuarios Electrointensivos.

Establécese que las empresas cuyo código de actividad principal declarado ante la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, que a la fecha de publicación de la presente medida, se corresponda con alguno de los detallados en el Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución, y se encuentren categorizadas como Grandes Demandas de Distribuidores - Gran Usuario Distribución - GUDis-, con demanda de Potencia igual o superior a 300 kW, recibirán durante el periodo indicado en el Artículo 3º de la presente Resolución, un descuento de hasta el 20 % sobre los Precios Estacionales de Referencia vigentes al momento de cada transacción económica, según corresponda a consumos en horas pico, en horas restantes y en horas de valle, hasta el límite de consumo de 15.000 MWh

VER RESOLUCION

DISPOSICIÓN S.S.A yE. E 13-E - 2017

Publicación Boletín Oficial N° 33.745, del 06/11/2011

BUENOS AIRES, 02 DE NOVIEMBRE DE 2017

Prorróganse hasta el 30 de noviembre de 2017 los plazos otorgados a las empresas que resultaren beneficiarias conforme el artículo 1º de la Resolución Conjunta Nº1 de fecha 20 de septiembre de 2017 de la Secretaría de Industria y Servicios del Ministerio de Producción y de la Secretaria de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, a los fines de que éstas cumplan con las previsiones dispuestas en el Anexo V del artículo 6º de la Resolución Conjunta Nº de fecha 16 de mayo de 2017 del Ministerio de Energía y Minería y del Ministerio de Producción

VER RESOLUCION

RESOL-2017-19-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.558 del 02/02/2017

BUENOS AIRES, 27 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2016-03168310-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 por el que se declara la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruye al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia e implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que, el diagnóstico sectorial efectuado en los fundamentos de la mencionada declaración expone, a dicha fecha, un estado de situación grave describiendo, con relación al segmento de generación, que: I) el nivel de confiabilidad del parque de generación térmica convencional instalado, afectado por su antigüedad y gestión, limita la disponibilidad a valores por debajo de los estándares internacionales de la industria, y requiere trabajos de reparación y mantenimiento que, por el estado de las unidades, insumen mayores recursos económicos; II) los escasos niveles de reserva operativa en días y horas de alta exigencia por condiciones meteorológicas extremas —menores al CINCO POR CIENTO (5%) de la potencia disponible en el sistema— implican el riesgo de restricciones en el suministro ante hechos imprevistos; III) respecto de los niveles de reserva del sistema, no hay certeza suficiente del ingreso de nuevos equipos de generación en el mediano plazo; y IV) equipos de generación instalados en determinados nodos de la red de distribución, imprescindibles para poder abastecer la demanda local, tienen gran antigüedad.

Que, en dicho contexto, la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del citado Ministerio señala en sus fundamentos que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias ajenas al criterio subyacente en la Ley N° 24.065, consistente éste en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que se explicita, en la citada ley, que el abandono de criterios de razonabilidad y eficiencia en la definición de los precios del MEM ha incrementado el costo de abastecer adecuadamente a la demanda, distorsionando las señales económicas y desalentando así la inversión privada de riesgo en generación de energía eléctrica.

Que, atendiendo al mandato conferido al citado Ministerio por el aludido Decreto N° 134/2015 y en virtud de la delegación dispuesta por el Artículo 11 de la citada Resolución N° 6/2016, se procuró mitigar el déficit de potencia firme mediante la Convocatoria Abierta para la contratación de generación realizada en el marco de la Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del citado Ministerio.

Que, asimismo, se consideró oportuno y conveniente efectuar adecuaciones a la remuneración de los Agentes Generadores, conforme las pautas establecidas por la Resolución N° 22 de fecha 30 de marzo de 2016 de la citada Secretaría, al sólo efecto de sostener, provisoriamente, la operación y mantenimiento de las máquinas y centrales alcanzadas por dicha norma, hasta la progresiva entrada en vigencia de las medidas regulatorias bajo evaluación del PODER EJECUTIVO NACIONAL, para la normalización del funcionamiento del MEM, con sustento en el Marco Regulatorio Eléctrico Federal establecido por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065.

Que es imperativo, durante el período enmarcado por el Decreto N° 134/2015, asegurar en el Sistema Interconectado Nacional la disponibilidad de la generación eléctrica existente de fuente convencional, no comprometida a la fecha de la presente resolución en cualquier tipo de contrato.

Que resulta asimismo necesario que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cuente con información confiable sobre la real disponibilidad de potencia en el MEM con el objeto de una adecuada programación de la operación.

Que, en orden a ello, cabe implementar un mecanismo remuneratorio que valorice positivamente la mayor exactitud en la declaración de disponibilidad garantizada.

Que, a fin de propiciar las inversiones necesarias por parte de los Agentes Generadores para el mantenimiento e incremento de la disponibilidad de sus equipos, es necesario adaptar los criterios de remuneración a condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de mediano plazo, que sean asignables y/o trasladables a la demanda, mientras se implementen gradualmente los mecanismos regulatorios que, ordenados a los principios rectores contenidos en las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 que integran el Marco Regulatorio Eléctrico, permitan transferir plenamente la responsabilidad directa de la contratación de su demanda en cabeza de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM.

Que se considera conveniente disponer en el MEM de esquemas remuneratorios claros y simplificar los conceptos remuneratorios, que hasta la fecha se encuentran en aplicación.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente acto se dicta en virtud de las facultades conferidas por el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 y la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Un Agente Generador, Cogenerador y Autogenerador del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), titular de una central de generación térmica convencional (Generador Habilitado) podrá, en los términos y con los alcances reglados en el Anexo I (IF-2017-00832034-APN - DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente resolución, declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada para suscribir COMPROMISOS DE DISPONIBILIDAD GARANTIZADA (CoDiG), por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas en tales centrales, no comprometida en contratos suscriptos conforme lo definido en el Artículo 8° de la presente medida.

ARTÍCULO 2° — La potencia que, conforme el artículo precedente, pueda ser objeto de Ofertas de Disponibilidad Garantizada, será remunerada según lo establecido en el Anexo II (IF-2017-01127391-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 3° — Apruébanse las condiciones generales a suscribir para los CoDiG incluidos en el Anexo III (IF-2017-00832471-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 4° — Los Agentes Generadores titulares de centrales de generación hidroeléctrica convencional, de bombeo y de centrales de generación a partir de otras fuentes de energía, según se especifica en el Anexo IV (IF-2017-00832362-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente medida, serán remunerados por la energía y potencia con ellas generadas, según los valores que se establecen en el referido Anexo IV, en tanto su energía y potencia no estén comprometidas en contratos de abastecimiento según lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente resolución.

ARTÍCULO 5° — Establécese un mecanismo de Incentivos a la Eficiencia Operativa para centrales térmicas de acuerdo a la metodología y remuneración definidas en el Anexo V (IF-2017-00832215-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 6° — En lo referente a las transacciones económicas, la documentación comercial y el pago de la remuneración resultante de lo establecido en los artículos precedentes, relativos a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM alcanzados, será de aplicación lo siguiente:

a) A los efectos de la publicación en el DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE), la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) convertirá los valores nominados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS ARGENTINOS, utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación ‘A’ 3500 (Mayorista)”, correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el DTE, a partir de lo cual se emitirá la documentación comercial correspondiente.

b) En caso que la referencia adoptada para la obtención del Tipo de Cambio se modifique, sustituya o no se publique en el futuro, se determinará una nueva referencia que deberá ser aprobada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

c) La fecha de vencimiento de la documentación comercial emitida será la indicada en la respectiva Liquidación de Venta, conforme lo dispuesto en el Capítulo 5 y disposiciones complementarias de Los Procedimientos.

ARTÍCULO 7° — Los CoDiG podrán ser transferidos a los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios de energía eléctrica del MEM conforme así se establezca en la reglamentación específica, una vez culminado el período de vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Hasta el dictado de las normas regulatorias pertinentes, CAMMESA, representará como parte compradora en los CoDiG, al conjunto de dichos Agentes Demandantes del MEM. El costo de los CoDiG se asignará a los referidos Agentes del MEM proporcionalmente a su demanda en dicho mercado, integrando sus compromisos de pago conforme lo reglado en el Capítulo 5 del Anexo a la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos).

ARTÍCULO 8° — Están excluidos del ámbito de aplicación de la presente resolución los Agentes Generadores del MEM de propiedad total o mayoritaria del ESTADO NACIONAL, así como la parte argentina de las Entidades Binacionales.

Están asimismo excluidos, los Agentes Generadores del MEM ajenos al ESTADO NACIONAL por la potencia y/o energía eléctrica comprometidas en el marco de los contratos regulados por las Resoluciones Nros. 1.193 de fecha 7 de octubre de 2005, 1.281 de fecha 4 de septiembre de 2006, 220 de fecha 18 de enero de 2007, 1.836 de fecha 27 de noviembre de 2007, 200 de fecha 16 de marzo de 2009, todas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y la Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y/o a través de las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM) y 213 de fecha 7 de octubre de 2016 (RESOL-2016-213-E-APN-MEM), ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, así como en cualquier otro tipo de contrato del MEM que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido o autorizado por la autoridad competente en el MEM.

ARTÍCULO 9° — Las remuneraciones previstas en la presente resolución para los Agentes Generadores alcanzados por la estipulaciones contenidas en los artículos precedentes, serán de aplicación a partir del 1 de febrero de 2017, fecha a partir de la cual quedará sin efecto el Esquema de Remuneración establecido en la Resolución N° 22 de fecha 30 de marzo de 2016 de la citada Secretaría.

ARTÍCULO 10. — Notifíquese a CAMMESA.

ARTÍCULO 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 02/02/2017 N° 5622/17 v. 02/02/2017

Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial.

Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: RESOL-2017-19-APN-SECEE-MEM_Anexos.pdf

NO-2017-15482939-APN-SECEE-MEM

Archivo.pdf

RESOL-2017-20-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.557 del 01/02/2017

Reprogramación Estacional de Verano. Aprobación.

BUENOS AIRES, 27 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-00576401-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que por Decreto Nº 1193/1993 tiene asignadas las funciones de Organismo Encargado del Despacho (OED), ha elevado a esta Secretaría la Reprogramación Trimestral Definitiva correspondiente al período Febrero - Abril de 2017, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (en adelante, LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que por medio del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a elaborar un programa de acciones necesarias, ponerlo en vigencia e implementarlo, en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003, implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias que no cumplieron con los objetivos previstos en la Ley N° 24.065, en cuanto a asegurar el abastecimiento y su calidad en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que el abandono de criterios económicos en la definición de los precios del MEM distorsionó las señales económicas, aumentando el costo de abastecimiento, desalentando la inversión privada de riesgo dirigida a incrementar eficientemente la oferta y restando incentivos al ahorro y el uso adecuado de los recursos energéticos por parte de los consumidores y usuarios.

Que, simultáneamente, sólo una proporción menor del costo de abastecimiento fue afrontada por la demanda de energía eléctrica, recurriéndose a los recursos del TESORO NACIONAL para cubrir la porción sustancial de dicho costo, lo que contribuyó significativamente a una presión tributaria progresivamente creciente sobre el conjunto de la población, situación que en la actual magnitud deviene insostenible.

Que para ello se recurrió al Fondo Unificado creado por el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, incorporándole recursos del TESORO NACIONAL en forma recurrente, para cubrir costos generados en ciertos casos por imprevisiones e ineficiencias que originaron mayores erogaciones sin reflejarse en mejoras de las condiciones de calidad y seguridad del abastecimiento.

Que el Artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece la obligación de las autoridades de asegurar, para los usuarios y consumidores de bienes y servicios, el acceso a información adecuada y veraz y la de proveer a la educación para el consumo.

Que en cumplimiento de dicho precepto constitucional, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA decidió poner en conocimiento público el costo real que implica satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual, razonable y previsible reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el Estado Nacional.

Que, en tal sentido, con el dictado de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ante el desfasaje existente entre los costos reales y los precios vigentes, y considerando las posibilidades de pago de los usuarios así como la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, se consideró pertinente sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el MEM, disponiendo la gradualidad en la reducción de los subsidios generalizados a la demanda eléctrica, lo que implica que el precio a sancionar aplicable a la demanda de energía eléctrica

de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de los usuarios que no están en condiciones de contratar su propio abastecimiento y/o tienen demandas menores a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) se mantiene todavía sensiblemente menor al costo real de abastecimiento.

Que con sujeción al aludido mandato constitucional, mediante Resoluciones N° 196 de fecha 27 de septiembre de 2016 y N° 287 del 12 de diciembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se convocó a la Audiencia Pública celebrada el pasado 14 de diciembre de 2016, incluyéndose en su objeto y exponiéndose en su desarrollo, los criterios asumidos por la Autoridad Regulatoria del MEM para: (i) la determinación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía, los valores resultantes y su evolución proyectada para los próximos años con la gradual, razonable y previsible reducción de los subsidios generalizados a la demanda, (ii) la implementación del Plan Estímulo al ahorro de energía eléctrica, con incidencia en una disminución del precio estacional mayorista y (iii) la definición del volumen de energía de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de electricidad a un precio caracterizado como de Tarifa Social.

Que, como se informó en la aludida Audiencia Pública, desde el mes de febrero del año 2016 los Agentes distribuidores y demás prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica pagaron por la energía eléctrica adquirida en el MEM para el necesario abastecimiento en horas de pico, de: (i) sus grandes demandas, la suma de PESOS SETECIENTOS SETENTA ($ 770) por megavatio/hora; (ii) los usuarios de categoría general no residencial, la suma de PESOS TRESCIENTOS VEINTE ($320) por megavatio/hora; (iii) los usuarios residenciales, el precio anterior ajustado por la incidencia de los descuentos que se aplican por promoción al ahorro; y (iv) los consumidores residenciales a los que les corresponde aplicar la tarifa social, con un descuento sustancial producto de recibir un consumo base en forma gratuita.

Que la suma ponderada de los precios pagados por los Agentes distribuidores y demás prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica adquirida en el MEM resultó en, aproximadamente, PESOS TRESCIENTOS CINCUENTA ($ 350) por megavatio/hora sobre un costo total para dicho año 2016 de PESOS UN MIL CIENTO CINCUENTA ($ 1.150) el megavatio/hora, quedando la diferencia a cargo del TESORO NACIONAL.

Que tal como se expuso en la Audiencia Pública del día 14 de diciembre de 2016, desde el año 2016 la gradual reducción de subsidios generalizados se extenderá hasta el año 2019, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del total del lapso comprendido hasta el año 2019.

Que también se explicitó en la Audiencia Pública que en dicho lapso, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente, en función de los cambios que se registren en los parámetros utilizados para su cálculo.

Que la cobertura del costo monómico a pagar por la demanda eléctrica del sector residencial y comercial para el corriente año, informada también en la Audiencia Pública, se estima en el 47% del costo real de abastecer dicha demanda, participando en tal reducción, los Precios Estacionales subsidiados que se aprueban por la presente.

Que a los efectos de la definición de los precios a pagar por la energía eléctrica en el MEM, han sido evaluadas las exposiciones y presentaciones escritas realizadas en la referida Audiencia Pública y, aquellas consideradas pertinentes, han sido tenidas en cuenta en la motivación del presente acto.

Que fue decisión política del Gobierno Nacional que el proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica se iniciara con la fijación y puesta en funcionamiento de una tarifa social, junto con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica, cuyos criterios rectores, incorporados en la Resolución Nº 6/2016, sin perjuicio de su eventual perfeccionamiento, se mantendrán vigentes durante todo el referido proceso, implementándose también por la presente para el período correspondiente a la Reprogramación Trimestral de Verano comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2017.

Que, asimismo, se hace necesario continuar aplicando el Plan Estímulo al Ahorro Energético y la Tarifa Social, dispuestos por la citada Resolución N° 6/2016, ajustados con la evolución del precio estacional económico y el precio estacional subsidiado que se determinan por la presente medida.

Que siendo el mes de febrero un mes de alta demanda de energía eléctrica y atendiendo a los aludidos principios de gradualidad y razonabilidad, corresponde disponer una bonificación del 37,5% para dicho mes del año 2017 exclusivamente, aplicable sobre los Precios Estacionales aprobados por este acto para el próximo periodo trimestral.

Que teniendo en consideración lo solicitado por algunas provincias acreedoras de la compensación prevista en el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, reglamentado por el Artículo 33 del Decreto N° 287/1993,

se considera oportuno y conveniente habilitar a las Provincias con derecho a percibir tales regalías hidroeléctricas, que ejerzan la opción de cobrarlas en energía en el marco de lo dispuesto en el Artículo 8° de la Ley N° 24.065, para aplicar los créditos mensuales correspondientes a la comercialización de dicha energía en el Mercado Spot del MEM al pago de las facturas adeudadas por los Agentes Distribuidores de energía eléctrica bajo su jurisdicción, correspondientes al mismo mes de Transacción Económica, bajo ciertas condiciones que en este acto se definen.

Que, a tales efectos, la provincia deberá estar habilitada para operar comercialmente en el MEM como PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALÍAS EN ESPECIE, conforme con lo establecido en el Anexo 31, apartado 4.1 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Que el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley N° 24.065, dispone que el FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (FNEE) se constituya, sin perjuicio de otras fuentes, por un recargo de treinta australes por kilovatio/hora (A 30 kW/h) sobre los precios que paguen los compradores del MEM, facultando a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA para modificar, hasta un VEINTE POR CIENTO (20 %), en más o en menos, el monto del referido recargo, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria eléctrica.

Que, a su vez, la Ley N° 25.957 modificó la citada norma, incorporando un párrafo adicional por el que se prescribe que, para la determinación del recargo que constituye el FNEE, se afecte el valor antes mencionado por un Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales, resultante de considerar la facturación neta que efectúan los generadores en el MEM correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente, correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que la norma establece como base.

Que en el contexto de la decisión del PODER EJECUTIVO NACIONAL de avanzar gradual y progresivamente, durante el período de transición definido por el citado Decreto N° 134/2015, en la regularización del sistema de precios, cobros y pagos en el MEM conforme con los criterios legalmente definidos, resulta oportuno y conveniente avanzar, junto con la Reprogramación Estacional de Verano que se aprueba por la presente, en una adecuación del cargo destinado al FNEE, sobre la base del valor resultante de la aplicación del CAT, calculado según lo dispuesto en la Ley N° 25.957, reducido en función de la decisión prudencial de la Autoridad Regulatoria de graduar su incidencia sobre la facturación final de la energía eléctrica.

Que con la progresiva adecuación del cargo destinado al FNEE se incrementará gradualmente el financiamiento genuino de dicho Fondo y, por tanto, de las obras de infraestructura eléctrica a las que se destinan sus recursos, con el consecuente descargo del TESORO NACIONAL.

Que, por otra parte, atendiendo a las modificaciones del régimen aplicable al fomento de las fuentes renovables de Energía Eléctrica —Ley N° 26.190— establecidas por la Ley N° 27.191 y sus normas reglamentarias y complementarias, corresponde derogar las disposiciones dictadas por la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS con sustento en la reglamentación del Artículo 5° de la Ley N° 25.019 —modificado por la Ley N° 26.190— establecida por Decreto Nº 562 de fecha 15 de mayo de 2009, a los efectos de la adecuación a las herramientas del régimen vigente a través de las medidas que oportunamente se dicten.

Que a los efectos de tal adecuación, la autoridad competente definirá, asimismo, el cargo específico que abonará la demanda de energía con destino al FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES (FODER) conforme con lo reglado por la referida Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995, el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y el Artículo 25 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Por ello,

EL SEÑOR SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Apruébase la Reprogramación Estacional de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2° — Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 4° y siguientes de este acto, los siguientes Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017:

1) Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF): TRES MIL CIENTO CINCUENTA Y SIETE PESOS POR MEGAVATIO-MES (3.157,00 $/MW-mes).

2) Precio Estabilizado Económico en el Mercado (PEE):

En horas de pico ($PEE.PICO): UN MIL SETENTA PESOS CON ONCE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1.070,11 $/MWh).

En horas restantes ($PEE.RESTO): UN MIL SESENTA Y CINCO PESOS CON SESENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1.065,61 $/MWh).

En horas de valle ($PEE.VALLE): UN MIL SESENTA PESOS CON NOVENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (1.060,95 $/MWh).

ARTÍCULO 3° — Establécese que, para el MEM y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) y los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores ($PER) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MEM, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 137 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS de fecha 30 de noviembre de 1992, son los indicados en el Artículo 4° de esta norma, sin perjuicio de la aplicación a tales precios, exclusivamente para las transacciones que se realicen durante el mes de febrero de 2017, de la bonificación que corresponda según lo reglado en esta resolución.

ARTÍCULO 4° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda de potencia no alcance los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW):

En horas de pico ($PER.PICO): SEISCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (640,00 $/MWh).

En horas restantes ($PER.RESTO): SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO HORA (634,00 $/MWh).

En horas de valle ($PER.VALLE): SEISCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (617,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992 de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA; salvo para el mes de febrero de 2017, que será de aplicación a tales precios la bonificación reglada por el Artículo 10 de la presente medida.

ARTÍCULO 5° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de

los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyo consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año 2015, se haya reducido en, al menos, el DIEZ POR CIENTO (10%) y no más del VEINTE POR CIENTO (20%).

1) En horas de pico ($PER.PICO): CUATROCIENTOS OCHENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (480,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PER.RESTO): CUATROCIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA (475,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PER.VALLE): CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES PESOS POR MEGAVATIO HORA (463,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA; salvo para el mes de febrero de 2017, que será de aplicación a tales precios la bonificación reglada por el Artículo 11 de la presente medida.

ARTÍCULO 6° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda satisfaga las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) su consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año 2015, se haya reducido en no menos del VEINTE POR CIENTO (20%).

1) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente Artículo, según lo establecido en la citada Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA; salvo para el mes de febrero de 2017, que será de aplicación a tales precios la bonificación reglada por el Artículo 12º de la presente medida.

ARTÍCULO 7° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o usuarios atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) a cuyo consumo se le haya otorgado la TARIFA SOCIAL, según lo previsto en los considerandos del presente acto, para lo cual se deberá tener en cuenta que:

1) Para todas las jurisdicciones excepto las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO:

a) Hasta un consumo mensual de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (150 kWh/mes) – (CONSUMO BASE), los precios estabilizados de referencia de la energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo periodo del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

c) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, y en tanto el consumo mensual total resulte mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

(i) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, no supera los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) a aplicar al citado excedente serán los establecidos en el Artículo 6° de esta resolución.

(ii) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, fuera mayor a los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) a aplicar serán los establecidos en el Artículo 6° precedente para los citados 450 kWh/mes, y los del Artículo 4°, también de este acto, para el excedente.

2) Para las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO:

a) Hasta un consumo mensual de TRESCIENTOS (300 kWh/mes) – (CONSUMO BASE NEA), los precios estabilizados de referencia de la energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) Para un consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo periodo del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

c) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA, y en tanto el consumo mensual total resulte mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los precios estabilizados de referencia de la energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

(i) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA no supera los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los precios estabilizados de referencia de la energía ($PER) a aplicar serán los siguientes:

1. En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

2. En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

3. En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

(ii) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA fuera mayor a los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), se aplicarán a los primeros 450 kWh/mes de dicho excedente, los precios establecidos en el Artículo 6°, y al excedente restante los precios estabilizados de referencia de la energía ($PER) que se indican a continuación:

1. En horas de pico ($PER.PICO): SEISCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (640,00 $/MWh).

2. En horas restantes ($PER.RESTO): SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO HORA (634,00 $/MWh).

3. En horas de valle ($PER.VALLE): SEISCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (617,00 $/MWh).

ARTÍCULO 8° — Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2017 y el 30 de abril de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o usuarios atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) sean consumos identificados como “ELECTRODEPENDIENTES” según lo dispuesto en el Artículo 4° de la Resolución N° 219 de fecha 11 de octubre de 2016 (RESOL-2016-219-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, corresponderá:

1) Hasta un consumo mensual de SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA/MES (600 kWh/mes) – (CONSUMO BASE ELECTRO), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

2) Si el consumo mensual total resulta mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

a) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO de hasta CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (450 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

b) Para los consumos excedentes a MIL CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (1.050 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): SEISCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (640,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO HORA (634,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): SEISCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (617,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente Artículo, según lo establecido en la Resolución N° 137/1992 de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA, salvo para el mes de febrero de 2017, que será de aplicación la bonificación reglada en el Artículo 12 de la presente medida.

3) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo periodo del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

Aplíquese, exclusivamente en el mes de febrero de 2017, sobre los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado establecidos en este artículo, una bonificación de un monto equivalente a la diferencia entre tales precios y los que se detallan a continuación que, consecuentemente, serán los precios aplicables a las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2017:

4) Si el consumo mensual total resulta mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

a) Para el consumo mensual de 450 kWh/mes excedente del CONSUMO BASE ELECTRO:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

b) Para los consumos excedentes a MIL CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (1.050 kWh/mes):

1.050 kWh/mes:

(i) En horas de pico ($PEB.PICO): CUATROCIENTOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (400,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PEB.RESTO): TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (396,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PEB.VALLE): TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (386,00 $/MWh).

5) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo mes del año 2015, los Precios Estabilizados Bonificados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PEB.PICO): SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (60,00 $/MWh).

b) En horas restantes ($PEB.RESTO): CINCUENTA Y SIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (57,00 $/MWh).

c) En horas de valle ($PEB.VALLE): CUARENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (46,00 $/MWh).

ARTÍCULO 9° — Aplíquese, exclusivamente en el mes de febrero de 2017, sobre el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el Artículo 2° de la presente norma, una bonificación por un monto equivalente a la diferencia entre tal precio y el que se detalla a continuación, que, consecuentemente, será el precio aplicable a las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2017 conforme lo siguiente:

Precio Bonificado de Referencia de la Potencia ($POTREFB): UN MIL CUATROCIENTOS VEINTISIETE PESOS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO-MES (1.427,60 $/MW- mes).

Este Precio Bonificado de Referencia de la Potencia ($POTREFB) es el que se deberá utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran para el mes de febrero de 2017, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 10. — Aplíquese, exclusivamente en el mes de febrero de 2017, sobre los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado establecidos en el Artículo 4° de la presente norma, una bonificación de un monto equivalente a la diferencia entre tales precios y los que se detallan a continuación que, consecuentemente, serán los precios aplicables a las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2017:

1) En horas de pico ($PEB.PICO): CUATROCIENTOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (400,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PEB.RESTO): TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (396,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PEB.VALLE): TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (386,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados Bonificados de Referencia de la Energía ($PEB), junto con el Precio Bonificado de Referencia de la Potencia ($POTREFB) establecido en el Artículo 9° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo y según lo definido al respecto en la citada Resolución N° 137/1992.

ARTÍCULO 11. — Aplíquese, exclusivamente en el mes de febrero de 2017, sobre los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado establecidos en el Artículo 5°, una bonificación de un monto equivalente a la diferencia entre tales precios y los que se detallan a continuación que, consecuentemente, serán los precios aplicables a las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2017:

1) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (360,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (356,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS CUARENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (348,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio Bonificado de Referencia de la Potencia ($POTREFB) establecido en el Artículo 9° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo y según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992.

ARTÍCULO 12. — Aplíquese, exclusivamente en el mes de febrero de 2017, sobre los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado establecidos en el Artículo 6° de la presente norma, una bonificación de un monto equivalente a la diferencia entre tales precios y los que se detallan a continuación que, consecuentemente, serán los precios aplicables a las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2017:

1) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio Bonificado de Referencia de la Potencia ($POTREFB) establecido en el Artículo 9° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo y según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992.

ARTÍCULO 13. — Aplíquese, exclusivamente en el mes de febrero de 2017, a los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado establecidos en el Artículo 7° de la presente norma, para los consumos identificados de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y a cuyo consumo se le haya otorgado la TARIFA SOCIAL, una bonificación de monto equivalente a la diferencia entre tales precios y los que se detallan a continuación, que, consecuentemente, serán los precios aplicables a las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2017:

1) Hasta un consumo mensual de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes) – (CONSUMO BASE), los precios de referencia de la energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

c) En horas de valle ($PERB.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

2) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo mes del año 2015, los Precios Estabilizados Bonificados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PEB.PICO): SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (60,00 $/MWh).

b) En horas restantes ($PEB.RESTO): CINCUENTA Y SIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (57,00 $/MWh).

c) En horas de valle ($PEB.VALLE): CUARENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (46,00 $/MWh).

3) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso 1) anterior, y en tanto el consumo mensual total resulte mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

a) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso 1) anterior, no supera los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) a aplicar a este excedente serán los establecidos en el Artículo 6° de esta resolución.

b) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso 1) anterior, fuera mayor a los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los Precios Estabilizados Bonificados de la Energía ($PEB) a aplicar serán los establecidos en el Artículo 6° para el excedente hasta los citados 450 kWh/mes y los del Artículo 9° y 10° de este acto para el excedente que dicho valor.

En las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO a los efectos de la aplicación de la tarifa establecida en el presente artículo, se deberá ampliar el volumen del consumo mensual referido como CONSUMO BASE en los incisos 1), 2) y 3) precedentes, a TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh/mes) según lo previsto en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA N° 111 de fecha 6 de junio de 2016.

Estos Precios Estabilizados Bonificados de Referencia de la Energía ($PEB), junto con el Precio Bonificado de Referencia de la Potencia ($POTREFB) establecido en los Artículos 9°y 10 de este acto son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente Artículo, según lo establecido en la citada Resolución N° 137/1992.

ARTÍCULO 14. — Establécese que, a partir del 1 de febrero de 2017 y a todos los efectos previstos en el punto 5, Anexo 1 a la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 8/2002 y en el punto 2, Artículo 1° de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 240/2003, el precio spot máximo para la sanción de los precios del mercado (PM) en el MEM será de DOSCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (240 $/MWh).

ARTÍCULO 15. — Habilítase a las provincias con derecho a percibir la compensación prevista en el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, reglamentado por el Artículo 33 del Decreto N° 287/1993, en concepto de las denominadas “regalías hidroeléctricas”, que opten por cobrarlas en especie en el marco de lo dispuesto en el Artículo 8° de la Ley N° 24.065 y que ejerzan la opción de cobrar en energía, para aplicar los créditos mensuales correspondientes a la comercialización de dicha energía en el Mercado Spot del MEM, al pago de las facturas adeudadas por los Agentes Distribuidores de energía eléctrica bajo su jurisdicción correspondientes al mismo mes de Transacción Económica, hasta un máximo equivalente al VEINTE POR CIENTO (20%) de la energía adquirida en dicho Mercado por tales Agentes Distribuidores en cada mes, de acuerdo a las pautas que establecerá oportunamente esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para ejercer la opción prevista en el presente artículo, la provincia deberá estar habilitada para operar comercialmente en el MEM como PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALÍAS EN ESPECIE, conforme con lo establecido en el Anexo 31, apartado 4.1, de LOS PROCEDIMIENTOS.

La PROVINCIA COMERCIALIZADORA DE REGALÍAS EN ESPECIE que ejerza dicha opción deberá notificarla al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) dentro de los plazos establecidos para las declaraciones que deben realizar los Agentes para las Programaciones Estacionales y mantenerse por un plazo no menor a DOS (2) Períodos Estacionales.

ARTÍCULO 16. — Establécese en QUINCE PESOS CON CINCUENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (15,50 $/MWh) el valor del gravamen creado por el Artículo 30 de la Ley N° 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley 24.065, el Artículo 74 de la Ley N° 25.401 y el Artículo 1° de la Ley 25.957

(FONDO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA – FNEE), para las facturas que se emitan a partir del 1 de marzo de 2017.

ARTÍCULO 17. — Deróganse las siguientes Resoluciones N° 333 de fecha 5 de noviembre de 2001 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINERÍA del entonces MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA y N° 1.872 de fecha 1 de diciembre de 2005 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, así como toda otra norma de igual o inferior jerarquía dictada con sustento en las reglamentaciones del régimen de fomento establecido por el Artículo 5° de la Ley N° 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190.

ARTÍCULO 18. — Notifíquese el presente acto a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 19. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

RESOL-2017-256-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33615 del 02/05/2017

BUENOS AIRES, 28 DE ABRIL DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-07053672-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que por Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992 tiene asignadas las funciones de ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), ha elevado a esta Secretaría la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período mayo-octubre de 2017, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificaciones y complementarias.

Que por medio del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó a este Ministerio para que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones que sean necesarias, en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del año 2003 implicaron la progresiva adopción de decisiones regulatorias que no cumplieron con los objetivos previstos en la Ley N° 24.065 en cuanto a asegurar el abastecimiento y su calidad en las condiciones definidas, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 prescriben que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que el abandono de criterios económicos en la definición de los precios del MEM distorsionó las señales económicas, aumentando el costo de abastecimiento, desalentando la inversión privada de riesgo dirigida a incrementar eficientemente la oferta y restando incentivos al ahorro y el uso adecuado de los recursos energéticos por parte de los consumidores y usuarios.

Que, simultáneamente, sólo una proporción menor del costo de abastecimiento fue afrontado por la demanda de energía eléctrica, recurriéndose a los recursos del Tesoro Nacional para cubrir la porción sustancial de dicho costo, lo que contribuyó de manera significativa a una presión tributaria progresivamente creciente sobre el conjunto de la población, situación que en la actual magnitud deviene insostenible.

Que para ello se recurrió al fondo unificado creado por el artículo 37 de la Ley N° 24.065, incorporándole recursos del Tesoro Nacional en forma recurrente, para cubrir costos generados en ciertos casos por imprevisiones e ineficiencias que originaron mayores erogaciones sin reflejarse en mejoras de las condiciones de calidad y seguridad del abastecimiento.

Que el artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece la obligación de las autoridades de asegurar para los usuarios y consumidores de bienes y servicios el acceso a información adecuada y veraz, así como la de proveer a la educación para el consumo.

Que, en cumplimiento de dicho precepto constitucional, este Ministerio decidió poner en conocimiento público el costo real que implica satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual, razonable y previsible reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el ESTADO NACIONAL.

Que ante el desfasaje existente entre los costos reales y los precios vigentes, y considerando las posibilidades de pago de los usuarios así como la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, mediante la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio, se consideró pertinente sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el MEM, disponiendo la gradualidad en la reducción de los subsidios generalizados a la demanda eléctrica, lo que implica que el precio a sancionar aplicable a la demanda de energía eléctrica de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de los usuarios que no están en condiciones de contratar su propio

abastecimiento y/o tienen demandas menores a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) se mantiene todavía sensiblemente menor al costo real del abastecimiento.

Que mediante las Resoluciones N° 196 de fecha 27 de septiembre de 2016 y N° 287 de fecha 12 de diciembre de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se convocó a la Audiencia Pública celebrada el pasado 14 de diciembre de 2016, incluyéndose en su objeto y exponiéndose en su desarrollo, los criterios asumidos por la Autoridad Regulatoria del MEM para: a) la determinación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía, los valores resultantes y su evolución proyectada para los próximos años con la gradual, razonable y previsible reducción de los subsidios generalizados a la demanda; b) la implementación del Plan Estímulo al ahorro de energía eléctrica, con incidencia en una disminución del precio estacional mayorista; y c) la definición del volumen de energía de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de electricidad a un precio caracterizado como de Tarifa Social.

Que, como se informó en la aludida Audiencia Pública, desde febrero de 2016 los Agentes Distribuidores y demás prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica pagaron por la energía eléctrica adquirida en el MEM para el necesario abastecimiento en horas de pico, de: a) sus grandes demandas, la suma de PESOS SETECIENTOS SETENTA ($770) por megavatio/hora; b) los usuarios de categoría general no residencial, la suma de PESOS TRESCIENTOS VEINTE ($320) por megavatio/hora; c) los usuarios residenciales, el precio anterior ajustado por la incidencia de los descuentos que se aplican por promoción al ahorro; y d) los consumidores residenciales a los que les corresponde aplicar la tarifa social, con un descuento sustancial producto de recibir un consumo base en forma gratuita.

Que la suma ponderada de los precios pagados por los Agentes Distribuidores y demás prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica adquirida en el MEM resultó en, aproximadamente, PESOS TRESCIENTOS CINCUENTA ($350) por megavatio/hora sobre un costo total para dicho año 2016 de PESOS UN MIL CIENTO CINCUENTA ($1.150) el megavatio/hora, quedando la diferencia a cargo del Tesoro Nacional.

Que tal como se expuso en la Audiencia Pública mencionada, desde el año 2016 la gradual reducción de subsidios generalizados se extenderá hasta el año 2019, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del total de dicho lapso.

Que también se explicitó en la Audiencia Pública que en dicho lapso, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente, en función de los cambios que se registren en los parámetros utilizados para su cálculo.

Que la cobertura del costo monómico a pagar por la demanda eléctrica del sector residencial y comercial para el corriente año, informada también en la Audiencia Pública, se estima en el CUARENTA Y SIETE POR CIENTO (47%) del costo real de abastecer dicha demanda, participando en tal reducción, los precios estacionales subsidiados que se propician aprobar por la presente medida que fueran establecidos a través de la Resolución N° 20 de fecha 27 de enero de 2017 de esta Secretaría.

Que fue decisión política del ESTADO NACIONAL que el proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica se iniciara con la fijación y puesta en funcionamiento de una tarifa social, junto con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica, cuyos criterios rectores, incorporados en la señalada Resolución Ministerial Nº 6/2016, sin perjuicio de su eventual perfeccionamiento, se mantendrán vigentes durante todo el referido proceso, implementándose también por la presente para el período correspondiente a la Programación Estacional de Invierno, comprendida entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2017.

Que, asimismo, se hace necesario continuar aplicando el Plan Estímulo al Ahorro Energético y la Tarifa Social, dispuestos por la Resolución N° 6/2016, ajustados con la evolución del precio estacional económico y el precio estacional subsidiado que se determinan por la presente medida.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995, el Artículo 11 de la

Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y el Artículo 25 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establécense, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 4° y siguientes de este acto, los siguientes Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017:

1) Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF): PESOS TRES MIL CIENTO CINCUENTA Y SIETE POR MEGAVATIO-MES ($3.157/MW-mes).

2) Precio Estabilizado Económico en el Mercado (PEE):

En horas de pico ($PEE.PICO): PESOS UN MIL SETENTA CON ONCE CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($1.070,11/MWh).

En horas restantes ($PEE.RESTO): PESOS UN MIL SESENTA Y CINCO CON SESENTA Y UN CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($1.065,61/MWh).

En horas de valle ($PEE.VALLE): PESOS UN MIL SESENTA CON NOVENTA Y CINCO CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA ($1.060,95/MWh).

ARTÍCULO 3°.- Establécese que para el MEM y a los efectos de su aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) y los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores ($PER) en el nodo equivalente de cada uno de ellos del MEM, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, son los indicados en el artículo 4° de la presente medida.

ARTÍCULO 4°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda de potencia no

En horas de pico ($PER.PICO): PESOS SEISCIENTOS CUARENTA POR MEGAVATIO HORA ($640/MWh).

En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO POR MEGAVATIO HORA ($634/MWh).

En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS SEISCIENTOS DIECISIETE POR MEGAVATIO HORA ($617/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992 de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 5°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que

puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y cuyo consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año 2015, se haya reducido en, al menos, el DIEZ POR CIENTO (10%) y no más del VEINTE POR CIENTO (20%).

1) En horas de pico ($PER.PICO): CUATROCIENTOS OCHENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (480,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PER.RESTO): CUATROCIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS POR MEGAVATIO HORA (475,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PER.VALLE): CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES PESOS POR MEGAVATIO HORA (463,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, de acuerdo a lo determinado en el presente artículo, según lo definido al respecto en la Resolución N° 137/1992de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 6°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o de los que puedan ser atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión, cuya demanda satisfaga las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) su consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año 2015, se haya reducido en no menos del VEINTE POR CIENTO (20%).

1) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

2) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

3) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente artículo, según lo establecido en la citada Resolución N° 137/1992de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 7°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o usuarios atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) a cuyo consumo se le haya otorgado la Tarifa Social, según lo previsto en los considerandos del presente acto, para lo cual se deberá tener en cuenta que:

1) Para todas las jurisdicciones excepto las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO:

a) Hasta un consumo mensual de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (150 kWh/mes) – (CONSUMO BASE), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

c) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, y en tanto el consumo mensual total resulte mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

(i) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, no supera los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) a aplicar al citado excedente serán los establecidos en el artículo 6° de la presente resolución.

(ii) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, fuera mayor a los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) a aplicar serán los establecidos en el artículo 6° precedente para los citados 450 kWh/mes, y los del artículo 4°, también de este acto, para el excedente.

2) Para las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO:

a) Hasta un consumo mensual de TRESCIENTOS (300 kWh/mes) – (CONSUMO BASE NEA), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh). (iii) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) Para un consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

c) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA, y en tanto el consumo mensual total resulte mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los precios estabilizados de referencia de la energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

(i) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA no supera los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), los precios estabilizados de referencia de la energía ($PER) a aplicar serán los siguientes:

1. En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

2. En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

3. En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

(ii) Si el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE NEA fuera mayor a los CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (450 kWh/mes), se aplicarán a los primeros 450 kWh/mes de dicho excedente, los precios establecidos en el Artículo 6°, y al excedente restante los precios estabilizados de referencia de la energía ($PER) que se indican a continuación:

1. En horas de pico ($PER.PICO): SEISCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (640,00 $/MWh).

2. En horas restantes ($PER.RESTO): SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO HORA (634,00 $/MWh).

3. En horas de valle ($PER.VALLE): SEISCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (617,00 $/MWh).

ARTÍCULO 8°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o usuarios atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) sean consumos identificados como “ELECTRODEPENDIENTES” según lo dispuesto en el artículo 4° de la Resolución N° 219 de fecha 11 de octubre de 2016 (RESOL-2016-219-E-APN-MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en cuyo caso corresponderá:

1) Hasta un consumo mensual de SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA/MES (600 kWh/mes) – (CONSUMO BASE ELECTRO), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

2) Si el consumo mensual total resulta mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

a) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO de hasta CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (450 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

b) Para los consumos excedentes a MIL CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (1.050 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): SEISCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (640,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO HORA (634,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): SEISCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (617,00 $/MWh).

3) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

4) Si el consumo mensual total resulta mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

a) Para el consumo mensual de 450 kWh/mes excedente del CONSUMO BASE ELECTRO:

(i) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

b) Para los consumos excedentes a MIL CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (1.050 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): CUATROCIENTOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (400,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (396,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (386,00 $/MWh).

5) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo mes del año 2015, los Precios Estabilizados Bonificados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): SESENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (60,00 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): CINCUENTA Y SIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (57,00 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): CUARENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (46,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente artículo, según lo establecido en la Resolución N° 137/1992de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 9º.- Notifíquese el presente acto a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de este Ministerio, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

e. 02/05/2017 N° 28211/17 v. 02/05/2017

ESOL-2017-261-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33621 del 10/05/2017

BUENOS AIRES, 08 DE MAYO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-07053672-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que por Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992 tiene asignadas las funciones de ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), elevó a esta Secretaría la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período mayo-octubre de 2017, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificaciones y complementarias.

Que, en tal marco, a través de la Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017 de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, se aprobó la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período mayo-octubre de 2017.

Que los numerales 4) y 5), Artículo 8° de la Resolución referida precedentemente, de manera errónea, describen supuestos y categorías debidamente tratadas en los puntos 2) y 3) de dicho Artículo, por lo que resulta necesaria su modificación.

Que la rectificación de errores materiales se encuentra prevista en el Artículo 101 del Reglamento Nacional de Procedimientos Administrativos aprobado por el Decreto N° 1759 de fecha 3 de abril de 1972, según Texto Ordenado aprobado mediante Decreto N° 1883 de fecha 17 de septiembre de 1991.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, Artículo 101 del Reglamento Nacional de Procedimientos Administrativos aprobado por el Decreto N° 1759 de fecha 3 de abril de 1972 (T.O. 1991), el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Modifícase el artículo 8° de la Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017 de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el que quedará redactado de la siguiente forma: “ARTÍCULO 8°.-Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, de los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía en el Mercado que se describen a continuación, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus Usuarios de energía eléctrica, o usuarios atendidos por otros prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) sean consumos identificados como “ELECTRODEPENDIENTES” según lo dispuesto en el artículo 4° de la Resolución N° 219 de fecha 11 de octubre de 2016 (RESOL-2016-219-E-APN -MEM) del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en cuyo caso corresponderá:

1) Hasta un consumo mensual de SEISCIENTOS KILOVATIOS HORA/MES (600 kWh/mes) – (CONSUMO BASE ELECTRO), los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): PESOS CERO POR MEGAVATIOHORA (0,0 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): PESOS CERO POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh).

2) Si el consumo mensual total resulta mayor al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER) serán los establecidos seguidamente:

a) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO de hasta CUATROCIENTOS CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (450 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): TRESCIENTOS VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (320,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): TRESCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (317,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): TRESCIENTOS DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (310,00 $/MWh).

b) Para los consumos excedentes a MIL CINCUENTA KILOVATIOS HORA MES (1.050 kWh/mes):

(i) En horas de pico ($PER.PICO): SEISCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (640,00 $/MWh).

(ii) En horas restantes ($PER.RESTO): SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS POR MEGAVATIO HORA (634,00 $/MWh).

(iii) En horas de valle ($PER.VALLE): SEISCIENTOS DIECISIETE PESOS POR MEGAVATIO HORA (617,00 $/MWh).

3) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE ELECTRO y siempre que el consumo mensual total sea menor o igual al registrado en el mismo período del año 2015, los Precios Estabilizados de Referencia de la Energía serán los siguientes:

a) En horas de pico ($PER.PICO): NOVENTA Y SEIS PESOS POR MEGAVATIO HORA (96,00 $/MWh).

b) En horas restantes ($PER.RESTO): NOVENTA Y DOS PESOS POR MEGAVATIO HORA (92,00 $/MWh).

c) En horas de valle ($PER.VALLE): OCHENTA Y OCHO PESOS POR MEGAVATIO HORA (88,00 $/MWh).

Estos Precios Estabilizados de Referencia de la Energía ($PER), junto con el Precio de Referencia de la Potencia ($POTREF) establecido en el artículo 2° de este acto, son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios que lo requieran, conforme lo determinado en el presente artículo, según lo establecido en la Resolución N° 137/1992 de la citada ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.”.

ARTÍCULO 2°.- Notifíquese el presente acto a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de este Ministerio, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

e. 10/05/2017 N° 30897/17 v. 10/05/2017

RESOL-2017-287-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33622 del 11/05/2017

BUENOS AIRES, 10 DE MAYO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2016-02609829-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución N° 420 de fecha 16 de noviembre de 2016 de esta Secretaría de Energía Eléctrica, se convocó a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura eléctrica que contribuyan a la reducción de costos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés mediante la presentación del anteproyecto correspondiente.

Que la respuesta a dicha convocatoria resultó notoriamente superior a la esperada y evidenció el interés de los particulares en desarrollar proyectos de inversión en el sector eléctrico argentino.

Que, en efecto, se presentaron cerca de DOSCIENTAS (200) Manifestaciones de Interés (MDI) por OCHENTA (80) grupos empresarios distintos, con diferentes alternativas de instalación de infraestructura incluyendo nueva generación, suministro de combustibles y obras de transmisión, entre otras.

Que las Manifestaciones de Interés (MDI) en desarrollar proyectos de nueva generación térmica mediante: a) cierre de ciclos combinados, b) cogeneración, c) nuevos ciclos combinados y d) otros, alcanzaron los TREINTA Y CINCO MIL MEGAVATIOS (35.000 MW).

Que, asimismo, se presentaron: a) más de DIEZ (10) propuestas de suministro de combustibles alternativos mediante la ampliación de capacidad, de suministro independiente, o asociadas a proyectos de nueva generación; b) varias propuestas de ampliación del Sistema de Transporte en Alta Tensión de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) en corriente alterna (líneas y estaciones) y en corriente continua y c) varias propuestas de mejora de eficiencia operativa de generación térmica y gestión de combustibles.

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) analizó los anteproyectos presentados y las condiciones informadas para su eventual desarrollo y elevó las presentaciones de los interesados juntamente con sus propios análisis, para consideración de esta Secretaría.

Que, como consecuencia de la cantidad de iniciativas presentadas, se hizo necesaria su clasificación y categorización en función de las características de las propuestas y a los efectos de llevar a cabo procesos licitatorios ordenados, con criterios de selección que faciliten la transparencia en virtud de la más sencilla comparabilidad de las ofertas.

Que, teniendo en cuenta el bajo requerimiento de combustibles que el cierre de ciclos combinados y la cogeneración requieren, se considera oportuno y conveniente iniciar los procesos licitatorios mediante una convocatoria a presentar ofertas de energía eléctrica proveniente de la instalación de cierre de ciclos combinados y cogeneración.

Que la convocatoria que se propicia constituye la Etapa 1 y resulta de la evaluación efectuada en función de las numerosas Manifestaciones de Interés (MDI) presentadas por empresas nacionales e internacionales en el marco de la Resolución N° 420/2016 de esta Secretaría, las posibilidades del sistema eléctrico teniendo en cuenta sus condiciones actuales y la minimización u optimización del uso de combustibles hidrocarburíferos.

Que, la mayor simplicidad para la preparación y evaluación de las ofertas permitirá posibilitar el inicio temprano de los trabajos, así como la rápida obtención de resultados en el incremento de eficiencia y la consecuente reducción de costos.

Que la convocatoria para ofertar energía eléctrica producida por la construcción e instalación integral de nuevas centrales de ciclo combinado requerirá su integración con nuevas soluciones de transporte eléctrico y de aprovisionamiento de combustible alternativo en volúmenes importantes, adecuados a módulos de gran potencia, asumiendo la responsabilidad del suministro el Agente Generador del MEM, lo cual, además de exigir un mayor tiempo de preparación de las ofertas y de análisis para su selección, demanda ciertas revisiones regulatorias, las que se encuentran actualmente en análisis para su pronta implementación una vez que sea encauzado el proceso de ordenamiento tarifario en el sector eléctrico.

Que con el objeto de no incrementar los tiempos necesarios para la concreción de inversiones que permitan avanzar en la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se da inicio al proceso de convocatoria abierta para la adquisición de energía eléctrica por demanda en el MEM, invitando, en esta primera etapa (Etapa I), a los Agentes Generadores, Cogeneradores del MEM o

empresas que hayan solicitado su reconocimiento como tales -y que cumplan con la normativa vigente- a ofertar, conforme el procedimiento y en los términos de la presente resolución, con el objeto de optimizar los tiempos necesarios para la concreción de inversiones en el desarrollo integral de proyectos de infraestructura a través de: a) la puesta en marcha de cierre de ciclos combinados en base a centrales térmicas existentes o de próxima habilitación a ciclo abierto, de bajo consumo específico, con posibilidades de mejorar su eficiencia alcanzando niveles competitivos y b) desarrollos de cogeneración eficiente que no incrementen las necesidades del transporte eléctrico más allá de las naturales de su conexión al sistema, salvo que ejecute obras necesarias a su propio costo y que, a su vez, disponga de un abastecimiento propio de combustible principal y alternativo permanente y garantizado, que permitan avanzar en la reducción de costos en el MEM.

Que las ofertas admisibles conforme los requisitos formales y técnicos exigidos por el “Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta a Interesados - Etapa I” (PBC-CAI Etapa I) que, como Anexo (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM), forma parte integrante de la presente medida, serán evaluadas económicamente aplicando la metodología que se aprueba por la presente resolución, conforme a un modelo de evaluación simplificado del impacto económico esperado en el sistema y del equipamiento de generación comprometido como respaldo en cada oferta, según la información declarada en ella.

Que, en virtud de lo expuesto precedentemente, las ofertas serán ordenadas para su selección en función del ahorro de combustible o eficiencia en su utilización para el sistema eléctrico.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), que por mandato legal está sujeto a los principios de transparencia y equidad, será el responsable administrativo de: a) recepción de las ofertas, b) evaluación de su admisibilidad formal y técnica, c) aplicación de la metodología de evaluación económica aprobada por esta Secretaría, d) ordenamiento resultante de las ofertas en función del mayor ahorro de combustible o beneficio de eficiencia para el sistema; y una vez recibida la aprobación pertinente por parte de esta Secretaría en su carácter de Autoridad de Aplicación e) la contratación de potencia y energía eléctrica aprobada con los oferentes ordenados, según el orden de prelación de beneficios para el sistema.

Que, en tal sentido, una vez ordenadas las ofertas admisibles, el OED remitirá a esta Secretaría los resultados de la convocatoria, con su dictamen técnico y su recomendación económica fundada.

Que una vez elevada por el OED la evaluación de las ofertas admitidas con el correspondiente orden resultante, de no tener observaciones y considerarlo conveniente para el logro de los objetivos de ahorro y mayor eficiencia en el Sistema Eléctrico, esta Secretaría definirá un volumen de potencia contratada y energía eléctrica suministrada a contratar con las empresas oferentes mejor posicionadas según el orden aprobado de las ofertas.

Que se podrá decidir la no contratación de volumen alguno de potencia contratada y energía eléctrica suministrada bajo la Convocatoria Abierta a Interesados (CAI) Etapa I y rechazar hasta la totalidad de las ofertas si el precio ofertado fuere excesivo o irrazonable para satisfacer los referidos objetivos.

Que las ofertas que resulten seleccionadas y contratables serán objeto de CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) para cubrir requerimientos de demanda del MEM.

Que para que las ofertas seleccionadas sean consideradas válidas al momento de la puesta en servicio de las unidades generadoras involucradas, y consecuentemente les corresponda la remuneración prevista en los CdD, será excluyente el cumplimiento íntegro de la normativa ambiental.

Que, con el objeto de atraer las inversiones necesarias y reducir el costo del financiamiento, corresponde asegurar el pago prioritario a los CdD que a la fecha de entrada en vigencia de la presente medida tiene en el MEM el cubrimiento de los costos de combustibles para la generación de energía eléctrica.

Que, por otra parte, se prevé también implementar un mecanismo de garantía a través de la integración de un fondo a tal efecto.

Que el artículo 84 de la Ley N° 24.065, en orden a la importancia que tiene preservar la integridad de la cadena de pagos para la seguridad y continuidad del servicio eléctrico, establece el procedimiento ejecutivo para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización de energía eléctrica en el MEM, siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

Que se considera conveniente posibilitar que CAMMESA emita la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación de los CdD y certifique, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro, en representación del Agente Generador Vendedor de los CdD que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda en mora de los Agentes Demandantes del MEM.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen en virtud de lo dispuesto por el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992 y el artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Convocatoria Abierta. Dispónese una Convocatoria Abierta a Interesados (CAI) en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización, en la presente Etapa I, de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM). Los oferentes cuyas ofertas resulten seleccionadas formalizarán el compromiso mediante la suscripción de CONTRATOS DE LA DEMANDA MAYORISTA (CdD) con los demandantes del MEM, representados en los términos establecidos por el marco regulatorio vigente.

ARTÍCULO 2°.- Pliego de Bases y Condiciones. El proceso de selección de ofertas y compra de potencia contratada y energía eléctrica suministrada se ajustará a lo reglado en esta resolución, incluyendo lo establecido en el “Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta a Interesados - Etapa I” (PBC- CAI Etapa I), que, como Anexo (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM) forma parte integrante de la presente medida. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), cuyas funciones, según se indicó precedentemente, fueron asignadas a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) mediante el Decreto N° 1.192 de fecha 21 de julio de 1992, publicará en su sitio web el aludido pliego.

ARTÍCULO 3°.- Respaldo de las Ofertas en la Etapa I. En la presente etapa, sin perjuicio de cumplir la totalidad de los requisitos establecidos en el PBC-CAI Etapa I, las ofertas de venta de potencia contratada y energía eléctrica suministrada que efectúen los interesados, deben respaldarse de manera eficiente en alguna de las siguientes alternativas: a) Generación mediante el desarrollo de las obras necesarias para el Cierre de Ciclos Combinados sobre Centrales Térmicas: 1) existentes o de próxima habilitación a ciclo abierto, 2) de bajo consumo especifico, 3) con posibilidades de mejorar su eficiencia a niveles competitivos con el cierre del ciclo, 4) que el cierre no incremente las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o de ampliaciones a su costo, 5) que disponga, dado el mayor uso resultante debido al incremento de la eficiencia de la central en ciclo combinado, de la infraestructura necesaria y suficiente en su sistema de combustibles para garantizar el funcionamiento permanente del ciclo combinado y 6) que tenga un tiempo máximo de instalación de TREINTA (30) meses; o b) Generación mediante el desarrollo de Instalaciones de Cogeneración: 1) eficiente, 2) que no incremente las necesidades del transporte eléctrico, 3) que disponga de un abastecimiento propio de combustible principal y alternativo permanente y garantizado y 4) que tenga un tiempo máximo de instalación de TREINTA (30) meses.

Para que las ofertas seleccionadas sean consideradas válidas al momento de la puesta en servicio de las unidades generadoras involucradas, será excluyente el cumplimiento íntegro de la normativa ambiental aplicable.

ARTÍCULO 4°.- Responsabilidad Administrativa del OED. El OED será el responsable administrativo de: a) la recepción de las ofertas que deberán presentarse por los oferentes en dos sobres numerados (1 y 2), conteniendo el segundo solamente los aspectos económicos de la oferta, b) la evaluación de la admisibilidad formal y técnica de las ofertas, c) la aplicación de la “Metodología de Evaluación Económica de las Ofertas” aprobada por esta Secretaría, que como Anexo (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM) forma parte de la presente medida, así como otros detalles de la misma que serán aprobados oportunamente mediante instrucciones de esta Secretaría, d) el ordenamiento resultante de las ofertas en función del mayor ahorro o beneficio de eficiencia para el sistema y e) la contratación de la magnitud de potencia contratada y energía suministrada aprobada por esta Secretaria, con los oferentes que corresponda según el orden de prelación.

ARTÍCULO 5°.- Admisibilidad de las Ofertas. La admisibilidad de las ofertas resultará del cumplimiento de la totalidad de los requisitos técnicos (a modo enunciativo: potencia, rendimiento, combustibles, vinculación a la red) y formales de la CAI, explicitados en el PBC-CAI Etapa I. No se admitirán ofertas condicionadas.

El OED elevará a consideración y eventual observación por parte de esta Secretaría, la nómina de las ofertas presentadas y admitidas con el informe correspondiente. Antes del vencimiento del plazo establecido para la evaluación de admisibilidad, el OED podrá requerir y obtener de los oferentes la subsanación de defectos formales. Esta posibilidad en ningún caso podrá entenderse como un derecho de los oferentes.

ARTÍCULO 6°.- Evaluación y Ordenamiento de las Ofertas. Las ofertas admitidas en razón del cumplimiento de los requisitos técnicos y formales serán evaluadas económicamente aplicando la metodología establecida en el citado anexo, que considera en forma simplificada los beneficios que implicaría la incorporación de cada oferta al Sistema y de los Costos de esa oferta.

Con el fin de garantizar la más amplia transparencia y publicidad del procedimiento de evaluación económica y ordenamiento de ofertas, y sin perjuicio de su publicación como parte integrante de la presente medida en el Boletín Oficial, el OED pondrá a disposición de los interesados, difundirá y explicará detalladamente a los oferentes la metodología aprobada.

Finalizado el procedimiento, el OED elevará a esta Secretaría los resultados de su análisis de las ofertas admitidas, y el ordenamiento que de ellas resulte por aplicación de la metodología mencionada en el artículo 4° de la presente resolución.

ARTÍCULO 7°.- Selección y Contratación. Esta Secretaría, una vez recibida y evaluada la información recibida del OED, de no tener observaciones y considerarlo conveniente para el logro de los objetivos de ahorro y mayor eficiencia en el Sistema Eléctrico, definirá un volumen de potencia contratada y energía suministrada con las empresas oferentes mejor posicionadas según el orden aprobado de las ofertas.

Asimismo, se podrá decidir la no contratación de potencia contratada y energía suministrada bajo la CAI Etapa I, y rechazar hasta la totalidad de las ofertas si el precio ofertado resultare excesivo o irrazonable para satisfacer los referidos objetivos.

Las ofertas que resulten seleccionadas y contratables serán objeto de los CdD para cubrir los requerimientos de la demanda del MEM conforme el Modelo Base de CdD incluido en el PBC-CAI Etapa I, que se aprueba como Anexo (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 8°.- Los CdD tendrán la prioridad de pago que a la fecha de entrada en vigencia de la presente medida tiene en el MEM el cubrimiento de los costos de combustibles para la generación de energía eléctrica.

CAMMESA emitirá la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación de los CdD y certificará, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro, en representación del Agente Generador, Autogenerador o Cogenerador, Vendedor mediante tales contratos que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda en mora de los Agentes Demandantes del MEM.

ARTÍCULO 9°.- Cronograma del Proceso. Apruébase el cronograma para la CAI - Etapa I contenido en el PBC-CAI Etapa I que, como Anexo (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM), forma parte integrante de la presente medida, de conformidad con el siguiente detalle: a) fecha límite para la presentación de ofertas y apertura del Sobre N° 1, 19 de julio de 2017 a las 13:00 hs; b) fecha de apertura del Sobre N° 2, 9 de agosto de 2017 correspondiente a las ofertas consideradas admisibles a los efectos de su evaluación por aplicación de la metodología aprobada por el mencionado anexo y c) fecha límite para que CAMMESA eleve a esta Secretaría el resultado de la evaluación de las ofertas económicas presentadas, 30 de agosto de 2017.

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 11/05/2017 N° 31384/17 v. 11/05/2017

NO-2018-12511822-APN-SSEE-MEM

Archivo.pdf

RESOL-2017-820-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33717 del 23/09/2017

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2016-02609829-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución N° 420 de fecha 16 de noviembre de 2016 de esta Secretaría, se convocó a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura eléctrica que contribuyan a la reducción de costos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés mediante la presentación del anteproyecto correspondiente.

Que la importante respuesta a dicha convocatoria evidenció el interés de los agentes privados en invertir en el desarrollo de diferentes proyectos.

Que, en tal marco, se consideró conveniente y oportuno iniciar los procesos de selección mediante la convocatoria abierta a presentar ofertas de generación de energía eléctrica que representen el menor requerimiento de combustibles para el sistema, tales como instalaciones que cierren procesos abiertos en ciclos combinados y sistemas de cogeneración (electricidad – calor), lo que fuera dispuesto a través de la Resolución N° 287 de fecha 10 de mayo de 2017 de esta Secretaría.

Que, con sujeción al Pliego de Bases y Condiciones (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM) aprobado por esta Secretaría y publicado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), se recibieron ofertas de venta de energía eléctrica que implican instalar, con inversión exclusivamente privada, un total adicional de aproximadamente 4.600 MW de capacidad de generación.

Que a través de la Nota N° N0-2017-18201747-APN-SECEE#MEM de fecha 25 de agosto de 2017 de esta Secretaría, se comunicaron las ofertas admitidas por cumplir los requisitos técnicos y jurídico-formales exigidos en el Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria.

Que el acto de apertura del sobre de ofertas económicas de los TREINTA Y DOS (32) proyectos considerados admisibles tuvo lugar el 30 de agosto de 2017, incluyendo, entre ellos, cierres de Ciclo Combinado y Cogeneración.

Que las ofertas admitidas se ordenaron teniendo en consideración los criterios manifestados oportunamente por la referida Resolución Nº 287/2017 de esta Secretaría.

Que mediante la Nota CAMMESA Nº B-119252-1 de fecha 21 de septiembre de 2017, el OED elevó a esta Secretaría su análisis de las ofertas admitidas, incluyendo – con el fin de asegurar una minimización de costos – la consideración de la situación de abastecimiento de gas natural a las centrales de acuerdo a los antecedentes operativos del sistema y ponderando para cada abastecimiento de gas natural diferentes hipótesis de confiabilidad de las ofertas, de acuerdo a los antecedentes disponibles, conforme le fuera requerido a dicho Organismo por la referida Nota N° N0-2017-18201747-APN-SECEE#MEM.

Que del análisis efectuado se concluyó en diferentes órdenes de mérito según la disponibilidad de gas considerada.

Que, en tal sentido, y con carácter general, los proyectos de cierre de ciclo han consistido en ofertas cuyos precios no resultan convenientes o poseen comportamientos operativos no esperados para un cierre de tal tipo.

Que conforme los resultados obtenidos en el análisis efectuado y la identificación de las ofertas de mejor relación beneficio/costo, se considera oportuno y conveniente autorizar a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a concretar la suscripción de los Contratos de Demanda Mayorista (CdD), con cada una de las empresas cuya oferta se detalla en el Anexo (IF-2017-21616772-APN-SSETTDEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida.

Que, por otra parte, entre las ofertas no seleccionadas surgen ciertas características positivas, no obstante lo cual, algunas desmejoran sensiblemente su evaluación considerando distintos escenarios de despacho con gas natural, escenarios en los cuales se incrementa la oferta competitiva y económica del citado combustible, siendo que dicho incremento se proyecta como resultado de la aplicación de la actual Política Nacional, que tiene por objetivo general la sustitución de combustibles líquidos y, en particular, el reemplazo de los mencionados combustibles en la generación de energía eléctrica.

Que en razón de lo expuesto, se entiende conveniente invitar a las ofertas consideradas admisibles por Nota N° N0-2017-18201747-APN-SECEE#MEM que no están incluidas en el Anexo (IF-2017-21616772-APNSSETTDEE#MEM) a la presente resolución, a una mejora de las ofertas a fin de verificar el orden de mérito para una eventual contratación adicional en tanto se atienda a mejorar la relación beneficio/costo para diversos escenarios de incremento del gas disponible.

Que teniendo en cuenta que en el Proyecto de Presupuesto para el Ejercicio 2018, elevado por la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS en fecha 14 de septiembre de 2017, se han incluido determinadas obras de transporte en Alta Tensión (Planilla Anexa al artículo 59 del mencionado proyecto), no se considerarán restricciones de transporte en el marco de la convocatoria a mejora de ofertas. Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 dela Ley N° 24.065, el artículo 84 de su Decreto Reglamentario N° 1.398 de fecha 11 de agosto de 1992, el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Autorízase a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a la suscripción de los Contratos de Demanda Mayorista (CdD), con cada una las empresas cuya oferta se incluye en el listado que, como Anexo (IF-2017-21616772-APN-SSETTDEE#MEM) forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- CAMMESA invitará a los titulares de las ofertas admitidas por la Nota N° N0-2017-18201747-APN-SECEE#MEM de fecha 25 de agosto de 2017 de esta Secretaría, por cumplir los requisitos técnicos y jurídico-formales exigidos, y que no se encuentren incluidas en el Anexo (IF-2017-21616772- APN-SSETTDEE#MEM) a la presente medida, a presentar una mejora de ofertas que, al menos, atienda a mejorar la relación beneficio-costo para los diversos escenarios de gas disponible, escenarios que se relacionen con la política declarada e implementada por el Gobierno Nacional, política que tiene por objetivo general incrementar la oferta de gas natural económica y competitiva que tienda a sustituir los consumos de combustibles líquidos alternativos en la generación de energía eléctrica.

Se establece el 6 de octubre de 2017 como fecha límite para la presentación de las ofertas mejoradas y el 13 de octubre de 2017 para que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) eleve su análisis a esta Secretaría.

En la evaluación no se considerarán restricciones de transporte para las ofertas habilitadas conforme el presente acto. Se deberá verificar la capacidad disponible en PUNTO DE INTERCONEXIÓN (PDI) y límites intermedios.

ARTÍCULO 3°.- Notifíquese la presente medida a CAMMESA.

ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 26/09/2017 N° 72311/17 v. 26/09/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

Anexo

Archivo.pdf

RESOL-2017-926-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33717 del 18/10/2017

BUENOS AIRES, 17 DE OCTUBRE DE 2017

VER RESOLUCION

RESOL-2017-979-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33743 del 18/10/2017

BUENOS AIRES, 02 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-26244882-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que por Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992 tiene asignadas las funciones de ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), ha elevado a esta Secretaría la Programación Estacional de Verano correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) aprobados por Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificaciones y complementarias.

Que a través de la Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017 y su modificatoria N° 261 de fecha 8 de mayo de 2017, ambas de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se aprobó la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017.

Que, asimismo, a través de la Resolución SEE N° 256/17 y su modificatoria referidas precedentemente, se aprobaron, para el mismo período, los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM como, así también, se estableció la continuidad de la aplicación del Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica y de la Tarifa Social, dispuestos oportunamente mediante la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que los precios previstos en la señalada Resolución N° 256/17 fueron sancionados una vez realizada la Audiencia Pública del 14 de diciembre de 2016, que fuera convocada y celebrada en los términos establecidos en la Resolución N° 196 de fecha 27 de septiembre de 2016 y N° 287 de fecha 12 de diciembre de 2016, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que en dicha Audiencia Pública, el señalado Ministerio presentó un sendero de reducción escalonada de subsidios sobre los precios de referencia de la potencia y energía en el MEM aplicable hasta 2019, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado, progresivamente decreciente a lo largo de dicho lapso.

Que, en tal sentido, también se explicitó en la Audiencia Pública que durante el período indicado precedentemente, tanto el precio estacional económico, que refleja el costo total de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente, en función de los cambios que se registren en los parámetros utilizados para el cálculo.

Que en virtud de lo establecido en el punto 2.10, Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos”, aprobados por la referida Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, corresponde aprobar los Precios Estacionales para el Período Estacional de Verano.

Que mediante Resolución N° 403 de fecha 25 de octubre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se convocó a Audiencia Pública a fin de considerar, para su entrada en vigencia a partir 1° de diciembre de 2017: (i) los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; (ii) el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica; (iii) la Tarifa Social y (iv) la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que, en tal marco, se entiende pertinente diferir la aprobación de los precios estacionales que regirán en el Período Estacional de Verano 2017-2018, hasta tanto se cumplimente el procedimiento de participación ciudadana propiciado a través de la referida Resolución MINEM N° 403/17.

Que, en tal sentido, deviene necesario disponer que, hasta tanto se sancionen los nuevos precios resultantes de lo considerado en la Audiencia Pública, regirán los precios aprobados mediante Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017 y su modificatoria de esta Secretaría.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención que le compete.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995, el Artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y el Artículo 25 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Difiérese la aprobación de los Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, aplicables al período referido en el artículo 1° precedente, hasta tanto se realice la Audiencia Pública convocada mediante Resolución N° 403 de fecha 25 de octubre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 3°.- Establécese, hasta tanto se sancionen los nuevos precios referidos precedentemente, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM aprobados mediante Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017 y su modificatoria de esta Secretaría.

ARTÍCULO 4º.- Notifíquese el presente acto a CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de este Ministerio, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 5°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

e. 02/11/2017 N° 84612/17 v. 02/11/2017

RESOL-2017-1085-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33762 del 30/11/2017

BUENOS AIRES, 28 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO los Expedientes Nros. EX-2017-29851899-APN-DDYME#MEM y EX-2017-24996295-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 15.336, 24.065, 27.191, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece que las autoridades proveerán a la protección de los derechos de los consumidores y usuarios, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos, a una información adecuada y veraz, a la libertad de elección y a condiciones de trato equitativo y digno, promoviendo además a la educación para el consumo.

Que con base en el aludido mandato constitucional, a través de la Resolución N° 403 de fecha 25 de octubre de 2017 de este Ministerio se convocó a una Audiencia Pública para el día 17 de noviembre de 2017, a fin de considerar, para su entrada en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017: (i) los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; (ii) el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica; (iii) la Tarifa Social y (iv) la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que en tal marco, mediante la Resolución N° 527 de fecha 25 de octubre de 2017 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico actuante en el ámbito de este Ministerio, en virtud del requerimiento de colaboración efectuado a través de la citada Resolución N° 403/2017, se habilitó, a partir del 1 de noviembre de 2017 hasta el 15 de noviembre de 2017, el registro de participantes para la Audiencia Pública en la sede del propio Ente y en los centros de inscripción en las Ciudades de Mar del Plata, Provincia de BUENOS AIRES; Mendoza, Provincia de MENDOZA; Neuquén, Provincia del NEUQUÉN; Salta, Provincia de SALTA; Formosa, Provincia de FORMOSA y Trelew, Provincia del CHUBUT.

Que asimismo, a través de la Resolución N° 995 de fecha 6 de noviembre de 2017 de esta Secretaría, se habilitaron los centros de participación en las ciudades antes mencionadas, a los efectos de promover una efectiva participación ciudadana con alcance federal y de garantizar a los interesados y usuarios del servicio de las distintas jurisdicciones la posibilidad de expresar las opiniones y propuestas respecto de las cuestiones puestas en consulta.

Que transcurrido el plazo reglamentario para la inscripción de los interesados, a través de la Resolución N° 1.037 de fecha 15 de noviembre 2017 de esta Secretaría, se aprobó el orden del día de la mencionada Audiencia Pública, en el que se estableció la nómina de expositores, con indicación de su orden y tiempo de alocución, que fuera puesto en conocimiento de los interesados en la forma prevista en el procedimiento aplicable.

Que la Audiencia Pública se celebró el 17 de noviembre de 2017, a las 9:00 horas, en el Salón de Eventos del Palacio de las Aguas Corrientes sito en la calle Ayacucho N° 751 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en los centros de participación habilitados al efecto, en los términos del REGLAMENTO GENERAL DE AUDIENCIAS PÚBLICAS PARA EL PODER EJECUTIVO NACIONAL, aprobado por el Decreto N° 1.172 de fecha 3 de diciembre de 2003 y que como Anexo I forma parte integrante de dicho decreto.

Que durante el plazo de inscripción para participar en la Audiencia Pública, se recibieron presentaciones en los lugares habilitados a tal efecto, en las Ciudades de Mendoza y Formosa, por las que se requirió la nulidad de la convocatoria.

Que en tal sentido, en el centro de inscripción de la Ciudad de Mendoza, el señor José Luis RAMÓN (M.I. N° 16.902.710), en representación de PROTECTORA ASOCIACIÓN DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR, con domicilio en la calle 25 de Mayo N° 750, planta baja, oficina G de la Ciudad de Mendoza, realizó una presentación a través de la que, además de solicitar la inscripción en carácter de expositor, requirió que se declarara nula la convocatoria a Audiencia Pública, como así también la suspensión de los efectos del acto administrativo que surgiera como consecuencia de su realización.

Que asimismo, en el centro de inscripción de la Ciudad de Formosa, el Doctor Gustavo Adolfo CORREGIDO (M.I. N° 14.376.796), en su carácter de Defensor del Pueblo de la Provincia del CHACO,

designado mediante la Resolución N° 556 de fecha 25 de abril de 2016 de la Cámara de Diputados de la Provincia del CHACO, con domicilio legal en la calle Salta N° 365, primer piso de la Ciudad de Resistencia, Provincia del CHACO, efectuó una presentación solicitando la suspensión de la Audiencia Pública y la designación de una nueva fecha para su realización.

Que por su parte, en oportunidad de sus intervenciones, diversos expositores solicitaron la nulidad de la Audiencia Pública sin fundamentar las razones que la justificaran, adhiriendo genéricamente, en algún caso, a los requerimientos de nulidad referidos precedentemente.

Que las presentaciones realizadas por el señor José Luis RAMÓN y el Doctor Gustavo Adolfo CORREGIDO, sustanciadas como reclamos administrativos impropios, conforme con lo previsto en el artículo 24, inciso a) de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549, fueron resueltas por medio de las Resoluciones Nros. 448 de fecha 17 de noviembre de 2017 y 468 de fecha 28 de noviembre de 2017, respectivamente, ambas de este Ministerio, a través de las que se desestimaron las peticiones efectuadas.

Que, oportunamente, a los efectos de brindar información adecuada y suficiente para el tratamiento de los temas sometidos a consideración, se incorporó al expediente de la Audiencia Pública, el documento base de la presentación que realizaría esta Secretaría, relativa a: (i) los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; (ii) el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica; (iii) la Tarifa Social y (iv) la Metodología de Distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al Transporte por Distribución Troncal.

Que en oportunidad de su exposición en la referida Audiencia, esta Secretaría informó la continuidad de la aplicación del sendero de reducción escalonada de subsidios para el establecimiento de los Precios de Referencia de Potencia y Energía en el MEM, como así también respecto de Tarifa Social, del Plan de Estímulo y de la Metodología de Distribución de los Precios del Transporte, todo ello en el marco del proceso de normalización y previsibilidad del sector eléctrico argentino, necesario para un funcionamiento eficiente y sustentable del sistema.

Que asimismo, a través de la señalada presentación, se informó respecto de la necesidad de modificar los criterios de distribución de los costos del transporte, teniendo en consideración la energía demandada y/o aportada por cada agente del MEM.

Que en tal sentido, se expresó que los costos asociados al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), se distribuirían de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, traduciéndose en una tarifa uniforme.

Que a través de la aludida presentación, esta Secretaría también explicitó que los costos asociados al Sistema de Transporte por Distribución Troncal se distribuirían de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía y los aportes de generación relacionados con cada región.

Que respecto de las medidas que se propician implementar a través de la presente medida y de acuerdo a lo establecido por el citado Decreto N° 1.172/2003, corresponde mencionar y considerar las exposiciones realizadas en el marco de la Audiencia Pública, relativas a la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y la correspondiente al Transporte por Distribución Troncal.

Que en tal sentido, diversos expositores manifestaron que la información puesta a disposición de los participantes e interesados con anterioridad a la celebración de la Audiencia Pública, resultó insuficiente e incompleta.

Que respecto de ello, corresponde señalar que la información necesaria y pertinente para la consideración del objeto de la citada Audiencia fue puesta a disposición de los interesados a través de las actuaciones administrativas respectivas, que fueron dispuestas en la sede central del ENRE y en los centros de participación habilitados como, asimismo, publicada en el sitio web de este Ministerio, a los efectos de facilitar su amplio acceso a los interesados, conforme las previsiones previstas en el mencionado Decreto Nº 1.172/2003.

Que a su vez, en relación con las medidas que se propician a través de la presente resolución, diversos expositores respaldaron la necesidad de adecuar la remuneración de los generadores y de los transportistas a fin de poder dar cobertura a los respectivos costos económicos.

Que en tal sentido, en la referida Audiencia se señaló que las empresas de transporte de energía eléctrica, tanto en alta tensión como por distribución troncal que operan en el país, tienen como misión vincular los centros de producción de energía con los centros de demanda, posibilitando de esta forma el abastecimiento de la demanda en un mercado eléctrico competitivo, transparente y eficiente.

Que por otra parte, también se destacó que, a partir de las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) realizadas a fines de 2016, se logró la recomposición del equilibrio de las ecuaciones económico-financieras de los contratos de concesión de las empresas de transporte de energía eléctrica, dando así sustentabilidad a la prestación del servicio público de transporte.

Que asimismo, se señaló que el adecuado funcionamiento del sistema de transporte resulta de vital importancia para enfrentar los nuevos desafíos del sector, entre ellos, la inserción de nuevas fuentes de energías renovables en el sistema y la incorporación de nueva generación térmica.

Que en tal sentido, se explicitó que el servicio público de transporte de energía eléctrica hace asequible la interconexión de múltiples fuentes de generación, favoreciendo la calidad y confiabilidad del abastecimiento, permitiendo el despacho óptimo y la utilización eficiente de los recursos energéticos del país.

Que también se señaló que la propuesta realizada por la Autoridad Regulatoria modifica los principios básicos establecidos en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias, implicando ello un considerable incremento de los costos de transporte para la demanda.

Que a través de la exposición referida precedentemente, también se indicó que ello provocaría que los generadores dejen de pagar los costos asociados al transporte, trasladando todos los cargos a la demanda, produciéndose así una importante transferencia de renta.

Que se destacó que el impacto resultaría mayor en zonas netamente exportadoras de energía y que, en aplicación de la metodología propuesta, la remuneración a pagar por la demanda estaría determinada en función del consumo de energía y no del uso de potencia.

Que con relación a los costos asociados al Sistema de Transporte en Alta Tensión, operado por COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA, se resaltó que se distribuyen entre toda la demanda del país, asumiendo los usuarios de las Distribuidoras de Concesión Federal, EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A), una parte importante de dichos costos.

Que en tal inteligencia, se manifestó que un cambio de tal magnitud requiere mayor análisis, correspondiendo previamente evaluar tanto los costos, beneficios e impactos de las medidas propiciadas, que no son sólo tarifarios, sino también normativos, debiéndose considerar, a tales efectos, las afectaciones a las obligaciones de los agentes y al sistema de aplicación de penalidades, naturalmente asociado a un sistema de remuneración.

Que con relación a lo referido por los expositores respecto a los costos asociados al sistema de transporte y su traslado a la demanda, a través del Informe Técnico N° IF-2017-30220755-APN-SSCPT#MEM, la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio considera que la propuesta de cambio en la asignación de los costos de transporte no implica un incremento de ellos para la demanda, sino su reasignación en aplicación del criterio denominado usualmente de “postalización” o “estampillado” de los cargos de transporte.

Que de acuerdo a dicha metodología de asignación, los costos del servicio se dividen entre los usuarios, en orden a su demanda o aporte, correspondientes al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, según sea el caso.

Que en orden a los principios de transparencia y acceso a la información, deviene necesario hacer explícitos los costos del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica que debe enfrentar la demanda del MEM.

Que en tal marco, se estima equitativo y adecuado que la Generación aporte el valor representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación destinado a su vinculación con sistema de transporte en alta tensión o en distribución troncal, según corresponda.

Que concluida la Audiencia Pública celebrada con fecha 17 de noviembre de 2017, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 36 del Anexo I del citado Decreto N° 1.172/2003, se ordenó la publicación en

el Boletín Oficial de un Aviso, que dio cuenta de la celebración de la referida Audiencia, indicando: a) objeto, b) fecha en que se sesionó, c) funcionarios presentes, d) cantidad de participantes, e) lugar de disposición de las actuaciones administrativas y f) plazos y modalidad de publicidad de la resolución final.

Que por medio de la Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017, modificada por la Resolución N° 261 de fecha 8 de mayo de 2017, ambas de esta Secretaría, se aprobó la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el31 de octubre de 2017, calculada según Los Procedimientos.

Que mediante la Resolución N° 979 de fecha 1 de noviembre de 2017 de esta Secretaría se aprobó la Programación Estacional de Verano para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, calculada según Los Procedimientos.

Que asimismo, a través de la citada Resolución N° 979/2017, se difirió la aprobación de los Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM hasta tanto se realizara la Audiencia Pública convocada mediante la citada Resolución N° 403/2017.

Que la energía eléctrica es un bien económico que constituye un insumo fundamental para una adecuada calidad de vida de los habitantes y el desarrollo del país, en cuya virtud, su regulación requiere de una visión de largo plazo, estratégica e integral, resultando para ello necesario y conducente considerar la prospectiva sectorial y la experiencia nacional e internacional en la materia.

Que el abandono de criterios económicos en la definición de los precios del MEM distorsionó las señales económicas incrementando el costo de abastecer y desalentando, asimismo, tanto la inversión privada de riesgo para el aseguramiento eficiente de la oferta, como la gestión responsable de la demanda tendiente a incentivar el ahorro y el uso eficiente de los recursos energéticos.

Que la sistemática desactualización de los precios mayoristas y la creciente aplicación de subsidios estatales en la fijación de precios y tarifas de los distintos segmentos de la industria eléctrica produjeron que el Sistema Eléctrico Argentino, suficiente de reservas aún en 2003, presentara un estado de déficit crónico

Que la situación descripta motivó el dictado del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015, a través del que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de Emergencia al Sector Eléctrico e instruyó a este Ministerio a elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones necesarias, en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, destinado a incrementar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en dicho marco, a través de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio, se establecieron nuevos precios a aplicar en el MEM, reduciéndose los subsidios aun parcialmente vigentes.

Que en los fundamentos de la citada Resolución N° 6/2016 se valoriza el criterio regulatorio subyacente en la Ley Nº 24.065, consistente en asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino, mediante el establecimiento de precios y tarifas justos y razonables, continentes de señales de eficiencia.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, conformado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, hace posible concretar, mediante el dictado de normas reglamentarias, las adaptaciones necesarias que permitan establecer reglas claras y estables para el reordenamiento del MEM, su operación, como así también el mantenimiento y ampliación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que la Autoridad Regulatoria, atendiendo a los preceptos legislativos señalados, entendió necesario rediseñar los lineamientos para un adecuado desarrollo del Sector Eléctrico, a través de la diversificación de la matriz energética a mediano y largo plazo, teniendo en consideración la necesidad de asegurar potencia firme suficiente, propendiendo, además, a una progresiva reducción de costos del sistema en su conjunto hacia el mínimo económico, compatible con la seguridad del abastecimiento y la sustentabilidad ambiental.

Que la Ley N° 24.065 establece con carácter general, que el precio a pagar por la demanda en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de su abastecimiento, tanto de la energía eléctrica (energía y potencia) como del transporte (transmisión y transformación) de dicha electricidad.

Que tal como fuera referido, uno de los temas considerados en la citada Audiencia Pública fue, para su entrada en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, la metodología de distribución de los costos correspondientes al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y al Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

Que se explicitó en dicha Audiencia Pública que, a partir de 2016, la Autoridad Regulatoria propició una gradual reducción de subsidios generalizados, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio.

Que también se expuso en la citada Audiencia que, en el lapso referido precedentemente, tanto el precio estacional económico, que refleja el costo real de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se revisarán estacionalmente, en función de los cambios que se registren en los parámetros utilizados para su cálculo.

Que, en dicho marco, se entiende necesario que dicha política de reducción de subsidios se aplique también a los costos del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el MEM.

Que para ello, resulta además necesario llevar adelante una revisión y adecuación de determinadas disposiciones de los Reglamentos del Sistema de Transporte, aprobados por el Decreto N° 2.743 de fecha 29 de diciembre de 1992 y sus normas complementarias y modificatorias, incorporadas a Los Procedimientos.

Que las metodologías para la asignación de los costos del Servicio de Transporte a sus usuarios, previstas en los Anexos 18 y 19 de Los Procedimientos, correspondientes, respectivamente, a los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, fueron establecidas considerando que las líneas y otras instalaciones estaban destinadas, mayoritariamente y en dicha instancia, a alimentar cargas o conectar generación en disposición radial, es decir, operando como único vínculo con el resto del SADI.

Que ante un sistema de transporte de electricidad con una importante cantidad de enlaces radiales, resultaba posible y conveniente identificar a los usuarios que se beneficiaban con el uso de las instalaciones existentes y sus expansiones, en cuyo contexto, dichas metodologías propiciaban asignar, a cada potencial beneficiario, los costos correspondientes en forma específica.

Que el desarrollo del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión se caracteriza por su tendencia hacia un sistema mallado, en el que cada punto de la red posee mayores alternativas de conexión con el resto del sistema y que conduce, en la práctica, a la reducción progresiva de los tramos radiales, limitados actualmente a las nuevas instalaciones destinadas a integrar al SADI con sistemas eléctricos previamente aislados.

Que en tal marco, deviene innecesario identificar a los usuarios beneficiarios de cada instalación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, en la medida que todos se benefician con el conjunto de la red, resultando razonable que asuman conjuntamente el total de los costos de dicho sistema.

Que respecto de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal y su uso por las demandas regionales, las estipulaciones contenidas en el referido Anexo 19 de Los Procedimientos, prevén un procedimiento de socialización de los costos operativos, cuyo efecto es distribuir dichos costos considerando la energía eléctrica demandada, tal como fuera expuesto.

Que de acuerdo al procedimiento de asignación de costos del transporte eléctrico, usualmente denominado de “estampillado”, los costos del servicio se dividen entre los usuarios, en orden a su respectiva demanda o aporte de energía, a nivel del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, según sea el caso.

Que la reglamentación original del servicio de transporte en el MEM previó que los costos del Servicio de Transporte se asignen a la Demanda y a la Generación de energía eléctrica, de acuerdo con los criterios establecidos en los referidos Anexos 18 y 19 de Los Procedimientos, dando lugar a que, implícitamente, la Generación transfiriera sus costos de transporte a los declarados para la determinación del precio de la energía.

Que se estima conveniente, en orden a los principios de transparencia y acceso a la información, que sean explícitos los costos del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica que debe enfrentar la Demanda del MEM, conforme la metodología detallada en el Anexo (IF-2017-30271632-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida.

Que se entiende equitativo y adecuado que sea aportado por la Generación el valor representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación, destinado a su vinculación con Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o en Distribución Troncal, según corresponda.

Que la experiencia nacional e internacional, en consideración de los objetivos de diversificación de fuentes y de promoción de la utilización incremental de fuentes renovables en la producción de energía eléctrica, señalan la necesidad de propender al desarrollo y expansión de los sistemas eléctricos con una visión centralizada, correspondiendo que la metodología de asignación de costos de las instalaciones existentes, se rija por reglas similares a las propiciadas a través de la presente medida.

Que en tal contexto, resulta conveniente y necesario establecer la metodología para la determinación del precio a pagar en concepto de remuneración por el uso de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal.

Que la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio ha tomado la intervención de su competencia.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las atribuciones para el dictado de este acto resultan de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, el artículo 12 del citado Decreto N° 2.743/1992, el artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 y el artículo 1° de la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo del 2016, ambas de este Ministerio.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), detallada en el Anexo (IF-2017-30271632-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida y que será de aplicación a partir del 1 de diciembre de 2017.

ARTÍCULO 2°.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a realizar los cálculos correspondientes conforme la metodología aprobada por el artículo precedente, de los que resultarán los precios por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en el MEM, incluyendo su estabilización, a los Agentes Distribuidores del MEM.

ARTÍCULO 3°.- Instrúyese a CAMMESA a los efectos de que, en el plazo de TREINTA (30) días corridos a partir de la publicación de la presente medida en el Boletín Oficial, proponga las modificaciones y adecuaciones necesarias en los Anexos 16, 18, 19 y normas concordantes de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias, para su oportuna revisión y aprobación por esta Secretaría.

ARTÍCULO 4°.- Notifíquese a CAMMESA.

ARTÍCULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 30/11/2017 N° 92884/17 v. 30/11/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial.)



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2017 - Año de las Energías Renovables

Informe

Número: IF-2017-30271632-APN-SECEE#MEM

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Martes 28 de Noviembre de 2017

Referencia: ANEXO -METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO A PAGAR EN CONCEPTO DE REMUNERACIÓN POR EL SERVI CIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN EL MERC ADO ELECTRICO MAYORISTA

ANEXO

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO A PAGAR EN CONCEPTO DE

REMUNERACIÓN POR EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN

ALTA TENSIÓN Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El presente procedimiento tiene por objeto establecer la metodología de asignación de los costos del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, entre los Agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), demandantes y aportantes de energía, atendiendo a la remuneración aprobada en las correspondientes revisiones tarifarias para las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

1. CRITERIOS GENERALES

Los costos asociados a la remuneración de las empresas de transporte se distribuirán en función de la demanda y/o aporte de energía de cada Agente del MEM según sea el caso (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Generadores), vinculados directa y/o indirectamente al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, descontando los costos asignados a los Agentes Generadores en concepto de costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación conforme la presente metodología.

1.1. Los costos asociados al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión, previo descontar, en su caso, lo que corresponde pagar a los Agentes Generadores conforme a lo previsto en el Punto 1.3. del presente Anexo, por estar vinculados a dicho sistema, se distribuyen de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, asignándolos entre los agentes demandantes en proporción a su demanda.

1.2. Los costos asociados al Sistema de Transporte de Distribución Troncal (Distros), previo descontar, en su caso, lo que corresponde pagar a los Agentes Generadores por estar vinculados a dicho sistema y conforme lo previsto en el Punto 1.3. del presente Anexo, se distribuyen de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía y los aportes de la generación relacionados con esa Distro. El monto resultante de asociar los costos distribuidos de la forma mencionada y tales aportes de la generación, se redistribuye de manera uniforme entre la sumatoria de las demandas de energía del MEM, asignándolos entre los agentes demandantes en proporción a su demanda.

1.3. Los Agentes Generadores pagarán un cargo de transporte que será un valor representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación dedicado a su vinculación al sistema, considerando el nivel de tensión y sus características.

Los valores correspondientes serán determinados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a través de una evaluación de “costos standard” y comunicados al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para su aplicación.

Los montos abonados por los Agentes Generadores se descontarán de los valores correspondientes a cada transportista antes del proceso de determinación de precios.

1.4. En el caso de las Prestadoras Adicionales de la Función Técnica del Transporte (PAFTT), corresponde aplicar los mismos criterios que para Distro, con valorización de costos de uso de PAFTT en función de la demanda.

2. DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS A PAGAR

2.1. Precios a Distribuidores

Los precios del Transporte de Energía Eléctrica en el MEM se estabilizan para su pago por los Distribuidores y se calculan junto a cada Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

Los precios estabilizados se determinan en función de los costos asociados al transporte y la previsión de la demanda de energía aplicando el procedimiento definido en cada caso. Como resultado, cada distribuidora tendrá un precio estabilizado para Transporte en Extra Alta Tensión y para Transporte por Distribución Troncal.

En el caso de Agentes Distribuidores que tengan demanda conectada a diferentes Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (Distro) se establecerá el porcentaje de su demanda que corresponde a cada Distro; el precio contemplará de manera ponderada la demanda y el precio.

2.2. Precios a Grandes Usuarios

Los precios correspondientes a los Grandes Usuarios del MEM se calculan mensualmente en la Transacción Económica.

Los precios se determinan en función de los costos asociados al transporte y la demanda de energía real aplicando el procedimiento definido en cada caso. Como resultado, a cada Gran Usuario le corresponderá un precio mensual para Transporte en Extra Alta Tensión y para Transporte por Distribución Troncal.

Para Grandes Usuarios del MEM no vinculados directamente al transporte de Alta Tensión y/o Distro el valor mensual a aplicar será el correspondiente al del agente que los vincula.

3. CÁLCULO DE PRECIOS ESTABILIZADOS A AGENTES DISTRIBUIDORES

Junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá:

Calcular la remuneración prevista para los transportes de Alta Tensión y Distros en función de los últimos precios vigentes aprobados en las correspondientes revisiones tarifarias, considerando una disponibilidad del 100% para todas las horas del período.

Calcular el cargo de transporte por conexión y transformación que corresponde abonar por cada Agente Generador del MEM.

Calcular el precio estabilizado del transporte para Alta Tensión y Distros para los agentes Distribuidores del MEM.

3.1. Precio Estabilizado de Transporte en Distro

3.1.1. Procedimiento para Distribuidoras abastecidas desde una única Distro Para cada una de las DistroN

del MEM, se calcula:

PET DistroN = (REP DistroN – CGEN DistroN) / (DEPA DistroN + GEPA DistroN)

Siendo:

PET DistroN: Precio Estabilizado de distribución troncal para la Distro “N”.

REP DistroN: Remuneración Estacional Prevista para la Distro “N”.

CGEN DistroN: Cargo previsto abonar por los Agentes Generadores conectados a la Distro “N”.

DEPA DistroN: Demanda Estacional Prevista Abastecer a los Agentes de MEM desde la Distro “N”.

GEPA DistroN: Generación Estacional Prevista Aportar por los Generadores a la Distro “N”.

El precio así determinado será el que corresponde asignar a una Distribuidora cuya demanda se encuentre abastecida en forma total desde una única Distro.

3.1.2. Procedimiento para Distribuidoras abastecidas desde más de una Distro

Para el Distribuidor “a” se calculan los montos correspondientes a los cargos de transporte de cada Distro “N” desde la cual se abastece:

MDPADa DistroN = PEDT DistroN * DEPAa DistroN

Siendo:

MDPADa DistroN: Monto correspondiente a la Demanda Prevista Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “N”.

PEDT DistroN: Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro “N”.

DEPAa DistroN: Demanda Estacional Prevista Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “N”.

Luego se calculará el Precio Estabilizado a cada Distribuidor Agente como:

PEDTADa = (MDPADa DistroA + MDPADa DistroB +….+ MDPADa DistroN)/DEPDa

Siendo:

PEDTADa: Precio Estabilizado de distribución troncal para el distribuidor “a”

MDPADa DistroA: Monto correspondiente a la Demanda Prevista Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro A.

MDPADa DistroB: Monto correspondiente a la Demanda Prevista Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro B.

MDPADa DistroN: Monto correspondiente a la Demanda Prevista Abastecer del Distribuidor “a” en la Distro “N”.

DEPDa: Demanda Estacional Prevista Abastecer para el Distribuidor “a”.

El precio así determinado será el que corresponde asignar a una Distribuidora cuya demanda se encuentre abastecida en forma total desde más de una Distro.

Para los Distribuidores no conectados directamente a una Distro se utilizará el mismo porcentaje de distribución del agente que lo vincula.

3.2. Precio Estabilizado de Transporte en Alta Tensión

PET AT = (REP AT + (MGEN DistroA + …+ MGEN DistroN) - CGEN AT) / DEPA AT

Siendo:

PET AT: Precio Estabilizado de Transporte en Alta Tensión.

REP AT: Remuneración Estacional Prevista para el Sistema de Transporte de Alta Tensión.

DEPA AT: Demanda Estacional Prevista Abastecer a los Agentes del MEM.

CGEN AT: Cargo previsto abonar por los Agentes Generadores conectados al Sistema de Transporte de Alta Tensión.

MGEN DistroA: Monto resultante de asociar los costos distribuidos de la forma mencionada en 1.2. y la generación prevista aportar por los Generadores en la Distro A.

MGEN DistroN: Monto resultante de asociar los costos distribuidos de la forma mencionada en 1.2. y la generación prevista aportar por los Generadores en la Distro “N”.

Calculada como:

MGEN DistroN = PET DistroN * GEPA DistroN

Siendo:

PET DistroN: Precio Estabilizado de distribución troncal para la Distro “N”.

GEPA DistroN: Generación Estacional Prevista Aportar por los Generadores a la Distro “N”.

El precio así determinado será el que corresponde asignar a todas las Distribuidoras del MEM.

4. PRECIO MENSUAL A GRANDES USUARIOS DEL MEM

Mensualmente, con los valores de remuneración y energía reales para el mes y con la misma metodología definida para los Precios Estabilizados, se calcularán los precios mensuales de Transporte en Alta tensión y

Distro a aplicar a cada Gran Usuario del MEM (GUMA, GUME, GUPA, demanda Autogenerador y Autogenerador distribuido).

A los GU no conectados directamente a Alta Tensión y/o Distro se aplicarán los precios mensuales del Agente que lo vincula.

5. PENALIZACIONES

Las penalizaciones por indisponibilidad de transporte que aplique el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) serán distribuidas entre todos los agentes demandantes en función de su demanda de energía mensual.

6. FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL MEM

La diferencia entre los costos correspondientes a la remuneración del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica y los ingresos calculados a partir de los cargos de transporte previstos pagar por los Agentes del MEM, se cargará a una subcuenta de apartamiento que se integrará junto al resto de las subcuentas en el Fondo de Estabilización del MEM.

N0-2018-12926268-APN-SSEE-MEM

Archivo.pdf

Nota ENRE 128825-17

Archivo.pdf

Nota ENRE 130420-18

Archivo.pdf

RESOL-2017-1091-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33763 del 01/12/2017

BUENOS AIRES, 30 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-24996295-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 42 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL establece que las autoridades proveerán a la protección de los derechos de los consumidores y usuarios, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos, a una información adecuada y veraz, a la libertad de elección y a condiciones de trato equitativo y digno promoviendo, además, a la educación para el consumo.

Que con base en el aludido mandato constitucional, a través de la Resolución N° 403 de fecha 25 de octubre de 2017 de este Ministerio se convocó a una Audiencia Pública para el día 17 de noviembre de 2017, a fin de considerar, para su entrada en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017: i) los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; (ii) el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica; (iii) la Tarifa Social y (iv) la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que en tal marco, mediante la Resolución N° 527 de fecha 25 de octubre de 2017 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico actuante en el ámbito del este Ministerio, en virtud del requerimiento de colaboración efectuado a través de la citada Resolución N° 403/2017, se habilitó a partir del 1 de noviembre de 2017 hasta el 15 de noviembre de 2017, el registro de participantes para la Audiencia Pública en la sede del propio Ente y en los centros de inscripción en la Ciudades de Mar del Plata, Provincia de BUENOS AIRES; Mendoza, Provincia de MENDOZA; Neuquén, Provincia del NEUQUÉN; Salta, Provincia de SALTA; Formosa, Provincia de FORMOSA y Trelew, Provincia del CHUBUT.

Que, asimismo, a través de la Resolución N° 995 de fecha 6 de noviembre de 2017 de esta Secretaría, se habilitaron los centros de participación en las ciudades antes mencionadas, a los efectos de promover una efectiva participación ciudadana con alcance federal y de garantizar a los interesados y usuarios del servicio de las distintas jurisdicciones la posibilidad de expresar las opiniones y propuestas respecto de las cuestiones puestas en consulta.

Que transcurrido el plazo reglamentario para la inscripción los interesados, a través de la Resolución N° 1.037 de fecha 15 de noviembre 2017 de esta Secretaría, se aprobó el orden del día de la mencionada Audiencia Pública, en el que se estableció la nómina de expositores, con indicación de su orden y tiempo de alocución, que fuera puesto en conocimiento de los interesados en la forma prevista en el procedimiento aplicable.

Que la Audiencia Pública se celebró el 17 de noviembre de 2017, a partir de las 9:00 horas, en el Salón de Eventos del Palacio de las Aguas Corrientes, sito en la calle Ayacucho N° 751 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en los centros de participación habilitados al efecto, en los términos del REGLAMENTO GENERAL DE AUDIENCIAS PÚBLICAS PARA EL PODER EJECUTIVO NACIONAL, aprobado por el Decreto N° 1.172 de fecha 3 de diciembre de 2003 y que como Anexo I forma parte integrante de dicho decreto.

Que durante el plazo de inscripción para participar en la Audiencia Pública, se realizaron presentaciones en las ciudades de Mendoza y Formosa, a través de las que se solicitó la nulidad de la convocatoria.

Que en tal sentido, en el centro de inscripción de la Ciudad de Mendoza, el señor José Luis RAMÓN (M.I. N° 16.902.710), en representación de “PROTECTORA ASOCIACIÓN DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR”, con domicilio en la calle 25 de Mayo N° 750, planta baja, oficina G de la Ciudad de Mendoza, realizó una presentación a través de la que, además de solicitar la inscripción en carácter de expositor, requirió que se declarara nula la convocatoria a Audiencia Pública, como, así también, la suspensión de los efectos del acto administrativo que surgiera como consecuencia de su realización.

Que asimismo, en el centro de inscripción de la Ciudad de Formosa, el Doctor Gustavo Adolfo CORREGIDO (M.I. N° 14.376.796), en su carácter de Defensor del Pueblo de la Provincia del CHACO, designado mediante la Resolución N° 556 de fecha 25 de abril de 2016 de la Cámara de Diputados de la Provincia del CHACO, con domicilio legal en calle Salta N° 365, primer piso, de la Ciudad de Resistencia,

Provincia del CHACO, efectuó una presentación solicitando la suspensión de la Audiencia Pública y la fijación de una nueva fecha para su realización.

Que, por su parte, en oportunidad de sus intervenciones, diversos expositores solicitaron la nulidad de la Audiencia Pública sin fundamentar las razones que la justificaran, adhiriendo genéricamente, en algún caso, a los requerimientos de nulidad referidos precedentemente.

Que las presentaciones realizadas por el señor José Luis RAMÓN y el Doctor Gustavo Adolfo CORREGIDO, sustanciadas como reclamos administrativos impropios, conforme lo previsto en el artículo 24, inciso a) de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549, fueron resueltas mediante las Resoluciones Nros. 448 de fecha 17 de noviembre de 2017 y 468 de fecha 28 de noviembre de 2017, respectivamente, ambas de este Ministerio, a través de las que se desestimaron las peticiones efectuadas.

Que, oportunamente, a los efectos de brindar información adecuada y suficiente para el tratamiento de los temas sometidos a consideración, se incorporó al expediente de la Audiencia Pública, la presentación que realizaría esta Secretaría, relativa a: i) los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; (ii) el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica; (iii) la Tarifa Social y (iv) la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que en oportunidad de su exposición en la referida Audiencia, esta Secretaría informó la continuidad de la aplicación del sendero de reducción escalonada de subsidios para el establecimiento de los Precios de Referencia de Potencia y Energía en el MEM, como así también, respecto de Tarifa Social, del Plan de Estímulo y de la Metodología de Distribución de los precios del Transporte, en el marco del proceso de normalización y previsibilidad del sector eléctrico argentino, necesario para un funcionamiento eficiente y sustentable del sistema.

Que asimismo, a través de la señalada presentación se informó, respecto del costo mayorista, que el precio que surge del MEM es una resultante de la confrontación de ofertas para atender una determinada demanda, en la que influyen los costos de disponibilidad del combustible, la remuneración de la operación de generación, los costos de incorporación de la nueva potencia y energía, los servicios adicionales de reserva de la potencia, el transporte en alta tensión, impuestos y cargos específicos.

Que respecto de la Tarifa Social, esta Secretaría informó que se subsidiaría el CIEN POR CIENTO (100%) del precio mayorista hasta los CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh) y que, en caso de superarse dichos CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh) y hasta los TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh), se subsidiaría parcialmente el excedente, explicitándose como una bonificación en la factura mensual del servicio.

Que asimismo, a través de la referida presentación se informó un nuevo esquema de incentivo al ahorro, en virtud del cual los usuarios que logren reducciones en sus consumos de un TREINTA POR CIENTO (30%) o más, respecto del mismo mes de 2015, obtendrían un descuento del DIEZ POR CIENTO (10%) sobre el precio estabilizado de la energía.

Que esta Secretaría también expresó en la Audiencia Pública que el referido incentivo encuentra justificación en que el acceso al beneficio resulta consecuencia de un esfuerzo real de reducción de consumo, fomentándose así el ahorro y la eficiencia energética a través del precio y su relación con el de otros bienes y servicios de la economía, proceso que propende a dar relevancia al cuidado del consumo de la energía y al beneficio asociado.

Que respecto de las medidas que se propician implementar a través de la presente y de acuerdo a lo establecido por el Decreto N° 1.172/2003, corresponde mencionar y considerar las exposiciones realizadas en el marco de la Audiencia, relativas a los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica; y la Tarifa Social.

Que, en tal sentido, diversos expositores manifestaron que la información puesta a disposición de los participantes e interesados con anterioridad a la celebración de la Audiencia, resultó insuficiente e incompleta.

Que respecto de ello, corresponde señalar que la información necesaria y pertinente para la consideración del objeto de la Audiencia fue puesta a disposición de los interesados a través de las actuaciones administrativas respectivas, que estuvieron disponibles en la sede central del ENRE y en los

centros de participación habilitados como, asimismo, publicada en el sitio web de este Ministerio, a los efectos de facilitar su amplio acceso por los interesados, conforme las previsiones previstas en el Decreto Nº 1.172/2003.

Que en relación con los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018, diversos expositores manifestaron que los aumentos deben tener un carácter razonable, progresivo y proporcional, conforme lo establecido por la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN en el fallo “CEPIS”.

Que en tal sentido, se manifestó que las modificaciones tarifarias debieran haber sido aún más progresivas, aplicando una quita de subsidios de forma más gradual y considerativa de la situación socioeconómica de los consumidores, como así también a través de una mayor participación de la ciudadanía en la toma de decisiones.

Que también se expresó que el servicio público de energía eléctrica es esencial, y que, en tal carácter, el Estado debe garantizar su accesibilidad, aplicando tarifas razonables y con actualizaciones graduales.

Que respecto de la Tarifa Social, la mayoría de los expositores coincidió en la necesidad de ampliar los bloques de kilovatios hora (kWh) gratuitos y con descuento, para aquellos usuarios que carezcan de red de agua potable, red de gas natural, o ambas, de acuerdo a las características de consumo de cada beneficiario.

Que asimismo, expresaron la necesidad de flexibilizar los límites de los requisitos exigidos para el acceso al beneficio de la Tarifa Social recomendando, a tales efectos, la utilización de criterios de georeferenciación.

Que con relación al Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica, se manifestó que resulta excesivo exigir un TREINTA POR CIENTO (30%) de ahorro respecto del consumo realizado en igual período de 2015, como requisito para obtener una bonificación de sólo un DIEZ POR CIENTO (10%) en el precio de la energía eléctrica, condición que resulta de cumplimiento imposible y, consecuentemente, antijurídica.

Que, en tal sentido, otros expositores expresaron que en las zonas donde la población carece de red de agua potable, red de gas natural, o ambas, resulta imposible cumplir las condiciones establecidas para la aplicación del mencionado Plan Estímulo.

Que, por otra parte, los expositores que en la Audiencia Pública se manifestaron a favor de las iniciativas orientadas al uso responsable de la energía eléctrica, recomendaron que el referido Plan Estímulo sea acompañado de campañas educativas de concientización, tendientes a la eficiencia y al ahorro de la energía, a fin de hacer efectivo el objetivo perseguido.

Que respecto de lo manifestado por los distintos expositores de la Audiencia Pública, a través del Informe Técnico N° IF-2017-30220755-APN-SSCPT#MEM, la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio, expresa que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA) define los costos medios del sistema a través de su programación estacional conforme a procedimientos reglados, de manera tal que el resultado final puede ser revisado por cualquier interesado, en tanto todos los componentes del cálculo se encuentran a disposición del público a través del sitio web del mencionado Organismo.

Que mediante el Informe referido se señala que, particularmente, los Precios Estacionales se establecen trimestralmente según la programación estacional que realiza CAMMESA, con base a una proyección de la operación del MEM prevista por dicha Compañía.

Que respecto de lo manifestado por distintos expositores con relación al Régimen de Tarifa Social, el citado Informe Técnico señala que a fin de considerar adecuadamente la capacidad de pago de los usuarios que se encuentren en una situación económica y social vulnerable, se dispusieron a través del referido régimen, subsidios específicos en favor de usuarios y grupos de usuarios que carecen de ingresos personales (o familiares) suficientes, o que se encuentran con dificultades particulares (v.gr.: discapacidad) para afrontar el pago del costo de la electricidad.

Que el Informe referido agrega que dichos subsidios se destinan a usuarios identificados sobre la base de información social y económica que surge del contraste de datos con el SISTEMA DE IDENTIFICACIÓN NACIONAL TRIBUTARIO Y SOCIAL (SINTYS) del CONSEJO NACIONAL DE COORDINACIÓN DE POLÍTICAS SOCIALES dependiente de la PRESIDENCIA DE LA NACIÓN.

Que respecto de la argumentada necesidad de modificar los criterios de otorgamiento de la Tarifa Social, destaca el Informe Técnico que el régimen actual contempla todas las situaciones previstas en las

normas y, complementariamente, a través de la intervención del MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL, se tratan particularmente los casos no identificados previamente por el SINTYS.

Que, con relación a la solicitud realizada en la Audiencia de ampliación del bloque de kilovatios hora (kWh) gratuitos y con descuento, la referida SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA indica que el cálculo fue realizado teniendo en cuenta el consumo de electricidad de una familia tipo. Que dicho Informe agrega que en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante los incentivos al ahorro y al uso racional y eficiente de la energía eléctrica, resulta necesario reafirmar la vigencia del sistema de incentivos establecidos, los que se traducen en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado, como contrapartida del esfuerzo de cada usuario en la reducción del consumo.

Que respecto de las solicitudes realizadas en el marco de la Audiencia relativas a la continuidad de las condiciones del Plan Estímulo, el Informe Técnico citado expresa que en un contexto de demanda creciente, registrada con anterioridad a la entrada en vigencia de dicho Plan y del régimen de reducción de subsidios, la decisión de incrementar los umbrales de consumo implicaría una medida en la dirección contraria a la propiciada de reducción del consumo, recomendando, en tal sentido, el direccionamiento de los subsidios hacia los sectores y destinos que realmente lo requieren.

Que no obstante ello, dicha SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA, en virtud de las consideraciones vertidas por los expositores de la Audiencia Pública, estima pertinente propiciar la disminución del porcentaje de reducción en el consumo requerido para la obtención del beneficio en el precio de la energía, estableciéndolo en el VEINTE POR CIENTO (20%), en lugar del TREINTA POR CIENTO (30%) oportunamente propuesto.

Que, en tal sentido, estima que la disminución propiciada redundará en un mayor beneficio, tanto para el usuario que pagará menos en su factura, como para el ESTADO NACIONAL que disminuirá el porcentaje de subsidios destinados a solventar la diferencia entre el precio y el costo del servicio residencial.

Que concluida la Audiencia Pública, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 36, Anexo I del Decreto N° 1.172/2003, se ordenó la publicación en el Boletín Oficial de un Aviso, que dio cuenta de la celebración de la referida Audiencia, su Objeto, fecha en que se sesionó, funcionarios presentes, cantidad de participantes, lugar de disposición de las actuaciones administrativas, plazos y modalidad de publicidad de la resolución final.

Que a través de la Resolución N° 256 de fecha 28 de abril de 2017 y su modificatoria N° 261 de fecha 8 de mayo de 2017, ambas de esta Secretaría, se aprobó la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 y el 31 de octubre de 2017, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos), descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que mediante la Resolución N° 979 de fecha 1 de noviembre de 2017 de esta Secretaría se aprobó la Programación Estacional de Verano para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, calculada según Los Procedimientos.

Que, asimismo, a través de la resolución mencionada precedentemente, se difirió la aprobación de los Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, hasta tanto se realizara la Audiencia Pública convocada mediante Resolución N° 403 de fecha 25 de octubre de 2017 de este Ministerio.

Que por Resolución N° 1.085 de fecha del 28 de noviembre de 2017 de esta Secretaría, se aprobó la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal en el MEM, de acuerdo al detalle que obra como Anexo a dicha medida.

Que, conforme la metodología aprobada, los costos del servicio de transporte se dividen entre sus usuarios considerando la magnitud de su demanda o de su aporte, a nivel del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, según sea el caso, y se dispone la estabilización periódica del precio a pagar por los Agentes Distribuidores en el marco de lo dispuesto por el artículo 36 de la Ley N° 24.065.

Que, asimismo, a través de la referida Resolución N° 1.085/2017 se instruyó a CAMMESA a realizar los cálculos correspondientes conforme la metodología aprobada, de los que resultan los precios por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en el MEM, incluyendo su estabilización a los Agentes Distribuidores del MEM.

Que, en cumplimiento de lo instruido por la resolución indicada precedentemente, CAMMESA, a través de la Nota N° B-121929-1 de fecha 29 de noviembre de 2017, informó los resultados obtenidos para cada Agente Distribuidor del MEM.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que por medio del Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó a este Ministerio a elaborar un programa de acciones necesarias, ponerlo en vigencia e implementarlo, en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en cumplimiento del citado precepto constitucional, este Ministerio decidió poner en conocimiento público el costo real que implica satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual y razonable reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el ESTADO NACIONAL.

Que, en tal sentido, mediante el dictado de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio, ante el desfasaje existente entre los costos reales y los precios vigentes, y considerando las posibilidades de pago de los usuarios así como la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, se consideró pertinente sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el MEM, disponiendo la gradualidad en la reducción de los subsidios generalizados.

Que, como se informó en la aludida Audiencia Pública, desde el mes de marzo del año 2017 los Agentes distribuidores y demás prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica pagaron por la energía eléctrica adquirida en el MEM para el necesario abastecimiento en horas de pico, de: (i) sus grandes demandas, la suma de PESOS MIL SETENTA ($1.070) por megavatio/hora; (ii) los usuarios de categoría general no residencial, la suma de PESOS SEISCIENTOS CUARENTA ($640) por megavatio/hora; (iii) los usuarios residenciales, el precio anterior ajustado por la incidencia de los descuentos que se aplican por promoción al ahorro; y (iv) los consumidores residenciales a los que les corresponde aplicar la tarifa social, con un descuento sustancial producto de recibir un consumo base en forma gratuita.

Que tal como se expuso en la Audiencia Pública del día 17 de noviembre de 2017, desde el año 2016 la gradual reducción de subsidios generalizados se extenderá hasta el año 2019, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del total del lapso comprendido hasta el año 2019.

Que también se explicitó en la Audiencia Pública que en dicho lapso, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente.

Que desde el inicio del proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica, ha sido decisión política del Gobierno Nacional la fijación y puesta en funcionamiento de una tarifa social, junto con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica a través del Plan Estímulo al Ahorro Energético, cuyos criterios rectores fueron incorporados en la citada Resolución Nº 6/2016 y se mantendrán vigentes durante todo el referido proceso, implementándose también particularmente por la presente para el período correspondiente a la Programación Estacional de Verano 2017-2018.

Que la Ley 27.351 denomina a los electrodependientes por cuestiones de salud, a aquellas personas que requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuado para alimentar el equipamiento médico prescripto.

Que la referida Ley, establece que el beneficiario gozará de un tratamiento tarifario especial gratuito en el servicio público de provisión de energía eléctrica que se encuentre bajo jurisdicción nacional correspondiendo, en consecuencia, la aplicación del régimen específico.

Que la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA de este Ministerio ha tomado la intervención de su competencia.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, los artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995, el artículo 11 de la Resolución N° 6/2016 y la Resolución N° 25 de fecha 16 de marzo de 2016, ambas de este Ministerio.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2017 y el 31 de enero de 2018, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM que se detallan en el Anexo I (IF-2017-30645221-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida.

A través del referido Anexo I, se diferencian del resto de los usuarios los valores correspondientes a aquellos cuya demanda de potencia sea mayor o igual a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), sin perjuicio de los descuentos que correspondan a los usuarios Residenciales por la aplicación de la Tarifa Social y el Plan Estímulo, según lo establecido en la presente resolución.

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y Otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad a lo establecido por la Resolución N° 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y SERVICIOS Y OBRAS PÚBLICAS.

ARTÍCULO 2°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de febrero de 2018 y el 30 de abril de 2018, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio estabilizado del Transporte (PET) en el MEM, que se detallan en el Anexo II (IF-2017-30646493-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida.

A través del referido Anexo II se diferencian del resto de los usuarios, los valores correspondientes a aquellos cuya demanda de potencia sea mayor o igual a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), sin perjuicio de los descuentos que correspondan a los usuarios Residenciales por aplicación de la Tarifa Socia y el Plan Estímulo, según lo establecido en la presente resolución.

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y Otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad a lo establecido por la citada Resolución N° 137/1992.

ARTÍCULO 3°.- Establécese la aplicación de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, de acuerdo al detalle del Anexo III (IF-2017-30647964-APN-SECEE#MEM) que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 4°.- Subsidio a Usuarios con Tarifa Social. Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, de un descuento en los precios mayoristas de la energía a aplicar a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o a los usuarios atendidos por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea

identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii) a cuyo consumo se le haya otorgado la Tarifa Social.

A los efectos de la aplicación de este descuento, deberá diferenciarse de acuerdo a lo que seguidamente se expone:

1) Para todas las jurisdicciones, excepto las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO:

a) Hasta un consumo de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (150 kWh/mes) (CONSUMO BASE) se descontará el CIEN POR CIENTO (100%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

b) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, (i) de hasta los CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes), se descontará el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE), (ii) para el resto del consumo excedente no tendrá descuento en el Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

2) Para las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO:

a) Hasta un consumo de TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA mensuales (300 kWh/mes) (CONSUMO BASE) se descontará el CIEN POR CIENTO (100%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

b) Para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior, (i) de hasta los CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes), se descontará el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE), (ii) para el resto del consumo excedente, no tendrá descuento en el Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

Durante el período 1 de diciembre de 2017 al 31 de enero de 2018, el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) sobre los que se aplicarán los descuentos, es el definido para la Demanda General en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.

Durante el período 1 de febrero de 2018 al 30 de abril de 2018, el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) sobre los que se aplicarán los descuentos, es el definido para la Demanda General en el Anexo II que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5°.- Descuentos Plan Estímulo. Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, para toda aquella demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o a los usuarios atendidos por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro de su área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, cuya demanda reúna las siguientes condiciones: (i) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), (ii) sea identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y (iii)su consumo mensual de energía, comparado con el registrado en igual mes del año 2015, se haya reducido en no menos del VEINTE POR CIENTO (20%), de un descuento del DIEZ POR CIENTO (10%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE) respectivo.

Durante el período del 1 de diciembre de 2017 al 31 de enero de 2018, los descuentos se efectuarán sobre el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) para la Demanda General establecido en el Anexo I que forma parte de la presente resolución.

Durante el período del 1 de febrero de 2018 al 30 de abril de 2018, los descuentos se efectuarán sobre el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) definido para la Demanda General en el Anexo II que forma parte de la presente resolución.

Los descuentos del Plan Estímulo aplican también a los usuarios con Tarifa Social, de acuerdo a las condiciones establecidas a través del artículo 4° de la presente medida.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese el presente acto a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/12/2017 N° 93795/17 v. 01/12/2017

Anexo

Archivo.pdf

DISPOSICION 57-E-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33689 del 16/08/2018

BUENOS AIRES, 14 DE AGOSTO DE 2017

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y el artículo 6° de esta última disponen que los beneficiarios del citado régimen que cumplan las condiciones allí establecidas, gozarán de los beneficios promocionales previstos, siempre que los proyectos tengan principio efectivo de ejecución en los plazos establecidos.

Que, mediante el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio, se reglamentaron las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y se dispuso que, para acceder a los beneficios fiscales aludidos, los beneficiarios deberán obtener el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables otorgado por la Autoridad de Aplicación.

Que por el artículo 3° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio se aprobó el “PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LAS INVERSIONES Y LA APLICACIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES” que, como ANEXO II, forma parte integrante de la citada medida, el que será aplicable a todos los beneficiarios del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, independientemente de que hubieren obtenido el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes mediante el procedimiento aprobado por el artículo 1° de la citada resolución o por haber resultado adjudicatarios y celebrado el Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica respectivo con el ente contratante, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2° de la misma norma.

Que, por el artículo 9° de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 de este Ministerio, se estableció la aplicación del Anexo II de la Resolución N° 72/2016 citado en el párrafo anterior para el control de las inversiones y la aplicación de los beneficios fiscales otorgados y, eventualmente, las sanciones que correspondan, respecto de los proyectos por los que se celebren Contratos de Abastecimiento a partir de fuentes renovables en los términos de aquella resolución.

Que en el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, se prevé que la acreditación del principio efectivo de ejecución del proyecto se efectuará mediante declaración jurada presentada ante la Autoridad de Aplicación, en las condiciones que establezca la reglamentación.

Que el artículo 9° del Anexo I del Decreto N° 531/2016 dispone que la Autoridad de Aplicación establecerá la documentación a presentar para cumplimentar con la acreditación exigida y los medios para hacerlo.

Que el artículo 1° del Anexo II de la Resolución N° 72/2016 prevé que para la aplicación de los beneficios, los beneficiarios deberán acreditar el principio efectivo de ejecución establecido en el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, certificando el porcentaje de ejecución a través del INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (INTI), organismo descentralizado actuante en la órbita del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, o por otro ente técnico acreditado por el ORGANISMO ARGENTINO DE ACREDITACIÓN (O.A.A.) Asociación Civil sin fines de lucro, a elección del beneficiario, siendo el costo de la certificación íntegramente a cargo del beneficiario.

Que sin perjuicio de la declaración jurada prevista por la Ley N° 26.190 y su modificatoria, resulta imprescindible la certificación de las inversiones realizadas, para brindar seguridad y certeza al régimen en su conjunto.

Que es necesario establecer las reglas aplicables para efectuar el cálculo de las inversiones realizadas y el procedimiento a seguir para acreditar su cumplimiento, previendo la mayor celeridad y sencillez posibles sin afectar la seguridad y certeza aludidas.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 4° de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- PRINCIPIO EFECTIVO DE EJECUCIÓN. Los beneficiarios del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica podrán solicitar la aplicación de los beneficios otorgados en los respectivos Certificados de Inclusión en el citado régimen, de acuerdo con lo establecido en el Anexo II de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio.

A tales efectos, los beneficiarios deberán acreditar el Principio Efectivo de Ejecución del proyecto de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de que se trate, por la realización de erogaciones de fondos asociadas al proyecto por un monto no inferior al QUINCE POR CIENTO (15%) de la inversión total, conforme lo estipulado en el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, calculado de acuerdo con lo previsto en el artículo siguiente, con anterioridad a la fecha indicada en el artículo 3° de la presente medida.

ARTÍCULO 2°.- CÁLCULO. El monto de erogaciones a alcanzar para cumplir con el Principio Efectivo de Ejecución de cada proyecto se calculará de la siguiente manera, según cada caso:

1. Para los proyectos por los que se hubiere otorgado el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes en el marco de los procedimientos de contratación referidos en el artículo 2° de la Resolución N° 72/2016, se calculará el QUINCE POR CIENTO (15%) del producto de la potencia consignada en el Certificado de Inclusión multiplicado por el valor de referencia de la tecnología correspondiente, establecido en las bases del procedimiento de contratación en el que participó.

2. Para los proyectos por los que se hubiere otorgado el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes mediante el procedimiento aprobado por el artículo 1° de la Resolución N° 72/2016, se calculará el QUINCE POR CIENTO (15%) del producto de la potencia consignada en el Certificado de Inclusión multiplicado por el valor de referencia de la tecnología correspondiente, establecido por esta Subsecretaría e indicado en el Certificado de Inclusión respectivo. Los valores de referencia se determinarán teniendo en cuenta los establecidos en las bases del último procedimiento de contratación convocado por la Autoridad de Aplicación.

3. Para los proyectos alcanzados por lo previsto en el artículo 4° de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 de este Ministerio, por los que se hubiere otorgado el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes de acuerdo con lo previsto en el artículo 9° de la citada resolución, se calculará el QUINCE POR CIENTO (15%) del producto de la potencia consignada en el Certificado de Inclusión multiplicado por un valor de referencia de tecnología eólica establecido en DÓLARES ESTADOUNIDENSES UN MILLÓN SEISCIENTOS MIL (USD 1.600.000).

4. Para los proyectos alcanzados por lo previsto en el artículo 5° de la Resolución N° 202/2016, por los que se hubiere otorgado el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes de acuerdo con lo previsto en el artículo 9° de la citada resolución, se considera cumplido y acreditado el principio efectivo de ejecución, de conformidad con los respectivos informes emitidos por el INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (INTI), organismo descentralizado actuante en el ámbito del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, requeridos por el citado artículo 5°.

En los casos incluidos en los incisos 1), 2) y 3) se computarán para el cálculo todas las erogaciones asociadas al proyecto efectuadas, incluso aquellas que quedan excluidas de la aplicación de los beneficios fiscales por haber sido realizadas con anterioridad a la fecha establecida al efecto en el Certificado de Inclusión correspondiente.

ARTÍCULO 3°.- FECHA DE CUMPLIMIENTO. El monto de erogaciones exigido deberá alcanzarse antes de la fecha programada para cumplir con el Principio Efectivo de Ejecución de cada proyecto, declarada por el beneficiario –y su eventual prórroga en caso de corresponder–, sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente.

Para los proyectos por los que se hubiere otorgado el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes en el marco de lo establecido en la Resolución N° 136 de fecha 25 de julio de 2016 –Programa RenovAr (Ronda 1)–, en la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016 –Programa

RenovAr (Ronda 1.5)– y en la Resolución N° 202/2016, todas de este Ministerio, se considerará como fecha límite para alcanzar el Principio Efectivo de Ejecución a la “Fecha Programada de Llegada de Equipos” indicada en los respectivos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica de Fuente Renovable celebrados.

En los casos contemplados en el párrafo anterior en los que la “Fecha Programada de Llegada de Equipos” se hubiere cumplido con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente disposición, se considerará como fecha límite para alcanzar el Principio Efectivo de Ejecución el 31 de octubre de 2017.

ARTÍCULO 4°.- DECLARACIÓN JURADA. Cuando se alcanzare el monto mínimo de erogaciones de fondos asociadas al proyecto requerido por el artículo 1° de la presente disposición, el beneficiario deberá presentar ante esta Subsecretaría una Declaración Jurada, conforme al modelo que se detalla en el Anexo I (IF-2017-17133547-APN-DNER#MEM) de la presente disposición, en la que declarará bajo juramento que ha realizado erogaciones de fondos asociadas al proyecto de que se trate, suficientes para cumplir con el Principio Efectivo de Ejecución, indicándose el monto de las erogaciones efectuadas, expresado en dólares estadounidenses.

Cuando las erogaciones se hubieren realizado en una moneda distinta al dólar estadounidense, el monto se convertirá a dicha moneda utilizando la cotización Divisas y el tipo de cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA del día anterior a la fecha de pago de la factura de que se trate.

ARTÍCULO 5°.- DOCUMENTACIÓN. Al momento de presentar la Declaración Jurada, el beneficiario deberá acompañar la siguiente documentación respaldatoria que permita realizar la auditoría correspondiente:

1) Estados contables:

a) Los estados contables al cierre del último ejercicio o los posteriores intermedios o especiales de fecha distinta del cierre del ejercicio económico, en cualquiera de los casos confeccionados con una antelación máxima de TRES (3) meses al inicio de las inversiones del proyecto;

b) Los estados contables al cierre del último ejercicio o los posteriores intermedios o especiales de fecha distinta del cierre del ejercicio económico, en los que se consignen las erogaciones declaradas en la Declaración Jurada.

Los estados contables mencionados en los apartados a) y b) precedentes deberán estar confeccionados de acuerdo con las normas contables profesionales vigentes y debidamente certificados por contador público independiente, con firma autenticada por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas o entidad que ejerce el control de su matrícula, acompañándose, en cada caso, la Memoria y el Informe del Auditor respectivos.

Las sociedades que desarrollen otras actividades o exploten otros proyectos distintos a aquel por el que se les otorgó el respectivo Certificado de Inclusión, deberán llevar su contabilidad de manera tal que permita la determinación y evaluación en forma separada del proyecto por el que se otorgó el respectivo Certificado de Inclusión del resto de los proyectos o actividades que desarrolle.

2) Plan de Cuentas utilizado por la sociedad que contenga el detalle y la identificación de las cuentas utilizadas para contabilizar todo lo relacionado con el proyecto adjudicado, en formato digital y físico.

3. Toda documentación respaldatoria de las erogaciones declaradas y reflejadas en los estados contables (facturas, remitos, despachos a plaza, entre otros), tanto en formato digital como físico.

4. Certificación de contador público nacional independiente, legalizada en la jurisdicción donde esté matriculado, la que se expedirá sobre la existencia, exactitud y legitimidad de las erogaciones declaradas, sobre el tipo de cambio utilizado para la conversión a dólares estadounidenses de los montos de cada una de las erogaciones efectuada en una moneda distinta y sobre la transcripción en los libros correspondientes de las erogaciones identificadas por proyecto.

5. Comprobante de pago del arancel tecnológico del INTI o de otra entidad habilitada por este Ministerio para certificar el cumplimiento del Principio Efectivo de Ejecución.

ARTÍCULO 6°.- CERTIFICACIÓN. Presentada la Declaración Jurada con la documentación respaldatoria correspondiente, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría dará intervención al INTI o a la entidad habilitada elegida por el beneficiario, con el fin de que certifique el monto de erogaciones necesarias para cumplir con el Principio Efectivo de Ejecución, de acuerdo con lo previsto en el artículo 1° del Anexo II de la Resolución N° 72/2016.

El INTI o la entidad habilitada correspondiente realizará la auditoría contable en la sede administrativa de la empresa y, de corresponder, la auditoría técnica en el sitio donde se lleve a cabo el proyecto, con el fin de validar la existencia de los bienes declarados como incorporados al proyecto. En ambos casos, el

INTI o la entidad habilitada correspondiente coordinarán las visitas previamente con la empresa, la que deberá facilitar toda la información complementaria que se le solicite.

El INTI o la entidad habilitada correspondiente emitirá su informe en el plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días corridos contados desde la presentación de la Declaración Jurada y de la totalidad de la documentación indicada en el artículo 5° por parte del beneficiario.

Se considerará cumplido el Principio Efectivo de Ejecución cuando se certifiquen erogaciones por un monto suficiente para alcanzar el porcentaje exigido, efectuadas antes de la fecha que corresponda para cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3° de la presente medida, aun cuando en la Declaración Jurada presentada se hubiere declarado un porcentaje mayor.

Remitido el informe del INTI o de la entidad habilitada correspondiente, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES elaborará un informe técnico y enviará las actuaciones a la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio para su intervención. Emitido el dictamen jurídico, esta Subsecretaría dictará el acto administrativo correspondiente, en el que decidirá sobre el cumplimiento del Principio Efectivo de Ejecución. En caso de declarar el cumplimiento, quedará habilitada la aplicación de los beneficios fiscales correspondientes al proyecto.

ARTÍCULO 7°.- PRINCIPIO EFECTIVO DE EJECUCIÓN Y AMORTIZACIÓN ACELERADA. En el caso de los proyectos que certifiquen el Principio Efectivo de Ejecución con anterioridad al 31 de diciembre de 2017, la amortización acelerada de las inversiones que estén alcanzadas por este beneficio –de acuerdo con lo establecido en los respectivos Certificados de Inclusión– se efectuará de acuerdo con lo establecido en el artículo 9°, inciso 1), apartado 1.4 de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191.

En el caso de los proyectos que certifiquen el Principio Efectivo de Ejecución con posterioridad al 31 de diciembre de 2017, la amortización acelerada de las inversiones que estén alcanzadas por este beneficio –de acuerdo con lo establecido en los respectivos Certificados de Inclusión– se efectuará de la siguiente manera:

1. Las inversiones realizadas en bienes muebles amortizables se amortizarán de conformidad con lo establecido en los apartados 1.4.1.1 o 1.4.2.1 del inciso 1) del artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, o en los apartados 2.1.1 o 2.2.1 del inciso 2) del artículo 6° de la Ley N° 27.191, según corresponda por la fecha de adquisición, elaboración, fabricación o importación del bien;

2. Las inversiones realizadas en obras de infraestructura se amortizarán según el período en que fueron iniciadas, de conformidad con lo establecido en los apartados 1.4.1.2 o 1.4.2.2 del inciso 1) del artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, o en los apartados 2.1.2 o 2.2.2 del inciso 2) del artículo 6° de la Ley N° 27.191. Se considerará a la totalidad de las obras de infraestructura de un proyecto como una única obra, de manera que el inicio de la primera de ellas determinará el régimen de amortización de todas las que integren el proyecto. Esta Subsecretaría establecerá el criterio a aplicar para considerar iniciadas las obras de infraestructura.

ARTÍCULO 8°.- PRINCIPIO EFECTIVO DE EJECUCIÓN Y DEVOLUCIÓN ANTICIPADA DEL IVA. En el caso de los proyectos que certifiquen el Principio Efectivo de Ejecución con anterioridad al 31 de diciembre de 2017, el beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) aplicable a la totalidad de las inversiones alcanzadas por este beneficio de acuerdo con lo establecido en los respectivos Certificados de Inclusión, se hará efectivo de conformidad con lo establecido en el apartado 1.3 del inciso 1) del artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191.

En el caso de los proyectos que certifiquen el Principio Efectivo de Ejecución con posterioridad al 31 de diciembre de 2017, el beneficio de la devolución anticipada del IVA aplicable a la totalidad de las inversiones alcanzadas por este beneficio de acuerdo con lo establecido en los respectivos Certificados de Inclusión, se hará efectivo de conformidad con lo establecido en el inciso 1) del artículo 6° de la Ley N° 27.191.

ARTÍCULO 9°.- INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA. La DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES podrá solicitar al beneficiario toda la documentación y/o información complementaria que estime pertinente para controlar el cumplimiento del Principio Efectivo de Ejecución, en los términos establecidos en la presente disposición.

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Sebastián Alejandro Kind.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 16/08/2017 N° 59212/17 v. 16/08/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

DISPOSICION 68 E-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33753 del 16/11/2018

BUENOS AIRES, 15 DE NOVIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente Nº EX-2017-25784626-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio, las Resoluciones Nros. 72 de fecha 17 de mayo de 2016 y 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Disposición N° 57 de fecha 14 de agosto de 2017 de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y la Resolución General N°4.101de fecha 7 de agosto de 2017 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, ente descentralizado actuante en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica sancionado por la Ley N° 26.190, modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y el artículo 6° de esta última, disponen que los beneficiarios del mencionado régimen que cumplan las condiciones allí establecidas, gozarán de los beneficios promocionales previstos, entre los que se incluyen la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) y la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, siempre que los proyectos alcancen el principio efectivo de ejecución en los plazos establecidos.

Que mediante el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y su modificatorio, se reglamentaron las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y se dispuso que, para acceder a los beneficios fiscales aludidos, los beneficiarios deberán obtener el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables otorgado por la Autoridad de Aplicación.

Que para el goce de los beneficios promocionales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, el proyecto debe haber alcanzado el principio efectivo de ejecución de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición N° 57 de fecha 14 de agosto de 2017 de esta Subsecretaría.

Que en el artículo 6° del Anexo II de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio se prevé que a los efectos de solicitar los beneficios de devolución anticipada del I.V.A. y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias el solicitante deberá ingresar al sitio “web” de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), detallar en dicho servicio los comprobantes por las operaciones de compra de bienes de capital, obras civiles, electromecánicas, de montaje y otros servicios, comprendidos en el proyecto aprobado, por los cuales solicita los beneficios, como así también información vinculada al proyecto y esta Subsecretaría controlará la compatibilidad de las erogaciones informadas sobre las que se solicita la devolución del I.V.A y la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias con los compromisos asumidos y aprobados en el Certificado de Inclusión del proyecto.

Que la Resolución General N° 4.101 de fecha 8 de agosto de 2017 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) dispone las formalidades que deberán observar los sujetos que hayan obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables para presentar, solicitar y, en su caso, efectivizar la devolución anticipada del gravamen facturado en el desarrollo de sus proyectos, a través del Servicio Web “Ley 26190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía”, implementado por la AFIP.

Que corresponde regular la intervención que debe tomar esta Subsecretaría, a través de la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, en el marco de sus competencias, con el fin de controlar la información y documentación presentada por los beneficiarios para solicitar la devolución anticipada del IVA facturado y, para el caso de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, disponer, en una primera etapa, los controles sobre los comprobantes por el costo de las erogaciones realizadas por los bienes muebles y las obras de infraestructura de los proyectos correspondientes.

Que, por otro lado, con el fin de brindar claridad en la aplicación del beneficio de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, es necesario definir el concepto de “inicio de obras de infraestructura”, atendiendo a las distintas características que presentan los proyectos de energías renovables según la tecnología empleada.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 4° de la Resolución N° 72/2016 de este Ministerio.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase el procedimiento de aprobación de comprobantes presentados por los beneficiarios de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables para la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) y amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, previstos en el artículo 9°, inciso 1) de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y en el artículo 6°, incisos 1) y 2) de la Ley N° 27.191, de conformidad con lo previsto en el artículo 6° del Anexo II de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 de este Ministerio, que como Anexo I (IF-2017-28224183-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la presente disposición.

A los efectos de la aplicación del beneficio de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, la consideración de los comprobantes aprobados a través de este procedimiento tendrá carácter preliminar, quedando sujeta a la aplicación de las normas específicas que se dicten con relación al citado beneficio.

ARTÍCULO 2°.- A los efectos de la aplicación del beneficio de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, se entenderá por “Inicio de Obras de Infraestructura” la fecha en la que se cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) el beneficiario haya emitido la orden de proceder a la entidad encargada de ejecución de las obras civiles en la Central de Generación, y el beneficiario o cualquiera de sus contratistas haya realizado el pago inicial (orden de compra) al proveedor de los equipos electromecánicos correspondientes a la Central de Generación salvo que:

1) el beneficiario sea el propietario de tales equipos, o

2) que el fabricante de tales equipos certifique que ha comenzado con la producción de los mismos o que los mismos ya están fabricados, en cuyos casos no se requerirá la realización de tal pago inicial; o

b) en relación a los tipos de tecnología utilizados, la realización de las siguientes actividades:

1) Para aquellos proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energía eólica y solar fotovoltaica: la limpieza o desmalezado de terreno, replanteos y señalizaciones, apertura y consolidación de caminos internos y áreas de maniobra, y el movimiento y nivelación de suelos en general, incluyendo el inicio de las excavaciones para las fundaciones o pilotes de los equipos de generación y de la construcción y/o instalación de todas las estructuras y edificaciones auxiliares temporarias y permanentes necesarias, como oficinas, obradores, electricidad, entre otras.

2) Para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energía proveniente de biogás: el inicio de la construcción del cerco perimetral, accesos al predio para camiones, depósito de materiales de proceso (plateas, pisos, muros) y paredes de digestores y silos.

3) Para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energía proveniente de biomasa: el inicio de la construcción del cerco perimetral, accesos al predio para camiones, bases de depósito de biomasa (plateas, pisos, muros) y base de usina.

4) Para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energía proveniente de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos: el inicio de los trabajos relativos al desvío del río y el establecimiento de recintos secos y/o de las excavaciones de las obras civiles de toma, conducción y descarga del agua de la futura central en general.

A los fines de la constatación del inicio de obra, esta Subsecretaría dará intervención al INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL (I.N.T.I.) o al ente habilitado que designe este Ministerio, con el fin de su certificación.

ARTÍCULO 3°. - Apruébase el formulario de Declaración Jurada de Erogaciones, aplicable exclusivamente en el supuesto previsto en el artículo 3° del Anexo I de la presente disposición, que como Anexo II (IF-2017-25791567-APN-DNER#MEM) forma parte integrante del presente acto.

ARTÍCULO 4°. - Comuníquese a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, entidad descentralizada actuante en el ámbito del MINISTERIO DE HACIENDA.

ARTÍCULO 5°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Sebastián Alejandro Kind.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar- y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 16/11/2017 N° 89024/17 v. 16/11/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII)

DISPOSICION 72 - E-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33770 del 13/12/2018

BUENOS AIRES, 11 DE DICIEMBRE DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-32124768-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y 882 de fecha 21 de julio de 2016, las Resoluciones Nros. 275 de fecha 16 de agosto de 2017, 450 de fecha 23 de noviembre de 2017 y 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2)”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de dicha resolución.

Que por ese mismo acto se aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la mencionada Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 2)”, que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la referida medida.

Que por la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se resolvió la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la Resolución N° 275/2017, a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la citada resolución.

Que, asimismo, por el artículo 6° de la Resolución N° 473/2017 mencionada, se invitó a los Oferentes de las Ofertas calificadas por la Resolución N° 450/2017 y por el artículo 1° de la Resolución N° 473/2017, que no resultaron adjudicados por el artículo 4° de esta última, a celebrar sendos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los Anexos 6 y 7 del Pliego de Bases y Condiciones, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el artículo 7° del acto referido en primer término, hasta cubrir la potencia requerida adicional por Tecnología que se indica en el artículo 6° citado.

Que en el último párrafo del artículo 7° de la Resolución N° 473/207 se prevé que los Oferentes alcanzados por la invitación formulada deberán manifestar su voluntad de acceder a la celebración de un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en forma expresa y por escrito a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en el término de DIEZ (10) días corridos contados desde la notificación de la resolución citada.

Que, en el día de la fecha, CAMMESA ha comunicado por Nota N° B-122080-1, dirigida a la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría, que DOS (2) de los Oferentes invitados en los términos de la Resolución N° 473/2017 han solicitado en forma expresa prórroga del plazo de DIEZ (10) días corridos previsto para la aceptación de la invitación formulada, adjuntando las notas presentadas por los interesados.

Que toda vez que las razones expuestas resultan atendibles, se considera conveniente prorrogar el plazo previsto en el último párrafo del artículo 7° de la Resolución N° 473/2017 hasta el 15 de diciembre de 2017, inclusive.

Que con el fin de brindar un tratamiento igualitario a todos los Oferentes alcanzados por la invitación formulada mediante la Resolución N° 473/2017, corresponde que la prórroga del plazo que se dispone por la presente tenga alcance general para todos los invitados.

Que por el artículo 14 de la Resolución N° 473/2017 se facultó a esta SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a dictar las normas aclaratorias y complementarias de dicha resolución y a adoptar las medidas necesarias para su ejecución.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 14 de la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Prorrógase el plazo establecido en el último párrafo del artículo 7° de la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA hasta el 15 de diciembre de 2017, inclusive, con alcance general para todos los Oferentes invitados en los términos dispuestos en el artículo 6° de la resolución citada y a todos sus efectos.

ARTÍCULO 2°.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a notificar la presente a los Oferentes invitados por el artículo 6° de la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 3°.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Sebastián Alejandro Kind.

e. 13/12/2017 N° 96679/17 v. 13/12/2017

Normativa del Año 2018

RESOLUCIÓN E 95/2018

Rectifícanse los errores materiales incurridos en el Anexo I de la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 Rectificase el error material incurrido en el Anexo III de la Resolución N° 488 de fecha 19 de diciembre de 2017.

RESOLUCIÓN E 137/2018

Deléganse en la Subsecretaría de Energías Renovables de este Ministerio las siguientes facultades: Autorizar cambios del Socio Estratégico en las sociedades titulares de proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, convocadas respectivamente por las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016, 252 de fecha 28 de octubre de 2016 y 275 de fecha 16 de agosto de 2017, todas de este Ministerio, de acuerdo con lo previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones correspondientes; Autorizar cambios de tecnología en los proyectos asociados a los contratos celebrados en el marco de las Rondas del Programa RenovAr mencionadas en el inciso anterior e instruir a CAMMESA a realizar las adecuaciones contractuales necesarias, de acuerdo con lo previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones correspondientes.

RESOLUCIÓN E 212/2018

Prorrógase por el término de 45 días hábiles el plazo establecido en el artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el FODER por parte de los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas de este Ministerio, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.

RESOLUCIÓN E 264/2018

Establécese que el monto de las multas impuestas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) con motivo del incumplimiento en la fecha comprometida para la habilitación comercial prevista en los Contratos de Demanda Mayorista celebrados en el marco de la Resolución N° 21 del 22 de marzo de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA será descontado de la suma que le corresponda percibir al Agente Generador sancionado en virtud del respectivo Contrato, a partir de la habilitación comercial efectiva, en DOCE (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

Sin perjuicio de lo establecido precedentemente, dentro de los DIEZ (10) días hábiles de publicada la presente resolución o de notificada la sanción correspondiente, según el caso, el Agente Generador que resulte sancionado por el incumplimiento en la fecha comprometida para la habilitación comercial podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA– para que el descuento de las sanciones por dicho incumplimiento se realice por hasta en CUARENTA Y OCHO (48) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual (“TEA”) equivalente al UNO CON SIETE POR CIENTO (1,7%) nominada en dólares, no pudiendo superar las cuotas que se establezcan la vigencia del contrato.

RESOLUCIÓN E 285/2018

Establécese que el monto de las multas impuestas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) con motivo del incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, prevista en la cláusula 13.2.(a) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y en la cláusula 12.2.(a) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, será descontado de la suma que le corresponda percibir al Vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, en DOCE (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

Sin perjuicio de lo establecido precedentemente, dentro de los DIEZ (10) días hábiles de publicada la presente resolución o de notificada la sanción correspondiente según el caso, el Vendedor que resulte sancionado podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA– para que el descuento de las multas por dicho incumplimiento se realice a partir de la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, hasta en CUARENTA Y OCHO (48) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual (“TEA”) equivalente al UNO CON SIETE POR CIENTO (1,7%), nominada en dólares.

RESOLUCIÓN E 289/2018

Apruébanse los “Pliegos de bases y condiciones para la transferencia de las Centrales, Termoeléctricas ‘Brigadier López’ y ‘Ensenada de Barragán’”, los que integran la presente medida como Anexo.

RESOLUCIÓN E 292/2018

Establécese que podrá modificarse el sitio en el que se localizarán los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable comprometidos en Contratos de Abastecimiento celebrados o a celebrarse entre sus titulares y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORÍSTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en el marco de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y de la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA siempre que cumplan con los siguientes requisitos y condiciones:

a) Mantengan el mismo Punto de Interconexión (PDI) indicado en el Contrato de Abastecimiento respectivo u obtengan la autorización expresa de CAMMESA para modificar dicho PDI, siempre que el mencionado cambio:

1) no altere de ninguna manera el proceso de adjudicación llevado a cabo en la Ronda en la que fue adjudicado, de acuerdo con la metodología regulada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente;

2) no afecte la capacidad de transporte y transformación considerada para la adjudicación de contratos en la misma Ronda en que fue adjudicado o en una Ronda distinta o para los contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016;

3) no afecte la prioridad de despacho asignada a otros proyectos hasta la fecha en la que el interesado solicitó la relocalización, en los términos establecidos en la Resolución N° 281 del 18 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y sus normas complementarias.

b) Acredite la disponibilidad del inmueble en el que se relocalizará y la habilitación para desarrollar el proyecto en la nueva ubicación (uso del suelo), cumpliendo con los requisitos establecidos a tales efectos en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a la Ronda en la que resultó adjudicado o en la Resolución N° 202/2016, según corresponda.

c) Presente una nueva habilitación ambiental expedida por la autoridad competente, referida a la nueva ubicación y, de corresponder, al proyecto unificado o integrado resultante, cumpliendo con los requisitos establecidos a tales efectos en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a la Ronda en la que resultó adjudicado o en la Resolución N° 202/2016, según corresponda.

d) Presente una nueva memoria descriptiva del proyecto, adaptada a la nueva ubicación y, de corresponder, a las nuevas características si se tratara de un proyecto unificado o integrado.

e) Mantenga o reduzca los Plazos o Fechas Programados de Cierre Financiero, Comienzo de Construcción, Principio Efectivo de Ejecución –exclusivamente para los adjudicados en la Ronda 2–, Llegada de Equipos –excepto para los adjudicados en la Ronda 2– y Habilitación Comercial, de acuerdo con las definiciones de dichos términos en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones o en la Resolución N° 202/2016 y en los contratos celebrados en consecuencia, según corresponda.

f) Presente un nuevo Reporte de Producción de Energía (RPE) referido a la nueva ubicación y, de corresponder, a la nueva configuración si se tratara de un proyecto unificado o integrado, cumpliendo con los requisitos establecidos a tales efectos en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a la Ronda en la que resultó adjudicado o en la Resolución N° 202/2016, según corresponda.

g) El titular del proyecto acepte una reducción del Precio Adjudicado, resultante de la aplicación de lo establecido en el artículo siguiente.

RESOLUCIÓN E 13/2018

Encomiéndase a EBISA la implementación de las medidas necesarias para la continuidad del PESE hasta la culminación de los estudios en proceso de ejecución.

RESOLUCIÓN E 46/2018

Instrúyese a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a disponer las medidas necesarias a fin de que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) implemente los mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de los volúmenes de gas requeridos para ser utilizados en la generación de electricidad, de acuerdo a los precios máximos de referencia establecidos en el artículo 2° de la presente resolución.

RESOL-2018-64-APN-MEN

Prorrógase por el término de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 212 del 18 de mayo de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.

RESOL-2018-104-APN-MEN

Las exportaciones de gas natural a las que se refiere el artículo 3° de la Ley Nº 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural que como Anexo integra la presente medida.

RESOL-2018-122-APN-MEN

Establécese que a partir del 1 de enero de 2019, el régimen de Tarifa Social establecido en virtud de lo previsto en la Resolución Nº 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, sus modificatorias y complementarias, para los beneficiarios que se encuentran domiciliados en las distintas jurisdicciones del servicio público de distribución de electricidad, será aplicable por los mecanismos que se instrumenten en cada una de las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que adhieran a dicho régimen y que involucrará la asunción de su financiamiento y la coordinación con los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de cada jurisdicción, los respectivos entes reguladores locales y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

RESOL-2018-125-APN-MEN

Discontinúase en forma definitiva la ejecución de obras a través del “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008” y del “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008”, creados con fecha 6 de diciembre de 2006 bajo el régimen del Decreto N° 180/2004 del 13 de febrero de 2004 y la Resolución N°185/2004 del 19 de abril de 2004 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y sus normas complementarias y concordantes.

RESOL-2018-126-APN-MEN

Déjase sin efecto la Resolución N° 115 del 11 de abril de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

RESOL-2018-20-APN-SCPE

Créase el Registro de Interesados Precalificados para realizar consultas en el marco del Procedimiento Transparente de Consulta previsto en el artículo 14 de la Ley Nº 27.328, para la licitación del Proyecto de Participación Público Privada denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 Kv”.

RESOL-2018-7-APN-SGE-MHA

Déjase sin efecto la Resolución Nº 122 del 3 de septiembre de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA.

RESOL-2018-9-APN-SGE-MHA

Sustitúyese el artículo 2.5 del Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural que, como Anexo (IF-2018-40183693-APN-GCLH#MEN), integra la Resolución N° 104 del 21 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, por el siguiente:

“2.5. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN ESTIVALES. Son aquéllas que se otorgan para ser efectuadas durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de abril de cada año, por un plazo de hasta CINCO (5) años, bajo condición firme”.

RESOL-2018-25-APN-SGE-MHA

Incorpórase como último párrafo al artículo 3° de la Resolución N° 46 del 31 de julio de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, el siguiente:
“Exceptúase a CAMMESA de adoptar los precios máximos de referencia establecidos en el artículo 2° de la presente resolución en los casos en que deba adquirir gas natural cuyo proveedor sea INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA)”.

RESOL-2018-37-APN-SGE-MHA

Prorrógase por el término de 30 días hábiles el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 64 del 6 de agosto de 2018 del ex Ministerio de Energía, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables, FODER por parte de los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, en los términos y con el alcance establecidos en la presente **resolución.**

RESOL-2018-62-APN-SGE-MHA

Modificación Anexo III de la Resolución ex MEyM Nº 488 /2017 - Modificase el Anexo III de la Resolución Nº 488 del 1 9 de diciembre de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería

RESOL-2018-70-APN-SGE-MHA

Sustitúyese el artículo 8° de la Resolución N° 95 del 22 de marzo de 2013 de la ex Secretaría de Energía por el siguiente:
“Facúltase a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.
Esta facultad no alterará los compromisos asumidos por los Agentes Generadores en el marco de los contratos de abastecimiento MEM con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).
Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.
El Organismo Encargado del Despacho (OED) continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos Agentes Generadores que no hagan o no puedan hacer uso de la facultad prevista en el presente artículo”.

RESOL-2018-100-APN-SGE-MHA

Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de Agentes Distribuidores del MEM de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprueba por el artículo 2° de la presente.

RESOL-2018-314-APN-SGE-MHA

Apruébanse las normas de implementación de la Ley N° 27.424, su modificatoria y el Decreto N° 986 del 1 de noviembre de 2018, que como Anexo (IF-2018-65561876-APN-DGDMEN#MHA) forman parte integrante de la presente resolución.

RESOL-2018-366-APN-SGE-MHA

Establécese, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2019 y el 30 de abril de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el Anexo I (IF-2018-66939282-APN-DGCLE#MHA) que forma parte integrante de la presente medida.

RESOL-2018-73-APN-SECEE-MEM

Remuneración NASA - Establécese que NASA sólo tendrá derecho a percibir, por sus Transacciones en el MEM, a partir del 1 de febrero de 2018, la remuneración resultante de lo establecido en el Anexo 1, que forma parte integrante de la presente medida, a los efectos de remunerar sus costos de operación y mantenimiento totales.

Disposición 1 - E-2018

Inscripción en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER). Dispónese que hasta tanto se implementen los mecanismos sistémicos necesarios, la inscripción de los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable en el RENPER creado por el artículo 9º de la Resolución Nº 281 de fecha 18 de agosto de 2017, se realizará mediante una nota dirigida a la Subsecretaría de Energías Renovables, presentada ante la Dirección de Despacho y Mesa de Entradas de la Subsecretaría de Coordinación Administrativa del Ministerio de Energía y Minería. El presentante deberá adjuntar, debidamente completos, el "Formulario A - Alta de Empresa", el "Formulario B - Alta Proyecto" y el Formulario "Información del Proyecto", que se encuentran publicados para su descarga en la página web del Ministerio de Energía y Minería. Asimismo, deberá acompañar la documentación respaldatoria en los casos en que se solicita.
En caso de que se solicite el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y los beneficios fiscales correspondientes, de acuerdo con lo previsto en el Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del Ministerio de Energía y Minería, a los efectos de la inscripción provisoria y, en caso de corresponder, definitiva del proyecto en el RENPER, se le dará el tratamiento previsto en el artículo 4°, con carácter previo a la continuación del procedimiento para el otorgamiento del Certificado de Inclusión. Una vez habilitada la plataforma electrónica de TAD, la inscripción en el RENPER podrá realizarse por medios electrónicos.

Disposición 49 – E 2018

Subdelégase en la Dirección Nacional de Energías Renovables de esta Subsecretaría:
a) la firma de los Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) a suscribirse con el Fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017, ambas de este Ministerio, en los términos del modelo aprobado por esta Subsecretaría de conformidad con lo previsto en el artículo 2° inciso b) de la Resolución N° 137 de fecha 19 de abril de 2018 de este Ministerio.

Disposición 58 - E– 2018

Dispónese que la Dirección Nacional de Energías Renovables de esta Subsecretaría acceda, por intermedio del Servicio Web implementado por la AFIP, al SIMI, para intervenir y controlar las Declaraciones SIMI oficializadas por los sujetos mencionados en el artículo 5°, inciso a) del Decreto N° 814 del 10 de octubre de 2017, aprobando o desaprobándola aplicación de la alícuota establecida en los artículos 1° y 2° del citado decreto, según corresponda.

DISPOSICIÓN SSER 1 – 2018

Dispónese que la Dirección Nacional de Energías Renovables de esta Subsecretaría acceda, por intermedio del Servicio Web implementado por la AFIP, al SIMI, para intervenir y controlar las Declaraciones SIMI oficializadas por los titulares de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables que hubieren obtenido por disposición de esta Subsecretaría la calificación de "Proyecto Crítico", en los términos de la Resolución Conjunta N° 4 del 29 de diciembre de 2017 del Ministerio de Producción y del ex Ministerio de Energía y Minería, para la importación de aerogeneradores de potencia superior a 700 kW, incluidos en la posición arancelaria de la N.C.M 8502.31.00, por la potencia total y por las cantidades que para cada proyecto se consignen en los respectivos Certificados de Inclusión.

DI-2018-44-APN-SSEE-MEM

Apruébase la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex secretaría de energía eléctrica del ex ministerio de economía y obras y servicios públicos, sus modificatorias y complementarias.

DI-2018-75-APN-SSEE-MEN

Exp-2018-34606297-APN-DGDO#MEN - Reprogramación Trimestral de Invierno - Agosto - Octubre de 2018 - Apruébese la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

DI-2018-97-APN-SSEE-MHA

Apruébase la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2018 y el 30 de abril de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

RESOLUCIÓN E 95/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.842 del 03/04/2018

BUENOS AIRES, 28 DE MARZO DE 2017

VISTO los Expedientes Nros. EX-2018-06810878-APN-DDYME#MEM, EX-2018-04169284-APN-DDYME#MEM y EX-2018-13192413-APN-DDYME#MEM, las Resoluciones Nros. 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017 ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 se seleccionaron las ofertas adjudicadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional del "Programa RenovAr (Ronda 2)", convocada por la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 de este Ministerio.

Que dicha resolución incluyó en su Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas, en el Anexo II (IF-2017-30389547-APN-DNER#MEM) las Ofertas adjudicadas con la cláusula "Obligación de Tomar o Pagar" y en su Anexo III (IF-2017-30470030-APN-DNER#MEM) las ofertas que fueron invitadas a celebrar contratos en el marco de los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/2017.

Que por la Resolución N° 488 de fecha 19 de diciembre de 2017 de este Ministerio se determinaron las ofertas adjudicadas en el marco de las invitaciones a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable bajo las condiciones establecidas en los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/2017.

Que la Resolución N° 488/2017 incluyó en su Anexo I (IF-2017-33426894-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas por invitación, en su Anexo II (IF-2017-33427234-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas vinculadas con proyectos con obras de transporte adicionales requeridas y en su Anexo III (IF-2017-33427351-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas con la cláusula "Obligación de Tomar o Pagar".

Que las firmas PARQUE SOLAR VILLA MARÍA DEL RÍO SECO S.A. y PARQUE SOLAR CURA BROCHERO S.A.U., ambas sociedades de propósito específico titulares de los proyectos adjudicados P.S. VILLA MARIA DEL RÍO SECO (SFV-300) y P.S. CURA BROCHERO (SFV-301), respectivamente, ambos proyectos ofertados por la firma HARZ ENERGY LLC, solicitaron mediante nota presentada ante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) que se rectifique el Anexo I de la citada Resolución N° 473/2017, en el que se incluyó erróneamente la cantidad de días para la habilitación comercial de ambos proyectos, siendo TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días los consignados en la oferta, en lugar de los DOSCIENTOS DIEZ (210) indicados en el Anexo mencionado.

Que CAMMESA informó a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio, mediante Nota N° P-049050-1 (IF-2018-06842478-APN-DDYME#MEM), obrante en el Expediente N° EX-2018-06810878-APN-DDYME#MEM, que verificados los plazos observados con los de las respectivas ofertas se corroboró que efectivamente los Plazos de Habilitación Comercial para los proyectos son de TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días en lugar de DOSCIENTOS DIEZ (210) días, como se indica en el Anexo I de la mencionada resolución.

Que dado que los Plazos de Habilitación Comercial contenidos en las ofertas tenían incidencia en la valorización comparativa de las ofertas, mediante la determinación del Precio Ofrecido Ajustado (POA), circunstancia que podía afectar el orden de prelación de dichas ofertas, se constató que con la modificación de la cantidad de días comprometidos y del POA correspondiente a dichos proyectos, no resulta alterado el orden de adjudicación, razón por la cual el resto de las ofertas no se ven afectadas.

Que, por su parte, la empresa CLEANERGY RENOVABLES S.A., titular del proyecto CT Villa del Rosario (BG-529), solicitó mediante nota (IF-2018-04179235-APN-DDYME#MEM), obrante en el Expediente N° EX-2018-04169284-APN-DDYME#MEM, que se rectifique el Anexo I de la Resolución N° 473/2017 dado que existiría un error en el ítem "precio adjudicado U$S/MWh", ya que en el mismo se omitió tener en cuenta el incentivo por Escala de Biogás, siendo el precio final de adjudicación la suma de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO SETENTA Y CUATRO CON CINCUENTA CENTAVOS (USD174,50) y no la suma de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO CINCUENTA Y NUEVE CON CINCUENTA CENTAVOS (USD159,50) que figuran en el mencionado Anexo I.

Que el artículo 3.6 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución N° 275/2017, dispone que los proyectos de Biomasa y Biogás tendrán un incentivo específico en función de la tecnología y de

la potencia de la Central de Generación, otorgado en U$S/MWh por sobre el precio adjudicado cuyo cálculo y detalle se adjunta en el Anexo 20 de la mencionada resolución.

Que en virtud de lo recabado de la correspondiente oferta se desprende que el precio adjudicado fue de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO CINCUENTA Y NUEVE CON CINCUENTA CENTAVOS (USD159,50).

Que en atención a la tecnología y la potencia ofertadas, al proyecto mencionado le corresponde el incentivo por escala de Biogás según lo establecido en el Anexo 20 por un monto de DÓLARES ESTADOUNIDENSES QUINCE (USD15), lo que totalizaría un precio adjudicado correspondiente a dicho proyecto de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO SETENTA Y CUATRO CON CINCUENTA CENTAVOS (USD174,50), de manera que así debe ser consignado en el Anexo I de la Resolución N° 473/2017.

Que, por último, la firma oferente 360 ENERGY S.A., por sus proyectos P.S. Nonogasta IV (SFV-202) y P.S. Tocota (SFV-207), mediante nota (IF-2018-13243565-APN-DDYME#MEM), obrante en el Expediente N° EX-2018-13192413-APN-DDYME#MEM, advirtió la existencia de un error material en el Anexo III (IF-2017-33427351-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la Resolución N° 488/2017.

Que la firma expresó que se incluyó erróneamente al proyecto P.S. Nonogasta IV (SFV-202), como proyecto adjudicado con la cláusula “Obligación de Tomar o Pagar”, donde correspondía incluir en su lugar al proyecto P.S. Tocota (SFV-207), el cual sí cumple con los supuestos previstos en el párrafo segundo del artículo 3.4 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución N° 275/2017, por lo cual, solicita su modificación a fin de incluir a este último proyecto dentro del mencionado Anexo y excluir al proyecto mencionado en primer lugar de dicha nómina.

Que el segundo párrafo del artículo 3.4 del Pliego trata los casos de la habilitación comercial del Sistema de Transporte Ampliado, previendo que las ofertas que se vean limitadas en su despacho por restricciones de transporte del corredor por incumplimiento de la habilitación comercial del Sistema de Transporte Ampliado tendrán asegurada mediante la cláusula de “Obligación de Tomar o pagar” la remuneración de la energía abastecida conforme lo establecido en el Anexo 6 del mencionado pliego.

Que en virtud de las ofertas presentadas, se verifica que el proyecto P.S. Tocota (SFV-207) cumple con los supuestos previstos en el artículo mencionado precedentemente, motivo por el que corresponde rectificar el Anexo en cuestión en los términos solicitados por la interesada.

Que, adicionalmente, corresponde rectificar la situación del proyecto P.S. NONOGASTA IV (SFV-202), conforme con lo solicitado por el peticionante, excluyéndolo del citado Anexo.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Rectifícanse los errores materiales incurridos en el Anexo I de la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 de este Ministerio, como se establece a continuación:

1) respecto del Proyecto BG-529, C.T. VILLA DEL ROSARIO, del oferente CLEANERGY RENOVABLES S.A., en la columna de “Precio Adjudicado [US$/MWh]”, donde dice “159,50” debe decir “174,50”;

2) respecto del Proyecto SFV-300, P.S. VILLA MARÍA DEL RÍO SECO, del oferente HARZ ENERGY LLC, en la columna de “Plazo Programado de Habilitación Comercial (días corridos)”, donde dice “210” debe decir “365”; y

3) respecto del Proyecto SFV-301, P.S. CURA BROCHERO, del oferente HARZ ENERGY LLC, en la columna de “Plazo Programado de Habilitación Comercial (días corridos)”, donde dice “210” debe decir “365”.

ARTÍCULO 2°.- Rectifícase el error material incurrido en el Anexo III de la Resolución N° 488 de fecha 19 de diciembre de 2017 de este Ministerio, como se establece a continuación:

1) donde dice “SFV-202 P.S. / NONOGASTA IV / LA RIOJA / 1.00 / Corredor 500kV Nueva San Juan – La Rioja Sur” debe decir “SFV-207 / P.S. TOCOTA / SAN JUAN / 72,00 / Corredor 500kV Río Diamante – GBA 500kV”.

ARTÍCULO 3°.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 4°.- Notifíquese a las firmas PARQUE SOLAR VILLA MARÍA DEL RÍO SECO S.A., PARQUE SOLAR CURA BROCHERO S.A.U., CLEANERGY RENOVABLES S.A. y 360 ENERGY S.A.

ARTÍCULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 137/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.855 del 20/04/2018

BUENOS AIRES, 19 DE ABRIL DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2018-9535769-APN-DDYME#MEM, la Ley de Ministerios N° 22.520 (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, los Decretos Nros. 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificaciones y 174 de fecha 2 de marzo de 2018, y

CONSIDERANDO:

Que por la Ley N° 26.190, modificada y ampliada por la Ley N° 27.191, se regula el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Que por los artículos 5° del Anexo I y 7° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 se designó a este Ministerio como Autoridad de Aplicación de las leyes mencionadas en el párrafo anterior y del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), respectivamente, facultándolo a delegar el ejercicio de sus competencias en una dependencia de rango no inferior a Subsecretaría.

Que por las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016, 252 de fecha 28 de octubre de 2016 y 275 de fecha 16 de agosto de 2017, todas de este Ministerio, por las que se aprobaron los Pliegos de Bases y Condiciones de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, respectivamente, se otorgaron a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio facultades para autorizar e instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), en su carácter de Parte Compradora en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable suscriptos, respecto de determinadas decisiones a adoptar en el marco de dichos contratos.

Que por el Decreto N° 174 de fecha 2 de marzo de 2018 se modificó el Decreto N° 357 de fecha 21 de febrero de 2002 aprobándose un nuevo Organigrama de Aplicación de la Administración Nacional centralizada hasta nivel de Subsecretaría.

Que en consecuencia resulta necesario reasignar las competencias otorgadas oportunamente por este Ministerio a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA en el marco del Programa RenovAr, conforme al nuevo Organigrama, relacionadas con cuestiones operativas y técnicas, específicamente la autorización para realizar cambios de socios estratégicos financieros en las sociedades titulares de los proyectos y para modificar la tecnología empleada en las centrales, asignando aquéllas a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio.

Que las competencias otorgadas oportunamente por este Ministerio a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA en el marco del Programa RenovAr, no delegadas por la presente resolución a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, serán ejercidas por el titular de este Ministerio.

Que también resulta necesario adoptar medidas similares respecto de los Contratos de Abastecimiento celebrados de acuerdo con lo dispuesto por la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 de este Ministerio.

Que, asimismo, es conveniente delegar en la citada Subsecretaría la facultad de dictar las normas necesarias para regular el procedimiento de solicitud de cambios de la tecnología empleada en las centrales, en el marco de lo dispuesto en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones.

Que de conformidad con lo establecido en las Resoluciones Nros. 275/2017, 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017, todas de este Ministerio, se ha iniciado la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) de la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Que corresponde ratificar los modelos de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y de Acuerdo de Adhesión al FODER remitidos por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a CAMMESA y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE) mediante las Notas Nros. NO-2018-13483549-APN-SSER#MEM y NO-2018-13488275-APN-SSER#MEM, respectivamente, ambas de fecha 28 de marzo de 2018, para la suscripción de los contratos celebrados en la misma fecha por los SIETE (7) proyectos individualizados en las notas citadas, toda vez que incorporan lo dispuesto por las circulares aclaratorias emitidas en los términos del artículo 5° del Pliego de Bases y Condiciones y las modificaciones relativas a la asignación de competencias derivadas del cambio de estructura de este Ministerio dispuesto por el Decreto N°

174/2018 y subsanan errores materiales detectados en los modelos oportunamente aprobados por la citada Resolución N° 275/2017, sin que ello implique modificaciones sustanciales a las condiciones previstas en dichos documentos.

Que para continuar con la suscripción de los contratos restantes, resulta necesario facultar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a programar dicha suscripción y a aprobar los textos definitivos de aquéllos, con la incorporación de las modificaciones que correspondan en virtud de lo dispuesto por las circulares aclaratorias emitidas en los términos del artículo 5° del Pliego de Bases y Condiciones y las modificaciones relativas a la asignación de competencias mencionadas en el párrafo precedente y para subsanar errores materiales detectados en los modelos oportunamente aprobados por la Resolución N° 275/2017, sin que ello implique modificaciones sustanciales a las condiciones previstas en dichos documentos.

Que por el artículo 7° de la Resolución N° 4 de fecha 10 de enero de 2017 de este Ministerio se delegó en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES el ejercicio de las competencias que corresponden a este Ministerio, en su carácter de Autoridad de Aplicación del FODER, previstas en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, el Decreto N° 531/2016 y sus normas modificatorias y complementarias, entre las que se incluye la suscripción de los Acuerdos de Adhesión al citado Fondo, en los que es parte este Ministerio en su calidad de Fiduciante, junto con el Fiduciario del FODER y los adjudicatarios del Programa RenovAr como beneficiarios.

Que en atención a la cantidad de contratos a suscribir, a que el modelo de Acuerdo de Adhesión al FODER que suscribe este Ministerio en su calidad de Fiduciante, a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, ha sido aprobado por la Resolución N° 275/2017 como parte integrante del Pliego de Bases y Condiciones y a que el texto final a suscribir será confeccionado por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de conformidad con lo establecido en la presente resolución, resulta conveniente autorizar a la citada Subsecretaría a subdelegar la firma de los mencionados Acuerdos de Adhesión en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, dependiente de aquélla.

Que con el fin de agilizar la suscripción de los documentos necesarios para tornar operativa la garantía del BANCO MUNDIAL para los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 213 de fecha 7 de octubre de 2016 y 281 de fecha 25 de noviembre de 2016, ambas de este Ministerio, resulta conveniente autorizar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES la firma de los Acuerdos de Aceptación de Condiciones a suscribirse con el BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCIÓN Y FOMENTO (BIRF), el Fiduciario del FODER y los beneficiarios mencionados, en los términos del modelo obrante como Anexo 8 del Acuerdo de Garantía suscripto entre el BICE, en su carácter de Fiduciario del FODER, y el BIRF, en su calidad de garante, de fecha 9 de agosto de 2017.

Que en razón de los cambios de estructura organizativa de este Ministerio, corresponde establecer que todas las comunicaciones relativas al Programa RenovAr que deban hacerse a CAMMESA, se cursarán a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio.

Que, por otro lado, atento a la delegación en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de las facultades relativas al PROYECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER) efectuada por la Resolución N° 268 de fecha 9 de agosto de 2017 de este Ministerio y con el fin de agilizar la operatoria del PERMER, es conveniente facultar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES la suscripción de determinados documentos propios de la ejecución del PERMER.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones y el artículo 2° del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1.759/72 T.O. 2017.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Deléganse en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio las siguientes facultades:

a) autorizar cambios del Socio Estratégico en las sociedades titulares de proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, convocadas respectivamente por las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016, 252 de fecha 28 de octubre de 2016 y 275 de fecha 16 de agosto de 2017,

todas de este Ministerio, de acuerdo con lo previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones correspondientes;

b) autorizar cambios de tecnología en los proyectos asociados a los contratos celebrados en el marco de las Rondas del Programa RenovAr mencionadas en el inciso anterior e instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a realizar las adecuaciones contractuales necesarias, de acuerdo con lo previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones correspondientes;

c) autorizar cambios de tecnología en los proyectos asociados a los contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 de este Ministerio e instruir a CAMMESA a realizar las adecuaciones contractuales necesarias, de acuerdo con lo previsto en los contratos correspondientes; y

d) dictar las normas necesarias para regular el procedimiento de solicitud de cambios de la tecnología empleada en las centrales, en el marco de lo dispuesto en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones oportunamente aprobados por este Ministerio.

ARTÍCULO 2°.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a:

a) programar el cronograma de firmas de los contratos correspondientes a la Ronda 2 del Programa RenovAr, adjudicados por las Resoluciones Nros. 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017, ambas de este Ministerio;

b) aprobar los textos definitivos de los modelos de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y de Acuerdo de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), oportunamente aprobados por la Resolución N° 275/2017 de este Ministerio, con las modificaciones que resulten necesarias en virtud de las circulares aclaratorias emitidas, las relativas a la reasignación de competencias derivadas del cambio de estructura de este Ministerio dispuesto por el Decreto N° 174 de fecha 2 de marzo de 2018 y la subsanación de errores materiales, que no impliquen modificaciones sustanciales a las condiciones previstas en dichos documentos;

c) subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio la firma de los Acuerdos de Adhesión al FODER a suscribirse con el Fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017; y

d) subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES la firma de los Acuerdos de Aceptación de Condiciones a suscribirse con el BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCIÓN Y FOMENTO (BIRF), el Fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 213 de fecha 7 de octubre de 2016 y 281 de fecha 25 de noviembre de 2016, ambas de este Ministerio, en los términos del modelo obrante como Anexo 8 del Acuerdo de Garantía suscripto entre el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE), en su carácter de Fiduciario del FODER, y el BIRF, en su calidad de garante, de fecha 9 de agosto de 2017.

ARTÍCULO 3°.- Ratifícanse los modelos de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y de Acuerdo de Adhesión al FODER remitidos por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES a CAMMESA y al BICE mediante las Notas Nros. NO-2018-13483549-APN-SSER#MEM y NO-2018-13488275-APN-SSER#MEM, respectivamente, ambas de fecha 28 de marzo de 2018, para la suscripción de los contratos celebrada en la misma fecha por los Proyectos BM-401 PRODEMAN; BG-517 SANTA CATALINA; BG-515 BIOELÉCTRICA DOS; SFV-211 NONOGASTA II; SFV-207 TOCOTA; SFV-202 NONOGASTA IV y SFV-200 TINOGASTA II.

ARTÍCULO 4°.- Las comunicaciones relativas al Programa RenovAr que deban cursarse a CAMMESA, se harán, desde este Ministerio, a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 5°.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, en el marco de la ejecución del PROYECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER), a subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES:

a) la suscripción de contratos de locación de obra o servicios de consultoría con montos inferiores a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIEN MIL (USD100.000) en el marco de procesos realizados bajo las Normas de Selección y Contratación de Consultores con préstamos del BIRF, Créditos de la Asociación Internacional de Fomento (AIF) y Donaciones por Prestatarios del Banco Mundial versión enero 2011 – actualizada 2014–;

b) la suscripción de convenios de viáticos relacionados con la gestión del Proyecto contemplados en el componente 4 del Convenio de Préstamo para la realización del PERMER;

c) la designación de comités evaluadores para los procesos de licitación que se lleven a cabo en el marco del Proyecto; y

d) la suscripción de adendas o enmiendas a los contratos de obra, bienes o servicios en lo relativo al plazo de ejecución, terminación de obra y entrega de bienes o servicios para todos los procesos que hayan sido realizados conforme las Normas de Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Distintos a los de Consultoría con préstamos del BIRF, Créditos de la AIF y Donaciones por Prestatarios del Banco Mundial versión enero 2011 –actualizada 2014–.

ARTÍCULO 6°.- La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 212/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.842 del 21/05/2018

BUENOS AIRES, 18 DE MAYO DE 2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM y las Resoluciones Nros. 275 del 16 de agosto de 2017, 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr (Ronda 2) "–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la citada resolución.

Que por el artículo 4° de la Resolución N° 473 del 30 de noviembre de 2017 de este Ministerio, se resolvió la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la Resolución N° 275/2017, a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la referida resolución.

Que, asimismo, por el artículo 6° de la Resolución N° 473/2017 mencionada, se invitó a los Oferentes de las Ofertas calificadas por la Resolución N° 450 del 23 de noviembre de 2017 de este Ministerio y por el artículo 1° de la Resolución N° 473/2017, que no resultaron adjudicados por el artículo 4° de esta última, a celebrar sendos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al FONDO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES (FODER), en los términos establecidos en los Anexos 6 y 7 del Pliego de Bases y Condiciones, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el artículo 7° del acto referido en primer término, hasta cubrir la potencia requerida adicional por Tecnología que se indica en el citado artículo 6°.

Que por el artículo 1° de la Resolución N° 488 del 19 de diciembre de 2017 se adjudicaron Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en las Resoluciones Nros. 275/2017 y 473/2017 a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo I (IF-2017-33426894-APN-DNER#MEM) que forma parte integrante de la citada Resolución N° 488/2017.

Que de acuerdo con lo previsto en el artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones, dentro de los CIENTO VEINTE (120) días hábiles posteriores a la recepción de la comunicación de la adjudicación estipulada en el artículo 19.2 del citado Pliego, sin perjuicio de la prórroga que pueda disponer la Autoridad de Aplicación, el Adjudicatario será citado por CAMMESA para proceder a la suscripción del Contrato de Abastecimiento a través de la SOCIEDAD DE PROPÓSITO ESPECÍFICO (SPE) constituida al efecto, de acuerdo con las bases de la convocatoria.

Que en el artículo 21.2 del Pliego se establecen las condiciones precedentes que deben cumplir quienes resulten adjudicatarios, para proceder a la firma del Contrato de Abastecimiento respectivo.

Que en el artículo 21.3 del Pliego mencionado se dispone que el incumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 21, en los plazos respectivamente establecidos y con las formalidades previstas en el Pliego, será causal automática de cancelación de la adjudicación realizada y de ejecución de la Garantía de Mantenimiento de la Oferta.

Que, a su vez, por el artículo 21.4 se previó que en caso de que el adjudicatario esté en condiciones de suscribir el Contrato de Abastecimiento antes de la finalización del plazo establecido en el artículo 21.1, luego de haber cumplido las condiciones precedentes exigidas, podrá solicitar a CAMMESA la suscripción del Contrato de Abastecimiento, que procederá a hacerlo una vez verificado el cumplimiento de dichas condiciones.

Que para el supuesto mencionado en el párrafo anterior, se estableció que el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras empezará a contabilizarse a partir de la fecha máxima prevista en el artículo 21.1 y, para aquellas Ofertas que hubieren tomado la Garantía Banco Mundial, las Fechas Programadas de Avance de Obras empezarán a contabilizarse a partir de que el Fiduciario FODER

notifique fehacientemente al Vendedor la suscripción del contrato de Garantía Banco Mundial entre el Fiduciario FODER y el Banco Mundial.

Que el plazo de los CIENTO VEINTE (120) días hábiles posteriores a la recepción de la comunicación de la adjudicación, previsto en el artículo 21.1 del Pliego, vence el 1 de junio de 2018 para quienes fueron adjudicados por la Resolución N° 473/2017 y el 21 de junio de 2018 para quienes resultaron adjudicados por la Resolución N° 488/2017.

Que pese a las gestiones que vienen realizando para reunir todos los requisitos exigidos, varios adjudicatarios aún no han podido acreditar el cumplimiento de las condiciones precedentes a la firma de los contratos, establecidas en el artículo 21.2 del Pliego, motivo por el cual resulta conveniente establecer una prórroga del plazo contemplado para la suscripción de los contratos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 21.1 del Pliego.

Que a esos efectos se considera razonable establecer una prórroga por el plazo de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles computados desde el 1 de junio de 2018 para los adjudicados por la Resolución N° 473/2017 y desde el 21 de junio de 2018 para los adjudicados por la Resolución N° 488/2017, por ser un lapso suficiente para permitir que los adjudicatarios completen la totalidad de los requisitos exigidos para la suscripción de los contratos.

Que el Plazo Programado de Cierre Financiero, el Plazo Programado de Comienzo de Construcción, el Plazo Programado de Principio Efectivo de Ejecución y el Plazo Programado de Habilitación Comercial, conforme se los define en el Pliego, aplicables para determinar las Fechas Programadas de Avance de Obra de los contratos que suscriban los adjudicatarios durante el plazo de prórroga que se otorga, comenzarán a computarse desde el mismo día en que debieran computarse si firmaran en el plazo previsto en el artículo 21.1 del Pliego, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.4 del mismo, con el fin de brindar idéntico tratamiento a todos los adjudicatarios.

Que, en consecuencia, para el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras, los plazos programados para cada hito contenidos en la oferta deberán contabilizarse desde el 1 de junio de 2018, para los adjudicados por la Resolución N° 473/2017, y desde el 21 de junio de 2018, para los adjudicados por la Resolución N° 488/2017, siempre que, en ambos casos, no hubieren tomado la Garantía Banco Mundial.

Que en el caso de los adjudicatarios que hubieren tomado la Garantía Banco Mundial y que suscriban sus contratos durante la prórroga que se otorga, corresponde prever que para el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras los plazos programados para cada hito contenidos en la oferta deberán contabilizarse desde que el Fiduciario FODER notifique fehacientemente al Vendedor la suscripción del contrato de Garantía Banco Mundial entre el Fiduciario FODER y el Banco Mundial, independientemente de que ello suceda antes o después de la suscripción del Contrato de Abastecimiento.

Que en caso de que, vencido el plazo de prórroga previsto en la presente resolución, aún existieren contratos pendientes de suscripción, las adjudicaciones respectivas quedarán sin efecto automáticamente y se procederá a la ejecución de la Garantía de Mantenimiento de la Oferta correspondiente, de acuerdo con lo previsto en el artículo 21.3 del Pliego.

Que atento a la prórroga establecida por la presente para la firma de los contratos, corresponde prever un plazo mínimo de antelación para que los adjudicatarios puedan solicitar a CAMMESA un cambio de Socio Estratégico previamente a la suscripción del Contrato de Abastecimiento, de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.3.8 del Pliego.

Que, en otro orden, corresponde adoptar las medidas necesarias para optimizar la emisión de los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables a favor de quienes resultaron adjudicatarios en la Ronda 2 del Programa RenovAr, con el fin de evitar el dispendio de la actividad administrativa.

Que por la experiencia recogida por las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, se advierte que una gran cantidad de proyectos adjudicados solicitan el cambio de la tecnología que incluyeron en sus ofertas, habida cuenta de la evolución tecnológica permanente que se evidencia en el sector de las energías renovables, de acuerdo con lo previsto en los Pliegos respectivos.

Que dichas solicitudes normalmente requieren la modificación del Certificado de Inclusión emitido sobre la base de la tecnología indicada en las respectivas ofertas.

Que habida cuenta de que es razonable prever que una gran cantidad de los adjudicatarios de la Ronda 2 soliciten cambio de tecnología, resulta conveniente establecer que los Certificados de Inclusión respectivos serán emitidos a requerimiento de cada adjudicatario una vez que cada uno indique a la

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio cuál es la tecnología que utilizará en su proyecto.

Que si bien el requerimiento y la indicación mencionados en el párrafo anterior no obstará a que, con posterioridad, se soliciten nuevos cambios de tecnología, se considera que la metodología adoptada reducirá considerablemente el dictado de actos administrativos modificatorios de Certificados de Inclusión emitidos sobre la base de la tecnología indicada en la oferta, la que, presumiblemente, será modificada en gran cantidad de proyectos.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, el artículo 23 de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; y los artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II, del Decreto Nº 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Prorrógase por el término de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles el plazo establecido en el artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 de este Ministerio, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas de este Ministerio, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- El cómputo del plazo de prórroga establecido en el artículo 1° de la presente resolución se computará a partir del 1 de junio de 2018 para quienes fueron adjudicados por la Resolución N° 473/2017 y a partir del 21 de junio de 2018 para quienes resultaron adjudicados por la Resolución N° 488/2017.

ARTÍCULO 3°.- Establécese que para el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que se suscriban durante el período de prórroga por adjudicatarios que no hubieren tomado la Garantía Banco Mundial, los plazos programados para cada hito contenidos en la oferta deberán contabilizarse desde el 1 de junio de 2018, para los adjudicados por la Resolución N° 473/2017, y desde el 21 de junio de 2018, para los adjudicados por la Resolución N° 488/2017.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que para el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que se suscriban durante el período de prórroga por adjudicatarios que hubieren tomado la Garantía Banco Mundial, los plazos programados para cada hito contenidos en la oferta deberán contabilizarse desde que el Fiduciario FODER notifique fehacientemente al Vendedor la suscripción del contrato de Garantía Banco Mundial entre el Fiduciario FODER y el Banco Mundial, independientemente de que ello suceda antes o después de la suscripción del Contrato de Abastecimiento.

ARTÍCULO 5°.- Establécese que si una vez vencido el plazo de prórroga previsto en la presente resolución, aún existieren contratos pendientes de suscripción, las adjudicaciones respectivas quedarán sin efecto automáticamente y se procederá a la ejecución de la Garantía de Mantenimiento de la Oferta correspondiente, de acuerdo con lo previsto en el artículo 21.3 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017.

ARTÍCULO 6°.- El adjudicatario podrá solicitar a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) un cambio de Socio Estratégico previamente a la suscripción del Contrato de Abastecimiento que se realice durante el período de prórroga, en la medida que dicho cambio sea solicitado dentro de un plazo no menor a VEINTE (20) días hábiles anteriores a la fecha de finalización del plazo de prórroga que corresponda, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2°.

La solicitud de cambio de Socio Estratégico deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 12.3.8 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017.

ARTÍCULO 7°.- Establécese que los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables correspondientes a los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017 serán emitidos por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio a

requerimiento de dichos beneficiarios, quienes deberán indicar en su solicitud si mantienen o modifican la tecnología informada en la Oferta, especificando la que utilizarán en caso de modificación.

La presentación prevista en el párrafo anterior no obstará a posteriores solicitudes de cambio de tecnología, en los términos previstos en los artículos 19.5 y 19.6 del Pliego de Bases y Condiciones.

ARTÍCULO 8°.- Instrúyese a CAMMESA para que notifique la presente resolución a los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017.

ARTÍCULO 9°.- Notifíquese a CAMMESA y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan José Aranguren.

RESOLUCIÓN E 264/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.887 del 08/06/2018

BUENOS AIRES, 06 DE JUNIO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-25655957-APN-DGDO#MEM, y la Resolución N° 21 del 22 de marzo de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó a este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en dicho contexto, este Ministerio dictó un conjunto de medidas orientadas a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica con la finalidad de alcanzar la calidad y seguridad del suministro eléctrico que corresponde, y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas mediante la incorporación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica de tipo térmico y a través de la concreción de proyectos de generación que permitieran diversificar la matriz energética mediante el uso de fuentes renovables.

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en su carácter de ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), mediante Nota B-105207-1 de fecha 10 de febrero de 2016, manifestó la necesidad de incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica para el período estacional de verano (noviembre 2016 – abril 2017) a fin de evitar situaciones que pudieran afectar el abastecimiento, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico en la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que en el marco antes expuesto, mediante la Resolución N° 21 del 22 de marzo de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, se convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para satisfacer requerimientos de la demanda en los Períodos Estacionales (i) Verano 2016/2017, (ii) Invierno 2017, o (iii) Verano 2017/2018.

Que las ofertas presentadas en el marco de la mencionada Convocatoria, fueron analizadas por el OED y, como consecuencia de ello, a través de la Resolución N° 155 del 14 de junio de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA se autorizó a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción de los Contratos de Demanda Mayorista (CdD), con cada una las empresas cuya oferta hubiera resultado incluida en el listado anexo que forma parte de dicha resolución.

Que asimismo, mediante la Nota N° 355 del 28 de junio del 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios ofertados a la totalidad de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron incluidas en el Anexo a la resolución referida en el párrafo precedente, las que fueron analizadas por el OED y, como consecuencia de ello, a través de la Resolución N° 216 del 14 de julio de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA se autorizó a CAMMESA a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción de los Contratos de Demanda Mayorista (CdD) con cada una las empresas cuya oferta hubiera resultado incluida en el listado anexo que forma parte de dicha resolución.

Que adicionalmente, a través de la Resolución N° 387 del 28 de octubre de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA se consideró necesario disponer el ingreso de potencia adicional a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda y se autorizó a CAMMESA a iniciar las tratativas tendientes a concretar la suscripción de los Contratos de Demanda Mayorista (CdD) con las empresas cuyas ofertas se corresponden con el Proyecto identificado como ID 47 de CTLL Loma de la Lata 2 de 100 MW y con el Proyecto identificado como ID 42 de MSU UENSA Villa María de 137 MW que seguían inmediatamente después del último oferente aceptado en el orden de prelación, oportunamente determinado en el proceso de mejora de ofertas económicas antes mencionado.

Que consecuentemente se suscribieron los respectivos Contratos de Demanda Mayorista entre CAMMESA, en su calidad de parte compradora, y los agentes generadores que resultaron adjudicatarios, en calidad de parte vendedora.

Que como resultado de las convocatorias efectuadas se adjudicaron VEINTINUEVE (29) proyectos por una potencia total comprometida de TRES MIL CIENTO CUARENTA MW (3140 MW), de los cuales se encuentran disponibles para su despacho VEINTIOCHO (28) proyectos, restando sólo UNO (1) que presenta un alto grado de avance y no ha obtenido la habilitación comercial.

Que la nueva capacidad instalada permitió mejorar el perfil de reserva del parque de generación, posibilitando un abastecimiento adecuado de la demanda en días de alta exigencia.

Que en el ámbito de las convocatorias efectuadas se verificaron algunos atrasos en el cumplimiento de la fecha comprometida para obtener la habilitación comercial, en los términos de los contratos suscriptos.

Que en la cláusula 9° de los contratos suscriptos en el marco de la Resolución N° 21/2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA se estableció que frente al incumplimiento en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, los generadores deberán abonar una penalidad en los términos del primer párrafo de la cláusula 10 del respectivo contrato.

Que sin perjuicio de ello, la cláusula 10.5 prevé que, en caso de no producirse la habilitación comercial dentro de los CIENTO OCHENTA (180) días inmediatos posteriores a la fecha comprometida, el contrato quedará resuelto de pleno derecho.

Que por último, respecto de la vigencia del contrato, la cláusula 11 prevé que se computará a partir de la fecha comprometida por los agentes para la habilitación comercial o desde la habilitación comercial efectiva, lo que suceda primero, en tanto el inicio del plazo de vigencia no exceda de los SEIS (6) meses previos a la fecha comprometida; en cuyo caso, se tomará el plazo de SEIS (6) meses como máximo admisible de anticipación de entrada en vigencia del contrato respecto de la fecha comprometida.

Que la implementación y la finalidad de la convocatoria antes señalada importa grandes beneficios para el sistema eléctrico en diversos aspectos, entre ellos, el crecimiento y consolidación del sector energético mediante la expansión de la oferta de generación de energía en plazos considerablemente cortos, con una mayor reducción de costos de generación, y previsibilidad de precios, generándose condiciones adecuadas para la seguridad del abastecimiento de la demanda del Sistema Argentino de Interconexión .

Que a los beneficios determinados en el considerando precedente, cabe agregar que los objetivos planteados en las convocatorias contribuyeron a superar la situación de insuficiencia de capacidad de generación que motivó la declaración de la Emergencia Eléctrica mediante el Decreto N° 134/2015.

Que a los fines de construir las centrales de generación, los agentes han realizado inversiones de gran envergadura y se ha verificado la finalización de las mismas, habiendo alcanzado, en la mayoría de los casos, la habilitación comercial, circunstancia que resulta conveniente ponderar, en virtud de los objetivos propiciados por la convocatoria referida previamente.

Que en el contexto normativo y fáctico expuesto, resulta necesario considerar la pertinencia y el alcance de las cláusulas de rescisión previstas en los contratos suscriptos bajo la premisa de concretar los objetivos tenidos en mira en oportunidad de la convocatoria, entre ellos, la incorporación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica que permita garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas, preservando así el interés público comprometido.

Que en tal marco, en los casos en los que se identifique la finalización de la ejecución de los componentes principales de las centrales (turbina, generador, conexión a la red), la rescisión contractual prevista como consecuencia del incumplimiento de la fecha de habilitación comercial comprometida, no se ajusta a los criterios y objetivos referidos en los considerandos anteriores, resultando inconveniente en tales casos la rescisión de pleno derecho de los contratos respectivos.

Que lo indicado en el considerando anterior no obsta, sin embargo, la imposición de las penalidades previstas ni de las demás consecuencias contractuales que pudieran corresponder, entre ellas, respecto del cómputo del plazo de vigencia del contrato, el que, independientemente de la fecha en que se obtenga la habilitación comercial, se inicia a partir de la fecha de habilitación comercial comprometida.

Que sin perjuicio de ello, con el objeto de que la aplicación efectiva de las sanciones económicas por incumplimiento en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida no afecte el desarrollo de los proyectos, corresponde promover el cumplimiento de las sanciones dispuestas por CAMMESA adoptando a tales fines criterios de aplicación compatibles con dicho desarrollo.

Que en tal sentido se estima propicio establecer diferentes modalidades de pago, otorgando plazos para su cumplimiento con la correspondiente determinación de una tasa a aplicar sobre el saldo en los casos aquí previstos.

Que en consecuencia resulta necesario establecer los criterios a aplicar ante la configuración de las previsiones contenidas en las cláusulas de rescisión de los Contratos de Demanda Mayorista (cláusula 10.5), así como también para el cumplimiento de las sanciones económicas aplicadas por incumplimientos en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, en los términos que en este acto se establecen y en el marco de las facultades contenidas en los contratos respectivos al efecto.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de éste Ministerio, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS, de éste Ministerio ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en el ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 23 de la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese que el monto de las multas impuestas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) con motivo del incumplimiento en la fecha comprometida para la habilitación comercial prevista en los Contratos de Demanda Mayorista celebrados en el marco de la Resolución N° 21 del 22 de marzo de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA será descontado de la suma que le corresponda percibir al Agente Generador sancionado en virtud del respectivo Contrato, a partir de la habilitación comercial efectiva, en DOCE (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

Sin perjuicio de lo establecido precedentemente, dentro de los DIEZ (10) días hábiles de publicada la presente resolución o de notificada la sanción correspondiente, según el caso, el Agente Generador que resulte sancionado por el incumplimiento en la fecha comprometida para la habilitación comercial podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA– para que el descuento de las sanciones por dicho incumplimiento se realice por hasta en CUARENTA Y OCHO (48) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual (“TEA”) equivalente al UNO CON SIETE POR CIENTO (1,7%) nominada en dólares, no pudiendo superar las cuotas que se establezcan la vigencia del contrato.

ARTÍCULO 2°. - En caso de demoras en la habilitación comercial en los términos previstos en la cláusula 10.5 de los Contratos de Demanda Mayorista, de encontrarse finalizada la central, se mantendrá la vigencia del respectivo Contrato, sin perjuicio de la aplicación de las penalidades y demás consecuencias contractuales que pudieran corresponder. Conforme a lo previsto en la cláusula 11 de los respectivos Contratos, para la determinación de la fecha de finalización de su vigencia se computará el plazo desde la fecha comprometida de habilitación comercial.

ARTÍCULO 3°. - Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, dependiente de este Ministerio a entender en todas aquellas cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución con relación a los Contratos de Demanda Mayorista celebrados en el marco de la Resolución N° 21/2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 4°. - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), la que deberá informar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA el resultado de las gestiones realizadas en virtud de la presente.

ARTÍCULO 5°. - La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 6°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan José Aranguren

RESOLUCIÓN E 285/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.892 del 15/06/2018

BUENOS AIRES, 14 DE JUNIO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-27302061-APN-DGDO#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que, en ese marco, la Ley N° 27.191 y el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 establecen que la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en la citada ley.

Que en cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, esta Autoridad de Aplicación ha implementado el Programa RenovAr, iniciado por la Resolución N° 71 de fecha 17 de mayo de 2016, en cuyo marco se han desarrollado las Rondas 1, 1.5 y 2, convocadas por las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016, 252 de fecha 28 de octubre de 2016 y 275 de fecha 16 de agosto de 2017, respectivamente, todas de este Ministerio, para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados “Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable”, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones.

Que, por otra parte, por la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se habilitó un régimen de excepción para la suscripción de nuevos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable respecto de proyectos comprometidos en contratos celebrados bajo regímenes anteriores, ajustando sus condiciones a las establecidas para la Ronda 1 del Programa RenovAr, habida cuenta de la contribución de dichos proyectos al cumplimiento de las metas fijadas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que además de estar orientados al cumplimiento de las metas establecidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr y el régimen de excepción regulado por la Resolución N° 202/2016 se desenvolvieron en el marco de lo dispuesto por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015, por el cual se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó a este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA para que elabore un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo ponga en vigencia y lo implemente, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que por las Resoluciones Nros. 213 de fecha 7 de octubre de 2016 (Ronda 1), 281 de fecha 25 de noviembre de 2016 (Ronda 1.5), 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017 (ambas, Ronda 2), todas de este Ministerio, se adjudicaron CIENTO CUARENTA Y SIETE (147) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, de los cuales a la fecha se han suscripto OCHENTA Y CUATRO (84), encontrándose los SESENTA Y TRES (63) restantes –todos de la Ronda 2– en proceso de firma.

Que por las Resoluciones Nros. 76 de fecha 31 de marzo de 2017 y 168 de fecha 31 de mayo de 2017 se aprobó la celebración de DIEZ (10) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en el marco de lo dispuesto por la Resolución N° 202/2016, habiéndose suscripto todos ellos.

Que en las respectivas cláusulas 7.2. de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr y en las cláusulas 6.2. de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016 se establece que las Fechas Programadas de Avance de Obras -entre ellas, la Fecha Programada de Habilitación Comercial- correspondientes a los Hitos de Avance de Obras, no podrán modificarse sin el consentimiento previo y por escrito del Comprador.

Que sin prejuicio de ello, los incisos (b) de las referidas cláusulas prevén una salvedad, en los casos en que el Vendedor, sin invocar la ocurrencia de un evento de caso fortuito o fuerza mayor, puede solicitar una extensión de hasta CIENTO OCHENTA (180) días de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, sin perjuicio de la obligación de pagar la multa aplicable conforme con lo previsto en el apartado (a) de la Cláusula 13.2 (Aplicación de Multas) –Cláusula 12.2 en los Contratos de la Resolución N° 202/2016.

Que en las cláusulas 13.2.(a) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr y en las cláusulas 12.2.(a) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016 se prevé la aplicación de una multa de un monto de DÓLARES ESTADOUNIDENSES MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y OCHO (US$1.388) por cada megavatio de Potencia Contratada por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial con respecto a la Fecha Programada de Habilitación Comercial.

Que, por otra parte, en las cláusulas 20 de los Contratos del Programa RenovAr y 18 de los Contratos de la Resolución N° 202/2016 se estipulan las causales de rescisión de dichos contratos.

Que en las cláusulas 20.2.(a) y 18.2.(a), respectivamente, se prevé que el Comprador (actuando de conformidad con una instrucción de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio) podrá rescindir unilateralmente y de pleno derecho el Contrato en caso de no ocurrencia de la Fecha de Habilitación Comercial antes o en la Fecha Programada de Habilitación Comercial, luego de considerar cualquier extensión de la misma de conformidad con la cláusula 7.2 o 6.2, según el caso (Atrasos en Hitos de Avance de Obras).

Que con el fin de brindar certeza y previsibilidad a los titulares de los proyectos de inversión resulta conveniente precisar los casos en que esta Autoridad de Aplicación –en virtud del nuevo organigrama de este Ministerio aprobado por el Decreto N° 174 de fecha 2 de marzo de 2018– instruirá a CAMMESA para que ejerza la facultad de rescisión de los contratos ante el acaecimiento de los supuestos contemplados en las cláusulas 20.2.(a) y 18.2.(a) de los contratos citados.

Que en el caso de incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, una vez trascurrido el plazo de prórroga ya previsto en las cláusulas 7.2.(b).(ii) de los Contratos del Programa RenovAr y 6.2.(b).(ii) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, resulta conveniente contemplar la posibilidad de otorgar un plazo adicional, bajo ciertas condiciones, siempre que los proyectos evidencien un importante grado de avance y con aplicación de las penalidades que correspondan.

Que no obstante ello, en tales casos el Período de Abastecimiento comenzará a partir del día siguiente al de finalización del plazo de CIENTO OCHENTA (180) días previsto en las cláusulas 7.2.(b).(ii) de los Contratos del Programa RenovAr y 6.2.(b).(ii) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, y se extenderá por VEINTE (20) años consecutivos a partir de dicha fecha.

Que la continuidad de los contratos que se encuentren en las condiciones mencionadas, permitiendo su habilitación comercial en una fecha posterior a la prevista, responde a los objetivos perseguidos por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que, a la vez, es conteste con lo previsto en las cláusulas 21.5 de los Contratos del Programa RenovAr y 19.5 de los celebrados en los términos de la Resolución N° 202/2016, que estipulan que en caso de incumplimiento de alguna de las Partes de cualquiera de sus obligaciones bajo dichos Contratos, la Parte que no haya incumplido con sus obligaciones podrá optar por exigir su cumplimiento sin tener la obligación de rescindir aquéllos.

Que, por otro lado, respecto de la causal de rescisión incluida en las cláusulas 20.2.(d) y 18.2.(c) de los Contratos citados, resulta necesario establecer con precisión los casos en que aquélla resulta aplicable en los contratos adjudicados en las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr y los suscriptos en los términos de la Resolución N° 202/2016, de acuerdo con el criterio expuesto en la Nota NO-2017-00472177-APN-SSER#MEM de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de fecha 12 de enero de 2017, también previsto para los contratos suscriptos en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Que lo indicado precedentemente no obsta, sin embargo, la imposición de las penalidades ni de las demás consecuencias que pudieran corresponder por aplicación de los contratos y la normativa vigente.

Que en lo referido al pago de las penalidades, con el objeto de que la aplicación efectiva de las sanciones económicas por incumplimiento en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida no afecte el desarrollo de los proyectos, corresponde contemplar formas de cumplimiento de las mencionadas sanciones compatibles con dicho desarrollo, favoreciendo a su vez la efectiva ejecución de los proyectos.

Que con idéntica finalidad corresponde aplicar el mismo tratamiento a la penalidad determinada por esta Autoridad de Aplicación por incumplimiento del Componente Nacional Declarado (CND) prevista en el artículo 21.5 de los Pliegos de Bases y Condiciones de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr.

Que en tal sentido se estima propicio establecer diferentes modalidades de pago, otorgando plazos para su cumplimiento, con la correspondiente determinación de una tasa a aplicar sobre el saldo en los casos aquí previstos.

Que en consecuencia resulta necesario establecer los criterios a aplicar por CAMMESA ante la configuración de las previsiones contenidas en las mencionadas cláusulas de rescisión de los Contratos, así como también para el cobro de las multas aplicadas por incumplimientos en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, en el marco de las facultades contenidas al efecto en los contratos respectivos, y para el cobro de las multas aplicadas por esta Autoridad de Aplicación por incumplimientos de Componente Nacional Declarado, en los términos que en este acto se precisan.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, el artículo 23 de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; y los artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II, del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese que el monto de las multas impuestas por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) con motivo del incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, prevista en la cláusula 13.2.(a) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y en la cláusula 12.2.(a) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, será descontado de la suma que le corresponda percibir al Vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, en DOCE (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

Sin perjuicio de lo establecido precedentemente, dentro de los DIEZ (10) días hábiles de publicada la presente resolución o de notificada la sanción correspondiente según el caso, el Vendedor que resulte sancionado podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA– para que el descuento de las multas por dicho incumplimiento se realice a partir de la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, hasta en CUARENTA Y OCHO (48) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual (“TEA”) equivalente al UNO CON SIETE POR CIENTO (1,7%), nominada en dólares.

ARTÍCULO 2°. - Establécese que para la forma de pago de la multa determinada por esta Autoridad de Aplicación por el incumplimiento del Componente Nacional Declarado (CND), de acuerdo con lo previsto en el artículo 21.5 de los Pliegos de Bases y Condiciones de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, se aplicará lo dispuesto en el artículo anterior. El plazo para ejercer la opción y de aplicación de las cuotas previstas en el artículo anterior se computarán a partir de la notificación de la multa al Vendedor.

ARTÍCULO 3°. - De configurarse los supuestos previstos en la cláusula 20.2.(a) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y en la cláusula 18.2.(a) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA de fecha 28 de septiembre de 2016, corresponderá aplicar los siguientes criterios:

a) ante el incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, luego de considerar cualquier extensión de ésta de conformidad con las cláusulas 7.2 de los Contratos del Programa RenovAr o 6.2 de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016 (Atrasos en Hitos de Avance de Obras), según corresponda, se otorgará un plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días corridos para alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial, tal como se la define en los Contratos respectivos, bajo apercibimiento de rescindir el contrato por aplicación de las cláusulas 20.2.(a) o 18.2.(a), sin perjuicio de cualquier extensión de este plazo adicional de conformidad con las cláusulas 7.2.(a) o 6.2.(a), según el caso, y de la aplicación de las multas que correspondan, si el Vendedor:

(i) acreditara haber alcanzado un avance de obra de al menos el SETENTA POR CIENTO (70%), en la oportunidad y con las condiciones que establezca la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES;

(ii) hubiere incrementado la Garantía de Cumplimiento del Contrato en caso de haber incumplido Hitos de Avance de Obras anteriores a la habilitación comercial, de acuerdo con lo previsto en las cláusulas 13.1 o 12.1, según e caso;

(iii) incrementara el monto de la Garantía de Cumplimiento del Contrato en los términos que se establecen en el inciso b) de este artículo.

b) el incremento del monto de la Garantía de Cumplimiento de Contrato deberá efectivizarse con una antelación mínima de DIEZ (10) días hábiles de la fecha de finalización del plazo de CIENTO OCHENTA (180) días previsto en las cláusulas 7.2. (b).(ii) de los Contratos del Programa RenovAr y 6.2.(b).(ii) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, en un monto equivalente al TREINTA POR CIENTO (30%) del monto original de la Garantía de Cumplimiento de Contrato.

A los efectos de cumplir con este requisito, el Vendedor deberá sustituir la Garantía de Cumplimiento de Contrato vigente en ese momento –es decir, incluyendo los montos resultantes de los incrementos previstos en las cláusulas 13.1 o 12.1 de los respectivos contratos, en caso de haberse aplicado– por una nueva que incluya el monto de aquélla más el incremento previsto en este inciso. La nueva Garantía de Cumplimiento de Contrato constituida deberá tener una vigencia de, por lo menos, UN (1) año.

Las cuestiones referidas a la Garantía de Cumplimiento de Contrato constituida de conformidad con lo establecido en este inciso, no previstas en éste, se regirán por lo dispuesto en las cláusulas 17 de los Contratos del Programa RenovAr y 16 de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, en todo cuanto resulte aplicable.

De no alcanzarse la Fecha de Habilitación Comercial en el plazo adicional de CIENTO OCHENTA (180) días mencionado en el inciso a) de este artículo –sin perjuicio de las prórrogas que pudieren corresponder por aplicación de lo previsto en las cláusulas 7.2.(a) y 6.2.(a) de los contratos respectivos–, se rescindirá el contrato por aplicación de las cláusulas 20.2.(a) o 18.2.(a), según el caso, y se ejecutará la Garantía de Cumplimiento de Contrato constituida conforme con lo previsto en este inciso.

c) a partir del día siguiente al de finalización del plazo de CIENTO OCHENTA (180) días previsto en las cláusulas 7.2. (b). (ii) de los Contratos del Programa RenovAr y 6.2. (b). (ii) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, comenzará el Período de Abastecimiento, fecha a partir de la cual se computarán los VEINTE (20) Años de Producción consecutivos, previstos en las cláusulas 6.1 y 5.1, respectivamente.

d) la multa diaria prevista en las cláusulas 13.2. (a) de los Contratos de Abastecimiento del Programa RenovAr y 12.2. (a) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, se aplicará hasta la finalización del plazo de CIENTO OCHENTA (180) días previsto en las cláusulas 7.2. (b).(ii) de los Contratos del Programa RenovAr y 6.2.(b).(ii) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016. Durante el transcurso del plazo adicional otorgado en los términos del presente artículo y hasta la Fecha de Habilitación Comercial efectiva, se aplicará una multa diaria por cada megavatio de Potencia Contratada equivalente a la multa diaria prevista en las citadas cláusulas 13.2. (a) y 12.2. (a), según el caso, reducida en el porcentaje de avance de obra acreditado de conformidad con el inciso a), apartado (i) del presente artículo.

ARTÍCULO 4°. - Para considerar configurada la causal de rescisión prevista en la cláusula 20.2.(d) de los Contratos de Abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y en las cláusulas 18.2.(c) de los Contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016, corresponderá aplicar los siguientes criterios:

a) corresponderá actuar según las previsiones de las cláusulas citadas precedentemente, en caso de que el Vendedor, luego de haber sido sancionado administrativamente por la Autoridad de Gobierno competente en tres (3) oportunidades, según se establece en dichos incisos, mantenga los incumplimientos sancionados;

b) debe entenderse que las sanciones alcanzadas por los referidos incisos son:

1) las causadas por incumplimientos que pongan en riesgo la seguridad y/o confiabilidad del abastecimiento de energía de la Central Generadora al Sistema Eléctrico, originadas en (i) la disminución de la calidad de la energía entregada a la red que afecte negativamente la calidad de suministro de otros agentes del MEM; (ii) el incumplimiento reiterado de las órdenes del OED que produzcan un desmedro en la calidad de servicio de los consumidores de energía eléctrica o (iii) el incumplimiento de normas municipales, provinciales o nacionales que deriven en la imposibilidad de inyectar energía a la red por la Central Generadora; o

2) las que tengan como consecuencia (i) la pérdida de las habilitaciones que se requieren para su actuación en el MEM como Agente Generador; o (ii) la pérdida de las habilitaciones ambientales.

ARTÍCULO 5°. - Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio a dictar los actos interpretativos y aquellos que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en la presente medida.

La instrucción prevista en las cláusulas 20.2 de los Contratos suscriptos en el marco del Programa RenovAr y 18.2 de los Contratos celebrados en los términos de la Resolución N° 202/2016, para la recisión unilateral de los Contratos, será emitida por esta Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 6°. - Las comunicaciones que deban cursarse a CAMMESA con motivo de la presente resolución se harán a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 7°. - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), la que deberá informar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES el resultado de las gestiones realizadas a partir de la aplicación de la presente.

ARTÍCULO 8°. - La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 9°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL del REGISTRO OFICIAL y archívese. Juan José Aranguren

RESOLUCIÓN E 289/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.895 del 21/06/2018

BUENOS AIRES, 19 DE JUNIO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-27089199-APN-DGDO#MEM, el Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017 y la Resolución N° 11 del 19 de enero de 2018 de este Ministerio y

CONSIDERANDO:

Que mediante el artículo 6° del Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017 se instruyó a este Ministerio a impulsar las medidas necesarias para que INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA), ex ENARSA, proceda a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, según corresponda, de los activos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica “Ensenada de Barragán” y “Brigadier López”, así como la transferencia del personal y los contratos relacionados con dichas centrales, aclarando que en el marco de dicha operación, deberán incluirse las condiciones y los requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a ciclo combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible.

Que mediante el artículo 5° de la Resolución N° 11 del 19 de enero de 2018 de este Ministerio se instruyó al Directorio de IEASA a realizar todos los actos, acciones y gestiones necesarias para proceder a la enajenación de los bienes, activos y derechos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica “Ensenada de Barragán” y “Brigadier López”, así como también disponer la transferencia del personal y de todos los contratos en ejecución relacionados con dichas centrales.

Que en el artículo 5° inciso d) de la citada Resolución se instruyó al Directorio de IEASA a confeccionar los pliegos para los procedimientos de enajenación públicos y competitivos respectivos y someterlos a la aprobación previa de este Ministerio.

Que IEASA remitió a consideración de este Ministerio los pliegos respectivos.

Que ha tomado intervención la DIRECCIÓN GENERAL DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS Y PARTICIPACIÓN PÚBLICO PRIVADA de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de lo dispuesto por el Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Apruébanse los “Pliegos de bases y condiciones para la transferencia de las Centrales Termoeléctricas ‘Brigadier López’ y ‘Ensenada de Barragán’”, los que integran la presente medida como Anexo (IF-2018-29424349-APN-DGDO#MEM).

ARTÍCULO 2°. - Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Juan José Aranguren

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución no se publican. El/los mismo/s podrá/n ser consultado/s en Balcarce 186, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

e. 21/06/2018 N° 44565/18 v. 21/06/2018

RESOLUCIÓN E 292/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.898 del 26/06/2018

BUENOS AIRES, 25 DE JUNIO DE 2018

VISTO el Expediente EX-2018-28305386-APN-DGDO#MEM, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y el Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que, en ese marco, la Ley N° 27.191 y el Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 establecen que la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en la citada ley.

Que en cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, se ha implementado el Programa RenovAr, iniciado por la Resolución del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 71 del 17 de mayo de 2016, en cuyo marco se han desarrollado las Rondas 1, 1.5 y 2, convocadas por las Resoluciones Nros. 136 del 25 de julio de 2016, 252 del 28 de octubre de 2016 y 275 del 17 de agosto de 2017, respectivamente, todas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados “Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable”, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– de conformidad con los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones.

Que por las Resoluciones Nros. 213 del 7 de octubre de 2016 (Ronda 1), 281 del 25 de noviembre de 2016 (Ronda 1.5), 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017 (ambas, Ronda 2), todas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se adjudicaron CIENTO CUARENTA Y SIETE (147) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, de los cuales a la fecha se han suscripto OCHENTA Y CUATRO (84), encontrándose los SESENTA Y TRES (63) restantes –todos de la Ronda 2– en proceso de firma.

Que, por otra parte, por la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se habilitó un régimen de excepción para la suscripción de nuevos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable respecto de proyectos comprometidos en contratos celebrados bajo regímenes anteriores, ajustando sus condiciones a las establecidas para la Ronda 1 del Programa RenovAr, habida cuenta de la contribución de dichos proyectos al cumplimiento de las metas fijadas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que por las Resoluciones Nros. 76 del 31 de marzo de 2017 y 168 del 31 de mayo de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se aprobó la celebración de DIEZ (10) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en el marco de lo dispuesto por la Resolución N° 202/2016, habiéndose suscripto todos ellos.

Que se han presentado ante CAMMESA y ante este Ministerio solicitudes de autorización para modificar la localización de proyectos de distintas tecnologías comprometidos en Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrados en el marco de las normas citadas precedentemente, con el fin de instalarse en un sitio distinto al indicado originalmente, por diferentes motivos.

Que es conveniente establecer un régimen general y objetivo para regular los términos y condiciones bajo los cuales se autorizará la modificación de la localización de los proyectos que, sin alterar las reglas de las convocatorias abiertas desarrolladas en el marco del Programa RenovAr y las fijadas en la

Resolución N° 202/2016, resulte a su vez en un beneficio para el conjunto de los usuarios del servicio eléctrico, mediante una reducción de los precios de la energía suministrada.

Que a los fines de determinar la magnitud de la reducción de precios mencionada, se considera adecuado establecer parámetros objetivos surgidos de la reducción del promedio ponderado de los precios mínimos adjudicados en las Rondas del Programa RenovAr desarrolladas, indicados en las Resoluciones Nros. 213/2016, 281/2016, 473/2017 y 488/2017 ya citadas, sin incluir el Incentivo por Escala Biomasa (IncentBM) y el Incentivo por Escala Biogás (IncentBG) regulados en el Anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones de la Ronda 2 aprobado por la mencionada Resolución N° 275/2017.

Que el promedio ponderado de los precios mínimos de los contratos adjudicados en las Rondas 1 y 1.5 –en conjunto- es de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA CON VEINTIDÓS CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (USD 50,22 MWh) y en la Ronda 2 es de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y SEIS CON SESENTA CENTAVOS POR MEGAVATIO HORA (USD 46,60 MWh).

Que la reducción del promedio ponderado de los precios mínimos adjudicados verificada entre las Rondas 1 y 1.5 –en conjunto– y 2 es del SIETE CON VEINTIDÓS POR CIENTO (7,22%).

Que corresponde considerar el supuesto de relocalización de proyectos adjudicados en la Ronda 2 del Programa RenovAr, que como consecuencia de dicha relocalización resulten aledaños a otro proyecto adjudicado en la misma Ronda, de la misma tecnología, que sea del mismo titular, de manera de compatibilizar la solución establecida en la presente medida con lo previsto en el artículo 21.2.(f) del Pliego de Bases y Condiciones aplicable a dicha Ronda, que regula la unificación de proyectos aledaños adjudicados en la mencionada convocatoria.

Que en los casos de los proyectos de tecnología Biomasa y Biogás adjudicados en la Ronda 2 del Programa RenovAr, para determinar la reducción de precios debe tenerse en cuenta la incidencia del Incentivo por Escala Biomasa (IncentBM) y del Incentivo por Escala Biogás (IncentBG), respectivamente, regulados en el Anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la Resolución N° 275/2017 –o su monto reducido por el artículo 7° de la Resolución N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍAo, según corresponda–, tanto para el caso de la relocalización de un proyecto como para el supuesto en que, como consecuencia de la relocalización, se unifiquen proyectos aledaños en los términos del artículo 21.2.(f) del Pliego de Bases y Condiciones citado o se integren proyectos en una única central de generación con una potencia equivalente a la suma de las potencias adjudicadas de los proyectos integrados.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES ha tomado la intervención de su competencia.

Que ha tomado intervención la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; y los artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II, del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese que podrá modificarse el sitio en el que se localizarán los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable comprometidos en Contratos de Abastecimiento celebrados o a celebrarse entre sus titulares y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORÍSTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en el marco de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y de la Resolución N° 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA siempre que cumplan con los siguientes requisitos y condiciones:

a) Mantengan el mismo Punto de Interconexión (PDI) indicado en el Contrato de Abastecimiento respectivo u obtengan la autorización expresa de CAMMESA para modificar dicho PDI, siempre que el mencionado cambio:

1) no altere de ninguna manera el proceso de adjudicación llevado a cabo en la Ronda en la que fue adjudicado, de acuerdo con la metodología regulada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente;

2) no afecte la capacidad de transporte y transformación considerada para la adjudicación de contratos en la misma Ronda en que fue adjudicado o en una Ronda distinta o para los contratos celebrados en el marco de la Resolución N° 202/2016;

3) no afecte la prioridad de despacho asignada a otros proyectos hasta la fecha en la que el interesado solicitó la relocalización, en los términos establecidos en la Resolución N° 281 del 18 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y sus normas complementarias.

b) Acredite la disponibilidad del inmueble en el que se relocalizará y la habilitación para desarrollar el proyecto en la nueva ubicación (uso del suelo), cumpliendo con los requisitos establecidos a tales efectos en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a la Ronda en la que resultó adjudicado o en la Resolución N° 202/2016, según corresponda.

c) Presente una nueva habilitación ambiental expedida por la autoridad competente, referida a la nueva ubicación y, de corresponder, al proyecto unificado o integrado resultante, cumpliendo con los requisitos establecidos a tales efectos en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a la Ronda en la que resultó adjudicado o en la Resolución N° 202/2016, según corresponda.

d) Presente una nueva memoria descriptiva del proyecto, adaptada a la nueva ubicación y, de corresponder, a las nuevas características si se tratara de un proyecto unificado o integrado.

e) Mantenga o reduzca los Plazos o Fechas Programados de Cierre Financiero, Comienzo de Construcción, Principio Efectivo de Ejecución –exclusivamente para los adjudicados en la Ronda 2–, Llegada de Equipos –excepto para los adjudicados en la Ronda 2– y Habilitación Comercial, de acuerdo con las definiciones de dichos términos en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones o en la Resolución N° 202/2016 y en los contratos celebrados en consecuencia, según corresponda.

f) Presente un nuevo Reporte de Producción de Energía (RPE) referido a la nueva ubicación y, de corresponder, a la nueva configuración si se tratara de un proyecto unificado o integrado, cumpliendo con los requisitos establecidos a tales efectos en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a la Ronda en la que resultó adjudicado o en la Resolución N° 202/2016, según corresponda.

g) El titular del proyecto acepte una reducción del Precio Adjudicado, resultante de la aplicación de lo establecido en el artículo siguiente.

ARTÍCULO 2°.- El Precio Adjudicado del proyecto que se relocalice y, de corresponder, se unifique o integre, se reducirá de acuerdo con los términos expresados a continuación, según el caso de que se trate:

a) Para todos los proyectos de todas las tecnologías comprendidos en el artículo anterior, excepto para los comprendidos en el apartado b) de este artículo, se aplicará una reducción del Precio Adjudicado equivalente al SIETE CON VEINTIDOS POR CIENTO (7,22%).

b) Para los proyectos de las tecnologías Biomasa y Biogás adjudicados en la Ronda 2 del Programa RenovAr que cuenten con el Factor de Incentivo por Escala regulado en el Anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones de dicha Ronda –o su monto reducido por el artículo 7° de la Resolución N° 473 del 30 de noviembre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA según corresponda–, se aplicará una reducción del Precio Adjudicado equivalente al monto que resulte mayor, en valor absoluto, entre:

1) el SIETE CON VEINTIDOS POR CIENTO (7,22%) del Precio Adjudicado, incluyendo el Factor de Incentivo por Escala aplicable;

2) el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Factor de Incentivo por Escala aplicable.

c) Si como consecuencia de la relocalización de un proyecto de los incluidos en el inciso a) de este artículo, adjudicado en la Ronda 2 del Programa RenovAr, éste resultara aledaño a otro proyecto adjudicado en la misma Ronda, de verificarse las condiciones previstas en el artículo 21.2.(f) del Pliego de Bases y Condiciones de dicha Ronda y de ejercerse la opción de consolidación allí prevista, la reducción indicada en el inciso a) se aplicará sobre el precio adjudicado del proyecto relocalizado, utilizándose el precio así reducido para calcular el promedio ponderado de los proyectos unificados, de acuerdo con lo establecido en la citada norma. Para la unificación de las Fechas Programadas de Avance de Obra y de la Garantía de Banco Mundial, se aplicarán los criterios indicados en la disposición del Pliego mencionada.

d) Si como consecuencia de la relocalización de un proyecto de los incluidos en el inciso b) de este artículo, éste resultara aledaño a otro proyecto y se configurara el supuesto previsto en el artículo 21.2.(f) del Pliego de Bases y Condiciones de la Ronda 2, o bien, se integraren dos o más proyectos en una única central de generación con una potencia equivalente a la suma de las potencias adjudicadas de los proyectos integrados, el Precio Adjudicado se determinará de la siguiente manera:

1) se eliminará el Factor de Incentivo por Escala de todos los proyectos involucrados; y

2) se reducirá el precio adjudicado del proyecto relocalizado –sin considerar el Factor de Incentivo por Escala– en un SIETE CON VEINTIDOS POR CIENTO (7,22%), utilizándose el precio así reducido para calcular el promedio ponderado de los proyectos unificados o integrados.

El precio calculado del modo que se indica en este inciso será el Precio Adjudicado consignado en el contrato que se celebre por los proyectos aledaños unificados o por la central resultante de la integración de dos o más proyectos.

En los casos contemplados en este inciso, para la unificación de las Fechas Programadas de Avance de Obra y de la Garantía de Banco Mundial, se aplicarán los criterios indicados en el artículo 21.2. (f) del Pliego de Bases y Condiciones de la Ronda 2.

ARTÍCULO 3°. - Las solicitudes de relocalización de proyectos, en los términos de la presente resolución, deberán presentarse ante CAMMESA.

En el plazo de CINCO (5) días hábiles, CAMMESA elevará la solicitud con el correspondiente análisis a esta Autoridad de Aplicación, para su resolución.

ARTÍCULO 4°. - En los casos de relocalización contemplados en la presente resolución que resulte necesario, se emitirá el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables ajustado a las características del proyecto relocalizado y, en su caso, unificado o integrado.

En ningún caso se ampliará el monto total de beneficios fiscales asignado a cada proyecto en las respectivas Rondas del Programa RenovAr y en los Certificados de Inclusión emitidos.

ARTÍCULO 5°. - Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio a dictar los actos interpretativos, complementarios y aquellos que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en la presente medida.

ARTÍCULO 6°. - Las comunicaciones que deban cursarse a CAMMESA con motivo de la presente resolución se harán a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 7°. - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 8°. - La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 9°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 26/06/2018 N° 45551/18 v. 26/06/2018

RESOLUCIÓN E 13/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.800 del 26/06/2018

BUENOS AIRES, 26 DE ENERO DE 2018

VISTO el Expediente Nº S01:0272019/2016 del Registro del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que la firma EÓLICA RIONEGRINA S.A. solicitó su habilitación como AGENTE GENERADOR del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) para su Parque Eólico Cerro Policía de TRESCIENTOS MEGAVATIOS (300 MW) de potencia nominal, instalado en las cercanías de la localidad de Cerro Policía, Provincia de RÍO NEGRO, conectándose al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) en barras de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) de la nueva Estación Transformadora Parque Eólico Cerro Policía, vinculada a la Línea de Alta Tensión de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) Chocón Oeste – Choele Choel, jurisdicción de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.).

Que mediante Nota B-108788-1 de fecha 18 de julio de 2016 la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) informa que la firma EÓLICA RIONEGRINA S.A. cumple los requisitos exigidos en los Puntos 5.1 y 5.2 del Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS para su ingreso y administración del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que mediante Resolución SAYDS Nº 661 de fecha 3 de junio de 2016, la SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE de la Provincia de RÍO NEGRO resolvió aprobar el estudio de impacto ambiental del Proyecto Parque Eólico Cerro Policía.

Que la firma EÓLICA RIONEGRINA S.A. ha cumplido con las exigencias de la normativa vigente en cuanto al aporte de documentación societaria y comercial.

Que la solicitud de ingreso al MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) del Parque Eólico Cerro Policía se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina Nº 33.458 de fecha 9 de septiembre de 2016 sin haberse recibido objeciones que impidan el dictado de la presente.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÈRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que el Artículo 11 de la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, delegó en la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, según los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley Nº 24.065.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065 y por la Resolución Nº 25 de fecha 16 de marzo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Autorízase el ingreso como AGENTE GENERADOR del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a la firma EÓLICA RIONEGRINA S.A. para su Parque Eólico Cerro Policía de TRESCIENTOS MEGAVATIOS (300 MW) de potencia nominal, instalado en las cercanías de la Localidad de Cerro Policía, Provincia de RÍO NEGRO, conectándose al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) en barras de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) de la nueva Estación Transformadora Parque Eólico Cerro Policía, vinculada a la Línea de Alta Tensión de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) Chocón Oeste – Choele Choel, jurisdicción de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.).

ARTÍCULO 2º.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a efectos que los sobrecostos que se ocasionen a los demás agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y las penalidades que deban abonar los prestadores de la Función Técnica del Transporte (FTT) derivados de eventuales indisponibilidades con motivo del ingreso que este acto autoriza, sean cargadas a la firma EÓLICA RIONEGRINA S.A., titular del Parque Eólico Cerro Policía, en su vínculo con el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) en barras de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) de la nueva Estación Transformadora Parque Eólico Cerro Policía, vinculada a la Línea de Alta Tensión de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) Chocón Oeste – Choele Choel, jurisdicción de la TRANSENER S.A. A este efecto se faculta a la CAMMESA a efectuar los correspondientes cargos dentro del período estacional en que dichos sobrecostos o penalidades se produzcan.

ARTÍCULO 3º- Notifíquese a la firma EÓLICA RIONEGRINA S.A., a CAMMESA, a TRANSENER S.A. y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 4º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

e. 26/01/2018 N° 4408/18 v. 26/01/2018

RESOLUCIÓN E 46/2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.923 del 01/08/2018

BUENOS AIRES, 31 DE JULIO DE 2018

VISTO el Expediente N° S01:0109381/2016 del Registro del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y lo dispuesto por las Leyes Nros. 17.319, 24.076, y

CONSIDERANDO:

Que en la industria del gas natural tal como fue concebida por las Leyes Nros. 17.319 y 24.076, se distinguen TRES (3) segmentos básicos de actividad: la producción, el transporte y la distribución de gas.

Que la ley referida en primer término regula las etapas de la producción, captación y tratamiento del gas natural.

Que la Ley N° 24.076 y su reglamentación (Anexo I del Decreto N° 1.738 de fecha 18 de septiembre de 1992), las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y Distribución de Gas y el Reglamento del Servicio de Transporte y Distribución de Gas aprobados por el Decreto N° 2.255 de fecha 2 de diciembre de 1992, regulan el Transporte y Distribución de Gas Natural que constituyen un servicio público nacional.

Que dentro del marco de Ley N° 25.561, el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó diversas medidas que tuvieron por objeto atenuar los efectos de la crisis y su impacto en la prestación de los servicios públicos, entre ellos, los Servicios de Transporte y Distribución de Gas Natural; en particular, dictó los Decretos Nros. 180 y 181, ambos del 13 de febrero de 2004, en cuyo marco se suscribieron varios acuerdos con los productores de gas natural, que fueron ratificados mediante actos emanados de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que en particular, con fecha 17 de julio de 2009, se suscribió un Acuerdo entre representantes del citado ex Ministerio y de empresas productoras de gas natural en el que se estipularon, entre otras cuestiones, los mecanismos detallados en su Anexo I, relativo a los precios del gas natural con destino al segmento usinas a ser facturados por los productores, basados en un sendero de evolución creciente.

Que el 31 de mayo de 2012 la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA remitió la Nota N° 3456 a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO, SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), limitando los precios a ser reconocidos por esa compañía administradora por el gas adquirido a través del Programa GAS PLUS para generar electricidad a ser comercializada en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCO CON 20/100 POR MILLÓN DE UNIDADES TÉRMICAS BRITÁNICAS (5,20 U$S/MMBTU); la que resulta aplicable a la fecha.

Que en el marco de dicho Programa, creado por la Resolución N° 24 del 6 de marzo de 2008 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y modificado por las Resoluciones Nros. 1.031 del 9 de septiembre de 2008 y 695 del 15 de septiembre de 2009, ambas de la referida ex Secretaría, se han suscriptos contratos de compraventa de gas natural que a la fecha se encuentran en ejecución.

Que en línea con lo dispuesto en la Resolución N° 28 del 28 de marzo de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en el entendimiento de que resultaba necesario implementar un nuevo esquema de precios de gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), a través de la Resolución N° 41 del 7 de abril de 2016 del referido ex Ministerio, se adecuaron los precios del gas natural en PIST a pagar cuando dicho gas fuera utilizado en la generación de electricidad, y cualquiera sea su vendedor, en todos los casos en que esa electricidad esté destinada a ser comercializada en el ámbito del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), o sea destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

Que en las actuales circunstancias, teniendo en consideración el contexto actual del mercado en el que se observa una baja de los precios del gas natural, corresponde que se implementen mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de los volúmenes de gas requeridos para ser utilizados en la generación de electricidad, en todos los casos en que esa electricidad esté destinada a ser comercializada en el ámbito del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), o sea destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

Que hasta tanto se realicen los procedimientos correspondientes, y en el marco del referido contexto, resulta necesario establecer nuevos precios máximos de referencia en PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural, para cada cuenca de origen, con destino a la generación de electricidad.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por la Ley N° 17.319, y conforme a lo dispuesto en el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Instrúyese a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a disponer las medidas necesarias a fin de que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) implemente los mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de los volúmenes de gas requeridos para ser utilizados en la generación de electricidad, de acuerdo a los precios máximos de referencia establecidos en el artículo 2° de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- Establécense los nuevos precios máximos en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural, para cada cuenca de origen, conforme se consigna en el Anexo (IF-2018-36548571-APN-SSL#MEN) que forma parte integrante de la presente medida, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

ARTÍCULO 3°.- Instrúyese a CAMMESA a adoptar como precios máximos de referencia de gas natural, conforme lo establecido en el Anexo 13 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS, conforme a la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y demás normas complementarias o modificatorias, los consignados en el Anexo que forma parte integrante de la presente medida, sin perjuicio de los que resulten aplicables en el marco de lo dispuesto por Nota N° 3.456 del 31 de mayo de 2012 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

ARTÍCULO 4°. - Las disposiciones contenidas en la presente resolución serán de aplicación a partir del 1 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 5°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Javier Alfredo Iguacel

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 01/08/2018 N° 55308/18 v. 01/08/2018

ANEXO

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Martes 31 de Julio de 2018

Referencia: ANEXO

Precios del Gas Natural en PUNTOS DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST)

CUENCA DE ORIGEN DEL GAS	Precio en USD/MMBTU
Cuenca Noroeste (NOA)	3.94
Cuenca Neuquina (NQN)	4.42
Cuenca GOLFO San Jorge (GSJ o CHU)	3.87
Cuenca Santa Cruz Sur (SCZ)	3.70
Cuenca Tierra del Fuego (TDF)	3.58

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2018.07.31 13:35:22 -03'00'

María Valeria Mogliani
Subsecretaria
Subsecretaría Legal
Ministerio de Energía

NO-2018-43148329-APN-SSEE-MEN
Adjunto.pdf

NO-2018-41541651-APN-SSEE-MEN
Adjunto.pdf

NO-2018-40206154-APN-SSEE-MEM
Adjunto.pdf

NO-2018-66680075-APN-SGE-MHA
Archivo.pdf

NO-2018-66899458-APN-SSME-MHA
Archivo.pdf

NO-2020 05333189-APN-SE-MDP
Archivo.pdf

NO-2020-33627304-APN-SE-MDP
Archivo.pdf

RESOL-2018-64-APN-MEN

Publicación Boletín Oficial N° 33.928 del 08/08/2018

BUENOS AIRES, 06 DE AGOSTO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM, las Resoluciones Nros. 275 del 16 de agosto de 2017, 473 del 30 de noviembre de 2017, 488 del 19 de diciembre de 2017 y 212 del 18 de mayo de 2018, todas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se convocó la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Que, en ese marco, por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se adjudicaron OCHENTA Y OCHO (88) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable.

Que por el artículo 1° de la Resolución N° 212 del 18 de mayo de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se prorrogó por el término de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles el plazo establecido en el artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017 para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios de la citada Ronda 2, en los términos y con el alcance establecidos en la mencionada Resolución N° 212/2018.

Que, en particular, se previó que el Plazo Programado de Cierre Financiero, el Plazo Programado de Comienzo de Construcción, el Plazo Programado de Principio Efectivo de Ejecución y el Plazo Programado de Habilitación Comercial, conforme se los define en el Pliego, aplicables para determinar las Fechas Programadas de Avance de Obra de los contratos que suscriban los adjudicatarios durante el plazo de prórroga otorgado, comenzarán a computarse desde el mismo día en que debieran computarse si hubieren firmado en el plazo previsto en el artículo 21.1 del Pliego, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.4 del mismo, con el fin de brindar idéntico tratamiento a todos los adjudicatarios.

Que para adoptar la prórroga referida se tuvo en cuenta que pese a las gestiones que estaban realizando para reunir todos los requisitos exigidos, varios adjudicatarios no habían podido acreditar en el plazo originalmente previsto, el cumplimiento de las condiciones precedentes a la firma de los contratos establecidas en el artículo 21.2 del Pliego, motivo por el cual se consideró conveniente establecer la prórroga dispuesta.

Que a la fecha no se han suscripto la totalidad de los Contratos de Abastecimiento adjudicados por las resoluciones mencionadas precedentemente.

Que los plazos establecidos por el artículo 1° de la Resolución N° 212/2018 vencen el 7 de agosto de 2018 para los adjudicatarios seleccionados por la Resolución N° 473/2017 y el 27 de agosto de 2018 para los incluidos en la Resolución N° 488/2017.

Que en atención a los contratos que restan suscribir y a las actividades desarrolladas por los adjudicatarios tendientes a dar cumplimiento a todos los requisitos exigidos, resulta conveniente prorrogar el plazo establecido para la firma de los contratos, en el entendimiento de que es la medida más adecuada en orden a alcanzar los objetivos de incorporación de generación eléctrica de fuente renovable en la matriz, establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, finalidad primordial del Programa RenovAr.

Que corresponde mantener los mismos términos y condiciones establecidos en la Resolución N° 212/2018 respecto del cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras, de las consecuencias de la falta de suscripción de contratos al término del plazo de prórroga que se establece por la presente, del plazo para la solicitud de cambio de Socio Estratégico y de emisión de los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.

Que asimismo es conveniente prever el plazo mínimo de antelación a la suscripción del contrato en el que los adjudicatarios podrán solicitar el cambio de tecnología de acuerdo con lo previsto en el artículo 19.5 del Pliego de Bases y Condiciones, sin que ello afecte la posibilidad de solicitar dicho cambio con posterioridad a la suscripción.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191, el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 del 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones; los artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II del Decreto Nº 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio y del artículo 8° del Decreto N° 575 del 21 de junio de 2018.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Prorrógase por el término de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 212 del 18 de mayo de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.

ARTÍCULO 2°. - El cómputo del plazo de prórroga establecido en el artículo 1° de la presente resolución se computará a partir del 7 de agosto de 2018 para quienes fueron adjudicados por la Resolución N° 473/2017 y a partir del 27 de agosto de 2018 para quienes resultaron adjudicados por la Resolución N° 488/2017.

ARTÍCULO 3°. - Establécese que para el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que se suscriban durante el período de prórroga será aplicable lo dispuesto en los artículos 3° y 4° de la Resolución N° 212/2018, según corresponda.

ARTÍCULO 4°. - Establécese que si una vez vencido el plazo de prórroga previsto en la presente resolución, aún existieren contratos pendientes de suscripción, será aplicable lo previsto en el artículo 5° de la Resolución N° 212/2018.

ARTÍCULO 5°.- La solicitud de cambio de Socio Estratégico con carácter previo a la suscripción del Contrato de Abastecimiento deberá realizarse dentro de un plazo no menor a VEINTE (20) días hábiles anteriores a la fecha de finalización del plazo de prórroga que corresponda, de acuerdo con lo previsto en los artículos 1° y 2° de la presente resolución, y deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 12.3.8 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017.

ARTÍCULO 6°. - El adjudicatario podrá solicitar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio un cambio de tecnología previamente a la suscripción del Contrato de Abastecimiento que se realice durante el período de prórroga, en la medida que dicho cambio sea solicitado dentro de un plazo no menor a VEINTE (20) días hábiles anteriores a la fecha de finalización del plazo de prórroga que corresponda, de acuerdo con lo previsto en los artículos 1° y 2° de la presente resolución.

La solicitud de cambio de tecnología deberá cumplir con los requisitos establecidos en los artículos 19.5 y, en su caso, 19.6 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017.

ARTÍCULO 7°. - La emisión de los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables se efectuará de acuerdo con lo previsto en el artículo 7° de la Resolución N° 212/2018.

ARTÍCULO 8°. - Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que notifique la presente resolución a los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017 que no hubieren suscripto sus respectivos contratos a la fecha de su dictado.

ARTÍCULO 9°. - Notifíquese a CAMMESA y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 08/08/2018 N° 57140/18 v. 08/08/2018

RESOL-2018-104-APN-MEN

Publicación Boletín Oficial N° 33.937 del 22/08/2018

BUENOS AIRES, 21 DE AGOSTO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-37429723-APN-DGDO#MEN, las Leyes Nros. 17.319 y 24.076 y sus modificatorias y complementarias, el Decreto N° 1738 del 18 de septiembre de 1992 y sus modificatorios, y

CONSIDERANDO:

Que la política implementada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en materia de hidrocarburos promueve, a través de los diversos programas que la integran (tales como los de promoción de la producción no convencional de gas natural y de exploración costa afuera), la incorporación de nuevas reservas y la recuperación de la producción, todo ello con el fin de lograr, en forma paulatina, el objetivo principal establecido en el artículo 3° de la Ley N° 17.319 y en el artículo 1° de la Ley N° 26.741, de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Que el artículo 6° de la Ley N° 17.319 establece que el PODER EJECUTIVO NACIONAL permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, pudiendo fijar, en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.

Que el artículo 3° de la Ley N° 24.076 dispone las condiciones aplicables a las exportaciones de gas natural, las que pueden ser autorizadas siempre que no se afectare el abastecimiento interno.

Que el artículo 3° del Decreto N° 1.738 del 18 de septiembre de 1992, modificado por el Decreto N° 962 del 24 de noviembre de 2017, prevé que las autorizaciones de exportación de gas natural sean emitidas por el ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA una vez evaluadas las solicitudes de conformidad con la normativa vigente, estando autorizado, además, para emitir las normas complementarias que resulten necesarias.

Que el artículo 2° de la Ley N° 26.197 establece que el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que a fin de propiciar el cumplimiento de los objetivos de política energética fijados por las leyes aplicables en la materia es necesario tomar en consideración las características del mercado local, cuya demanda de gas natural se encuentra fuertemente marcada por la estacionalidad debido a la determinante influencia del consumo residencial, así como también las características del mercado regional y global, al cual resulta crucial integrarse y desarrollar, a fin de paliar la mencionada estacionalidad e incentivar la producción constante y razonablemente estable de hidrocarburos.

Que la matriz energética mundial está compuesta en un OCHENTA PORCIENTO (80%) por hidrocarburos, y los combustibles fósiles, incluidos el carbón, el petróleo y el gas natural, han sido hasta ahora la principal fuente de energía, sin perjuicio de que durante los últimos años, sin embargo, se ha comenzado a evidenciar un cambio de paradigma, con el reemplazo de las fuentes fósiles por energías renovables y limpias.

Que si bien producto de los avances tecnológicos se estima que en un futuro, ya no será predominante la participación de los hidrocarburos en la producción energética mundial, durante la transición, la demanda de gas natural se incrementará, por ser el combustible fósil de menor poder contaminante y mayor facilidad de transporte.

Que la estacionalidad de la demanda de gas natural en el país, con excedentes durante los meses de verano, conlleva un desafío para la viabilidad económica de los proyectos de explotación, circunstancia que lleva a desarrollar alternativas que permitan colocar los excedentes de gas natural durante el periodo estival.

Que la seguridad del abastecimiento interno a los menores costos posibles se logra con la inserción del país en el corto plazo en modelos de integración energética regional dinámica y activa con países vecinos, y en el largo plazo en modelos de inserción global, que permitan suavizar las variaciones estacionales de la demanda local y la consecuente variabilidad de los niveles de producción local, a través de la importación y la exportación de excedentes de gas natural.

Que la integración energética regional y la regla según la cual las autorizaciones de exportación de gas natural deben otorgarse teniendo en cuenta la satisfacción del abastecimiento interno, ha sido receptada en los Acuerdos Bilaterales firmados por nuestro país con países de la región.

Que el objetivo de la seguridad de abastecimiento y balanza energética positiva, exige aumentar significativamente las inversiones necesarias para recuperar las reservas de hidrocarburos y así poder incrementar la producción local, inversiones que solo serán posibles si la mayor producción potencial tiene asegurada las condiciones de precio, tiempo y forma para llegar a la demanda en cualquier momento del año, tanto a nivel interno como externo a través de las exportaciones, tanto de corto como de largo plazo.

Que es necesario crear un régimen expeditivo de otorgamiento de permisos de exportación, en tanto el solicitante haya proporcionado la información suficiente para el análisis de su factibilidad.

Que a fin de compatibilizar los requerimientos de viabilidad de los proyectos destinados a recuperar reservas e incorporar nueva producción, con la seguridad del abastecimiento interno y con la libre disponibilidad, resulta necesario contar con un procedimiento administrativo transparente y no discriminatorio que asegure a los consumidores internos la posibilidad de adquirir el gas natural propuesto para la exportación.

Que con el objetivo de ordenar el régimen de exportaciones, se consideraran operaciones de exportaciones de corto y largo plazo, firmes e interrumpibles, y exportaciones estivales e intercambios operativos, en cualquiera de los casos, siempre condicionadas a la seguridad del abastecimiento interno.

Que la información que se presente a los efectos de la solicitud de autorización de exportación tendrá carácter público, de forma tal que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de la misma.

Que las circunstancias expuestas, y transcurridos casi VEINTE (20) años del dictado de la Resolución N° 299 del 14 de julio de 1998 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y su normativa complementaria, amerita de la emisión de una normativa moderna que contemple e instaure un nuevo régimen para las exportaciones de gas natural.

Que asimismo, ha variado el escenario energético imperante al emitirse la Resolución N° 265 del 24 de marzo de 2004 de la citada ex Secretaría, que contempla la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural y de las tramitaciones de nuevas autorizaciones de exportación, las que mantendrían su vigencia hasta tanto se pudiera comprobar que existían condiciones de inyección a los sistemas de transporte adecuadas para abastecer el mercado interno.

Que atento que la política energética del GOBIERNO NACIONAL ha afianzado la seguridad de abastecimiento del mercado interno, han perdido vigencia las circunstancias tenidas en cuenta para el dictado de la Resolución N° 265/2004.

Que resulta pertinente contemplar dentro del procedimiento que se aprueba por la presente, el tratamiento que recibirán los volúmenes de exportación de gas natural equivalentes a los incluidos en el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” aprobado por la Resolución N° 46 del 2 de marzo de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y sus modificatorias y ampliado en su alcance por la Resolución N° 447 del 16 de noviembre de 2017 del mismo Ministerio (el “Programa”), y de aquellas que, si bien resulten de gas convencional, las empresas solicitantes sean adherentes, actuales o futuras, en el aludido Programa.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por lo dispuesto en el artículo 97 de la Ley N° 17.319 y el inciso 1) del artículo 3° del Decreto N° 1.738/1992.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Las exportaciones de gas natural a las que se refiere el artículo 3° de la Ley Nº 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural que como Anexo (IF -2018-40183693-APN-DGCLH#MEN) integra la presente medida.

ARTÍCULO 2°. - Derógase la Resolución N° 299 del 14 julio de 1998 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y sus modificatorias. Los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural.

ARTÍCULO 3°. - Derógase la Resolución N° 131 del 9 de febrero de 2001 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINERÍA y sus modificatorias.

ARTÍCULO 4°. - Derógase la Resolución N° 265 del 24 de marzo de 2004 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y sus modificatorias.

ARTÍCULO 5°. - Derógase la Resolución N° 883 del 15 de julio de 2005 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y sus modificatorias.

ARTÍCULO 6°. - Derógase la Resolución N° 8 del 13 de enero de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y sus modificatorias.

ARTÍCULO 7°. - Delégase en la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS de este Ministerio, a través de las áreas correspondientes, las tareas que específicamente se encomiendan en el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural.

ARTÍCULO 8°. - La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 9°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 22/08/2018 N° 60793/18 v. 22/08/2018

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

ANEXO

PROCEDIMIENTO PARA LA AUTORIZACIÓN DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL

1. DISPOSICIONES GENERALES

1.1. Las exportaciones de gas natural se ajustarán a los principios de transparencia, no discriminación e interés público.

1.2. Los interesados en realizar operaciones de exportación de gas natural, deberán suministrar información suficiente a criterio de la Autoridad de Aplicación, teniendo la misma carácter público a los efectos estipulados en este Procedimiento, de forma tal que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de las mismas.

1.3. Se tendrá por recibida la solicitud para computar el plazo establecido en el artículo 3° de la Ley N° 24.076, desde el momento en que el interesado en obtener la autorización haya presentado la información técnica, económica y legal establecido en este Procedimiento y aquella que la Autoridad de Aplicación requiera para el análisis de la solicitud.

1.4. Las autorizaciones, cualquiera fuere su clase, serán otorgadas en la medida que, y quedarán condicionadas a que, no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno. En sus decisiones sobre autorizaciones, la Autoridad de Aplicación realizará un análisis integral y sistémico de las condiciones de funcionamiento del mercado interno a efectos de lograr cubrir la demanda interna mediante un suministro eficiente y velar por la seguridad de su abastecimiento.

2. CLASES DE AUTORIZACIONES. Las autorizaciones de exportación o intercambios de gas natural se encuadrarán en las siguientes categorías:

2.1. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE LARGO PLAZO EN FIRME: Son aquellas que se otorgan por períodos mayores a UN (1) año y hasta un plazo de DIEZ (10) años, bajo condición firme, cuando las ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural contengan obligaciones de entrega y recepción que no sean meramente discrecionales para las partes y que sólo pueden ser eximidas de cumplimiento en caso de fuerza mayor. Es condición para su otorgamiento que (i) la seguridad de abastecimiento del

mercado interno esté cubierta durante todo el plazo del permiso de exportación y por un plazo adicional que particularmente considere la Autoridad de Aplicación para dicha autorización, de acuerdo a las circunstancias del momento. Cada CINCO (5) años como máximo deberá ser revisada la autorización para verificar que se mantienen las condiciones originales de su otorgamiento.

2.2. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE CORTO PLAZO EN FIRME: Son aquellas que se otorgan por períodos de hasta UN (1) año, bajo condición firme, cuando las ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural contengan obligaciones de entrega y recepción que no sean meramente discrecionales para las partes y que sólo pueden ser eximidas de cumplimiento en caso de fuerza mayor. Es condición para su otorgamiento que la seguridad de abastecimiento del mercado interno esté garantizada durante todo el plazo del permiso de exportación.

2.3. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE LARGO PLAZO INTERRUMPIBLES: Son aquellas que se otorgan por períodos mayores a UN (1) año y hasta un plazo de DIEZ (10) años, bajo condición interrumpible, cuando las ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural no contengan obligaciones de entrega y recepción o, de contenerlas, éstas sean meramente discrecionales para las partes.

2.4. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE CORTO PLAZO INTERRUMPIBLES: Son aquellas que se otorgan por períodos de hasta UN (1) año, bajo condición interrumpible, cuando las ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural no contengan obligaciones de entrega y recepción o, de contenerlas, éstas sean meramente discrecionales para las partes.

2.5. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN ESTIVALES: Son aquellas que se otorgan para ser efectuadas durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de abril de cada año, por un plazo de hasta CINCO (5) años.

2.6. AUTORIZACIONES DE INTERCAMBIOS OPERATIVOS: son aquellas que se otorgan, para atender de forma rápida situaciones de emergencia, operativas de urgencia u otras similares que se presenten, por un período no superior a DOCE (12) meses contados desde la fecha del primer envío al mercado externo, y bajo la condición de que el solicitante asuma la obligación de reingresar al mercado interno volúmenes de gas natural iguales, o cantidades equivalentes de electricidad -conforme la equivalencia que en su oportunidad establezca la Autoridad de Aplicación- dentro de un plazo no superior a DOCE (12) meses contados desde la fecha del correspondiente envío al exterior.

3. PROCEDIMIENTO

3.1. EMPRESA SOLICITANTE. Defínase como empresa solicitante a toda persona jurídica que solicita una autorización de exportación de gas natural o intercambio operativo.

3.2. SOLICITUD DE EXPORTACIÓN. Toda empresa solicitante estará obligada a proveer la información que se menciona a continuación, en soporte papel y digital, y toda otra adicional que, a juicio de la Autoridad de Aplicación, sea relevante a los fines de determinar el impacto de la exportación en la seguridad de abastecimiento del mercado interno.

I) Resumen de la operación que se utilizará para la publicación en la página WEB del MINISTERIO DE ENERGÍA, que incluirá: 1) destino y origen del gas natural; 2) cantidades máximas y programadas, diarias, mensuales, anuales y totales; 3) condiciones de entrega y recepción tales como obligación de tomar, obligación de entregar y período de compensación si lo hubiere; 4) precio y fórmula de ajuste. El precio deberá incluir expresamente y sin ningún tipo de limitación, a todos los conceptos que alcanza (compensaciones, contraprestaciones, y/u otros contratos u operaciones vinculados directa o indirectamente a la solicitud de exportación, etc.); 5) plazo contractual y 6) el punto o los puntos de exportación de gas desde la REPUBLICA ARGENTINA.

II) Información respecto a la capacidad de producción y disponibilidad de gas del solicitante, que incluirá: 1) un sumario de las cantidades de gas natural que dispone, bajo contratos o de propiedad del solicitante,

incluyendo volúmenes diarios y anuales, reservas propias, acuerdos de compraventa entre productores y comercializadores, acuerdos de importación de Gas Natural Licuado y su regasificación, y la fecha de terminación de tales contratos; 2) los contratos, precontratos, cartas de intención y toda otra documentación comercial, para cada operación de compraventa de gas; 3) el nombre y localización de cada área desde la que se proveerá a la exportación de gas natural de la que se tratare; 4) una certificación de las reservas probadas de gas en cada área referida en el punto 3) anterior, efectuada por un certificador registrado en el Registro creado por la Resolución N° 324 del 16 de marzo de 2006 de la ex Secretaría de Energía; 5) información de base de capacidad de entrega de cada área mencionada en el punto 3) anterior; y 6) un programa mostrando la capacidad productiva total (limitada únicamente por las instalaciones de superficie existentes y previstas) y un programa mostrando como se planea producir

las cantidades de gas de cada área mencionada en el punto 3) anterior, necesarias para satisfacer los requerimientos totales para el período de la autorización de exportación requerida.

III) Información respecto de las ventas comprometidas de gas del solicitante, la cual incluirá: detalles de los contratos, precontratos, cartas de intención y toda otra documentación comercial correspondiente a ventas de gas natural del solicitante, incluyendo: 1) copia de la documentación de venta de gas natural correspondiente a la exportación propuesta; y 2) un sumario de los contratos de venta de gas natural dentro de la REPÚBLICA ARGENTINA y para la exportación, que extraigan el gas natural de la misma fuente de suministro que la de la exportación propuesta.

IV) Información respecto del mercado externo que se propone abastecer, la cual incluirá: 1) descripción de las condiciones de las autorizaciones de importación requeridas en el país de destino del gas natural, si existieran, que demuestren que la operación bajo análisis se encuentre debidamente permitida en el país importador; y 2) una Declaración Jurada del Vendedor y Comprador respecto del destino final del gas a exportar.

V) Información detallada de los acuerdos de transporte correspondientes a la exportación propuesta, la cual incluirá: 1) los detalles y condiciones de todos los arreglos contractuales para el transporte de gas natural dentro y fuera de la REPÚBLICA ARGENTINA; y 2) una descripción de las instalaciones de captación, almacenamiento, y transporte, incluyendo nuevas instalaciones, dentro o fuera de la REPÚBLICA ARGENTINA, necesarias para trasladar el gas natural al mercado de destino.

VI) Evaluación de impacto: La misma contemplará todos aquellos elementos que evidencien que la exportación propuesta no ocasiona dificultades al mercado local y a la seguridad de su abastecimiento.

VII) Representante: se deberá nominar a UN (1) representante de la empresa solicitante en obtener la autorización, quien tendrá la obligación de evacuar todas las consultas que le formulen los Terceros Interesados sobre cuestiones vinculadas a detalles del contrato, el que deberá fijar domicilio, número de teléfono y correo electrónico, y al cual se deberá otorgar poder, a los fines de dar cumplimiento a los requerimientos de información vinculados a la exportación solicitada y para aceptar o formular ofertas de compraventa de gas natural, respectivamente.

3.3. REVISIÓN DE LA SOLICITUD. PUBLICACIÓN. La solicitud de autorización será revisada por la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS, o la autoridad que la reemplace en sus funciones, a fin de determinar si la misma se ajusta a los recaudos establecidos en este Procedimiento.

De no hacerlo, se notificará de ello al interesado, quedando suspendido su trámite, hasta su regularización en el plazo impuesto al efecto.

Si la presentación cumple con los requisitos previstos en este Procedimiento, se procederá a publicar una síntesis de los aspectos comerciales relevantes de la solicitud en la página WEB del MINISTERIO DE ENERGÍA, la que incluirá como mínimo, los elementos detallados en los puntos 3.2 I) y VII) de este Procedimiento, y el número de expediente en el cual tramita la solicitud.

3.4. TERCERO INTERESADO. Se considerará tercero interesado a todo potencial comprador de gas natural que manifieste interés concreto en adquirir, en todo o en parte, las cantidades de gas natural especificadas en la solicitud de exportación, para destinarlo al mercado interno, respetando, en la medida de lo posible los demás términos y condiciones de la solicitud de exportación (en adelante, individualmente el Tercero Interesado y, en conjunto, los Terceros Interesados).

El Tercero Interesado deberá manifestar su interés ante la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURIFEROS dentro de los CINCO (5) días hábiles siguientes de realizada la publicación en la página WEB del MINISTERIO DE ENERGÍA referida en el punto 3.3, acreditando niveles razonables de liquidez y solvencia para asumir los costos de compra del gas natural por el cual manifiesta interés.

La SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS, deberá declarar, en el término de DIEZ (10) días hábiles, si el potencial comprador reúne las condiciones de Tercero Interesado.

3.5. OFERTA DE COMPRA DE GAS. Los Terceros Interesados admitidos podrán presentar una oferta irrevocable de compra de gas natural (en adelante la Oferta de Compra), la cual deberá formularse por escrito ante el Representante, con copia a la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS, debiendo estar suscripta por quien tenga facultades legales suficientes al efecto.

I) La Oferta de Compra deberá reunir las siguientes condiciones:

(i) podrá formularse por una cantidad menor o igual a la incluida en la solicitud de exportación, debiendo respetar los demás términos y condiciones de la solicitud de autorización.

(ii) deberá ser formulada por los Terceros Interesados dentro de los CINCO (5) días hábiles de haber sido declarados como tales por la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS, quien podrá proponer modificaciones a la oferta a efectos de que las partes logren un acuerdo.

II) El Representante deberá responder las Ofertas de Compra que se hayan formulado, dentro de los CINCO (5) días hábiles de vencido el plazo para la presentación de las Ofertas de Compra, informando simultáneamente de ello a la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS.

III) En caso de falta de acuerdo sobre los términos de la Oferta de Compra, la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS requerirá al Representante que efectúe al Tercero Interesado una oferta de venta final, de acuerdo a las condiciones que le indique. El Tercero Interesado tendrá un plazo de CINCO (5) días hábiles, contados desde la recepción de la oferta de venta, para aceptarla. Si el Tercero Interesado no aceptare la oferta de venta, se entenderá que la oposición del Tercero Interesado ha sido retirada.

IV) La oposición del Representante a brindar información sobre el proyecto, o la negativa a responder las Ofertas de Compra dentro del plazo establecido en punto 3.5.II), facultará a la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS a suspender el trámite de la solicitud de exportación hasta que dichos requerimientos sean satisfechos y/o notificados en forma fehaciente por la empresa solicitante, en el plazo impuesto al efecto por la Autoridad de Aplicación.

3.6. PARTICULARIDADES APLICABLES A EXPORTACIONES ESTIVALES e INTERCAMBIOS OPERATIVOS.

I) Las solicitudes de Exportaciones Estivales estarán exceptuadas de acompañar la información prevista en el punto 3.2. (VI) de este Procedimiento.

II) Las solicitudes de Intercambios Operativos estarán exceptuadas de acompañar la información prevista en el punto 3.2. (VI) y (VII) de este Procedimiento, y no les será de aplicación el régimen de participación de Terceros Interesados. Sin perjuicio de esto último, la Autoridad de Aplicación, cumplirá con lo dispuesto en el punto 3.3. de este Procedimiento, antes de expedir la correspondiente autorización.

3.7. CONDICIONES APLICABLES A LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.

En el caso de solicitudes de exportación, de gas natural proveniente de un proyecto incluido en el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" aprobado por la Resolución N° 46 del 2 de marzo de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y sus modificatorias y ampliado en su alcance por la Resolución N° 447 del 16 de noviembre de 2017 del mismo Ministerio (el "Programa"), las cantidades de gas natural comercializadas en el mercado externo no serán computadas como parte y/o dentro de la Producción Incluida referida en dicha normativa.

Esta condición aplicará a todos los proyectos incluidos o que se incluyan en el futuro en el Programa, como inexorable para la aprobación de la exportación solicitada. En la solicitud de exportación, la empresa solicitante deberá manifestar expresamente su consentimiento a esta exigencia.

3.8. CONDICIONES APLICABLES A LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL CONVENCIONAL CON PROYECTOS AHDERIDOS AL "PROGRAMA"

Cuando la solicitud de autorización de exportación refiera a gas natural de fuente convencional, y la empresa solicitante se encuentre adherida o adhiera al Programa, dichas cantidades de gas natural comercializadas en el mercado externo no serán computadas como parte y/o dentro de la Producción Incluida dentro del Programa. En la solicitud de exportación, la empresa solicitante deberá manifestar expresamente su consentimiento a esta exigencia.

3.9. DECISIONES DEL MINISTERIO.

I) El MINISTERIO DE ENERGÍA, con la intervención de las áreas con competencia en la materia, evaluará, para cada solicitud de autorización de exportación, la similitud entre las condiciones ofrecidas en el mercado interno y las ofrecidas para la exportación.

II) El MINISTERIO DE ENERGÍA considerará, a los fines de la evaluación de las solicitudes de autorización de exportación, toda la información disponible, ya sea de carácter público, de elaboración oficial, o provista por las partes interesadas incluyendo, sin limitación, información:

1) en materia de oferta y demanda local; 2) acerca de capacidad de producción y transporte de las cuencas afectadas por la solicitud de exportación en relación a los requerimientos internos sobre esos mismos sistemas; y 3) toda información vinculada a contratos celebrados, con destino al mercado interno y externo.

(III) El MINISTERIO DE ENERGÍA verificará, previo al otorgamiento de una autorización de exportación, el cumplimiento de los principios identificados en el punto 1.1. de este Procedimiento.

3.10. DEL TRÁMITE DE SOLICITUD DE EXPORTACIÓN.

Las solicitudes de exportación serán tramitadas por orden cronológico de presentación, a menos que la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS determine que la solicitud no se ajusta a los requerimientos de este Procedimiento, en cuyo caso su tramitación quedará suspendida hasta su regularización.

4. SUSPENSIÓN O CADUCIDAD DE LA AUTORIZACION DE EXPORTACIÓN. IRREGULARIDADES GRAVES.

El MINISTERIO DE ENERGÍA podrá decidir la suspensión o la caducidad de la autorización de exportación en cualquiera de los siguientes casos:

4.1. Por verificarse, en cualquier momento, el falseamiento de la información incorporada a la solicitud de

exportación, o cualquier otra información presentada a instancia del MINISTERIO DE ENERGÍA y/o la dependencia administrativa correspondiente.

4.2. Por no darse cumplimiento a los términos y condiciones de la autorización de exportación, incluyendo, dentro de estos:

(I) la fecha establecida para el inicio de la operación de exportación.

(II) mantenimiento de reservas adecuadas a los compromisos contractuales asumidos.

(III) toda otra condición especificada en la autorización de exportación.

(IV) por introducir modificaciones en la documentación comercial presentada, incluyendo contrato, precontratos, cartas de intención, etc., de compraventa de gas natural en contravención a las condiciones y términos establecidos en la autorización de exportación.

(V) por no informar, o por transgresión reiterada del deber de informar, en los términos y condiciones del punto 5 de este Procedimiento.

(VI) por transgresión reiterada del deber de facilitar las inspecciones dispuestas por el MINISTERIO DE ENERGÍA.

(VII) por afectar la seguridad del abastecimiento del mercado interno.

Previo a la declaración de caducidad o suspensión por cualquiera de las razones mencionadas en los incisos anteriores, se intimará al titular de la autorización para que subsane la/s transgresión/es en el plazo que, en cada caso y considerando la índole del incumplimiento, determine la Autoridad de Aplicación.

(VIII) en caso de verificarse graves irregularidades, el MINISTERIO DE ENERGÍA podrá disponer la suspensión de la autorización a los fines de que se corrija el incumplimiento, o su caducidad, y eventualmente, se compensen los perjuicios derivados del caso, previa notificación a los interesados.

5. ENMIENDAS A LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE GAS NATURAL. DEBER DE INFORMAR

Excepto por los cambios a determinadas condiciones contractuales que se detallan en el párrafo siguiente, los titulares de autorizaciones de exportación podrán efectuar modificaciones a los contratos de compraventa de gas natural que celebren con destino a exportación, con la sola obligación de informar al MINISTERIO DE ENERGÍA sobre dicho cambio, enmienda, modificación o alteración de los contratos o documentos que sustenten las respectivas exportaciones, dentro de los CINCO (5) días hábiles de concretados.

Las modificaciones de las condiciones contractuales originales referidas a cantidades comprometidas, plazo de vigencia y/o precio de los contratos o documentos que sustenten las respectivas exportaciones, conllevarán a una evaluación de las mismas por parte de la Autoridad de Aplicación, quién solicitará la información y realizará las publicaciones que considere necesarias a los efectos de lo previsto en el punto 3 de este Procedimiento.

6. ELECTRICIDAD

A los efectos del otorgamiento de autorizaciones de exportación de energía eléctrica, la empresa solicitante deberá proveer, a la autoridad correspondiente dentro del ámbito del MINISTERIO DE ENERGÍA, los estudios que demuestren el mayor requerimiento de gas natural para generación eléctrica, relacionado con la solicitud de autorización, y la Autoridad de Aplicación analizará la procedencia de la

autorización utilizando criterios similares a los previstos en el presente Procedimiento, a cuyo efecto considerará a dicho mayor requerimiento de gas natural para generación eléctrica como gas natural a exportar.

NO-2018-49458612-APN-SGE-MHA

Archivo.pdf

RESOL-2018-122-APN-MEN

Publicación Boletín Oficial N° 33.947 del 05/09/2018

BUENOS AIRES, 03 DE SEPTIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente EX-2018-43155140-APN-DGDO#MEN, y

CONSIDERANDO:

Que entre los fundamentos de la Resolución N° 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, por la que se aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016 y se establecieron los precios de referencia estacionales de potencia y energía en el MEM para el período allí indicado, se tuvo en especial consideración la trascendencia social del servicio eléctrico, en el entendimiento de que parte de la demanda de usuarios finales carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general.

Que en función de ello se determinó la aplicación de la denominada Tarifa Social para el volumen de energía a ser distribuido por los agentes prestadores del servicio público de electricidad a aquellos consumidores residenciales que reunieran los criterios de calificación y asignación determinados por la Resolución N° 7 del 27 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, posteriormente modificada por la Resolución Nº 219 del 11 de octubre de 2016 del mismo Ministerio.

Que a tales fines, en el artículo 7º de la referida Resolución Nº 6/2016, se establecieron los precios de referencia para la energía a ser incluidos en las facturas de beneficiarios de Tarifa Social, siendo de CERO PESOS POR MEGAVATIO HORA (0,0 $/MWh) para el consumo mensual de hasta CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 KWh/mes); así como los precios reducidos para los consumos que superaran dicho umbral y siempre que el consumo mensual total fuera menor o igual al registrado en el mismo mes del año 2015.

Que, asimismo, se tuvo en consideración que la diferencia entre el precio estacional dispuesto mediante dicha Resolución y el precio destinado a integrar la Tarifa Social a usuarios finales con ingresos insuficientes para atender sus necesidades básicas, sería solventada con recursos del ESTADO NACIONAL por aplicación de lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014).

Que mediante las diversas Resoluciones por las que oportunamente se aprobaron las programaciones y/o reprogramaciones estacionales para el MEM, según el caso, y se dispusieron los precios de referencia estacionales de potencia y energía en el MEM a aplicar durante los períodos correspondientes, se mantuvo el régimen de la Tarifa Social, ajustado con la evolución del precio estacional económico y el precio estacional subsidiado determinado en cada caso, con las adecuaciones pertinentes, considerando especialmente la situación de los usuarios de servicios de distribución de electricidad de las provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO, para los que se amplió el umbral máximo de consumo beneficiado.

Que, conforme a lo previsto en el artículo 4º de la Disposición Nº 75 del 31 de julio de 2018 de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el subsidio a la tarifa social actualmente vigente consiste en la aplicación de un descuento en los precios mayoristas de la energía a aplicar a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o a los usuarios atendidos por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, cuya demanda reúna las siguientes condiciones: a) no alcance los DIEZ KILOVATIOS (10 kW), b) sea identificada como de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos y c) a cuyo consumo se le haya otorgado la Tarifa Social.

Que a los efectos de la aplicación de este descuento, para todas las jurisdicciones, excepto las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO, se prevé: a) hasta un consumo de CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA mensuales (150 kWh/mes) (CONSUMO BASE) se descontará el CIEN POR CIENTO (100%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE); b) para el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior: (i) de hasta los CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes), se descontará el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE), (ii) para el resto del consumo excedente no tendrá descuento en el Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

Que por su parte, para las Provincias de MISIONES, CORRIENTES, FORMOSA y CHACO, se prevé: a) hasta un consumo de TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA mensuales (300 kWh/mes) (CONSUMO BASE) se descontará el CIEN POR CIENTO (100%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE); b) para

el consumo mensual excedente del CONSUMO BASE del inciso a) anterior: (i) de hasta los CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh/mes), se descontará el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE), (ii) para el resto del consumo excedente, no tendrá descuento en el Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

Que por último, el referido artículo 4º establece el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) sobre los que se aplicarán los descuentos.

Que de lo expuesto surge que ha sido decisión política del Gobierno Nacional que el proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica iniciado en el 2016 contemplara la puesta en funcionamiento de la Tarifa Social, cuyo sostenimiento supuso un sustancial aporte del Tesoro Nacional, independientemente de la jurisdicción en la que se encuentren los usuarios beneficiarios del referido régimen.

Que en dicho contexto, para la continuidad del beneficio de la Tarifa Social resulta indispensable la contribución de las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en el financiamiento de su aplicación en relación con los usuarios domiciliados en dichas jurisdicciones, mediante los mecanismos que oportunamente se implementen en cada una de ellas.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 23 nonies de la Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92 y sus modificatorias.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese que a partir del 1 de enero de 2019, el régimen de Tarifa Social establecido en virtud de lo previsto en la Resolución Nº 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, sus modificatorias y complementarias, para los beneficiarios que se encuentran domiciliados en las distintas jurisdicciones del servicio público de distribución de electricidad, será aplicable por los mecanismos que se instrumenten en cada una de las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que adhieran a dicho régimen y que involucrará la asunción de su financiamiento y la coordinación con los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de cada jurisdicción, los respectivos entes reguladores locales y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

ARTÍCULO 2°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 05/09/2018 N° 65100/18 v. 05/09/2018

RESOL-2018-125-APN-MEN

Publicación Boletín Oficial N° 33.949 del 07/09/2018

BUENOS AIRES, 05 DE SEPTIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-05009362-APN-DDYME#MEM, las Leyes Nros. 24.076, 24.441 y 26.095, los Decretos Nros. 180 de fecha 13 de febrero de 2004, 465 de fecha 6 de mayo de 2005 y 1.216 de fecha 12 de septiembre de 2006, las Resoluciones Nros. 185 de fecha 19 de abril de 2004 y 608 de fecha 17 de junio de 2005 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y la Resolución N° 663 de fecha 23 de junio de 2004 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el marco del Decreto N° 180/2004 y la Resolución N° 185/2004 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS y del Decreto N° 465/2005 y la Resolución N° 608/2005 del citado ex Ministerio, se llevaron adelante obras de expansión de los Sistemas de Transporte de gas natural operados por las empresas licenciatarias TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS) y TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN).

Que el citado Decreto N° 180/04 delegó en el ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS la reglamentación, constitución y el funcionamiento del Fondo Fiduciario así creado y que en cumplimiento de dicho mandato el mencionado ex Ministerio mediante la Resolución N° 185/04 creó un Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley N° 24.441, denominado “FIDEICOMISOS DE GAS - Fideicomisos Financieros”.

Que bajo ese marco normativo se constituyeron los contratos de fideicomiso denominados “Fideicomiso de Ampliación Norte 2004-2005” y “Fideicomiso de Ampliación Sur 2004-2005” (conjuntamente los “Fideicomisos de Ampliación 2004-2005”), y posteriormente los contratos de fideicomiso denominados “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008” y “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008” (en conjunto denominados los “Fideicomisos de Obra 2006-2008”), correspondientes a ampliaciones en los sistemas de transporte operados por TGS y TGN.

Que en materia de régimen de expansión de los sistemas de transporte, deviene necesario reestablecer la plena vigencia y aplicación de la Ley N° 24.076 y sus normas reglamentarias y complementarias, tal como ha ocurrido con los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI), y discontinuar los procesos instaurados bajo el régimen de contratos de fideicomiso al amparo de las normas y actos referidos precedentemente.

Que a este último fin, corresponde adoptar las medidas pertinentes para la liquidación de las estructuras de los contratos de fideicomiso involucrados, que posibiliten la realización de los activos, el repago de los aportes que financiaron la construcción de las expansiones, que simplifiquen las estructuras existentes y, finalmente, permitan su liquidación.

Que a los efectos de atender las inversiones consecuentes, el Decreto N° 180/2004 y la Resolución N°185/2004 dispusieron la integración de los Fondos Fiduciarios de cada fideicomiso, con cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios de transporte y/o distribución, entre otras fuentes de financiamiento.

Que con el dictado de la Ley N° 26.095 se crearon los cargos específicos para financiar el desarrollo de obras de infraestructura energética que atiendan a la expansión de los sistemas de transporte y/o distribución de los servicios de gas natural, gas licuado, entre otros.

Que la mencionada ley faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a fijar el valor de los cargos específicos, y a ajustarlos, en la medida que resulte necesario a fin de atender el repago de las inversiones, y dispone que los mismos deberán mantenerse vigentes hasta que se verifique el pago, en forma íntegra, de los aportes que financiaron la construcción de las obras (artículos 1° y 7°).

Que, a su vez, el artículo 6° del Decreto N° 1.216/2006 establece que “El MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS determinará a qué Fondo Fiduciario se destinará el monto recaudado por los cargos específicos, así como su imputación a la obra de infraestructura correspondiente…”.

Que ante situaciones de insuficiencia financiera transitoria de algunos Fondos Fiduciarios, en su carácter de fiduciario y mediante Nota N° 0142448 del 11 de agosto de 2014, NACIÓN FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANÓNIMA (NAFISA) consultó al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) sobre la posibilidad de optimización estructural de los fideicomisos y la conveniencia de llevar a cabo la

readecuación de algunos aspectos de la operatoria contractual y financiera, lo que la misma NAFISA consideraba necesario.

Que el ENARGAS respondió a la citada consulta mediante la Nota ENRG/GCEX/GDyE/GT/GAL N°09916/2014, adjuntando el Informe Intergerencial GCEX/GDyE/GT/GAL N° 77/2014.

Que, entre otras consideraciones, en el Informe Intergerencial el ENARGAS manifiestó que: “En síntesis, a pesar que el Sistema Nacional de Transporte de GN se encuentra a cargo de dos Empresas Licenciatarias (TGS y TGN), el mismo constituye un único sistema de transporte que opera y se despacha integradamente, ello como consecuencia de las interconexiones físicas con que cuenta, que permiten transportar gas entre los diferentes gasoductos, tanto en las zonas de recepción (inyección de GN) como en las de entrega, lo que hace posible a ambas prestatarias realizar maniobras de compensación y/o asistencia, así como la realización de transferencias físicas que permitan balancearlo operativamente”.

Que, asimismo, en el Informe citado se añadió que: “Los proyectos de ampliación (2004-2005 y 2006-2014) constituyen una misma ampliación del sistema de transporte nacional, entendiéndose ésta como una obra única en etapas sucesivas para lo cual ambas Licenciatarias tuvieron que trabajar conjuntamente, asumiendo un único sistema en su conjunto para su correcta evaluación”.

Que en el mencionado análisis, el ENARGAS también expresó que: “Por lo tanto se encuentran reunidos todos los argumentos y fundamentos técnicos para expresar que el Sistema de Transporte fue desde el inicio, es en la actualidad, y seguirá siendo y comportándose como un Sistema único e integrado, compuesto por todos los gasoductos que lo conforman, independientemente de que el mismo sea operado por dos Licenciatarias, y, consecuentemente un aumento de capacidad de transporte que se genera a partir de cualquier tipo de obra realizada sobre el sistema, no podría ser interpretada de otra manera que como una ampliación integral de dicho Sistema Único”.

Que más allá del diseño original de la estructura financiera, surge de lo expuesto por la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 24.076, que todos los vehículos fiduciarios, cada una de las etapas y los tramos de las expansiones, y los dos cargos específicos, tuvieron como objetivo la expansión de un único sistema de transporte.

Que por último, el informe del ENARGAS aludido concluyó que desde el punto de vista jurídico y regulatorio, debe considerarse que los cargos establecidos bajo el régimen de Inversiones de Infraestructura Básica de Gas (Decreto N° 180/2004, Ley N° 26.095 y su Decreto Reglamentario N° 1.216/2006) deben aplicarse de acuerdo al criterio de unidad del sistema de transporte y de unidad de obra de ampliación porque comparten su carácter de unicidad esencial, que a su vez es propia de un sistema único de transporte.

Que la finalidad única de los cargos específicos es el repago de todas las inversiones que hayan sido requeridas para completar las obras respectivas, que convergen en el sistema único de transporte.

Que dado que las obras de las Ampliaciones 2004-2005 ya han sido ejecutadas y se encuentran plenamente operativas, y a lo informado por el ENARGAS según se describió precedentemente, se impone confluir a una gestión unificada de los fideicomisos.

Que en este último sentido, resulta conveniente unificar los fideicomisos de ampliación del sistema de transporte norte por un lado, y los del sistema de transporte sur por el otro, y proceder a la oportuna liquidación de los fideicomisos de Ampliación 2004 - 2005 conforme a los procedimientos previstos en los respectivos contratos de fideicomiso.

Que para posibilitar dichas liquidaciones y la unificación y consolidación en los “Fideicomisos de Obra 2006-2008”, deberán realizarse los actos tendientes a que las deudas pendientes de repago, ciertos créditos por cargos específicos impagos, y las disponibilidades en efectivo acumuladas, se administren desde el respectivo “Fideicomiso de Obra 2006-2008”.

Que la consumación y operatividad de las obras de los “Fideicomisos de Ampliación 2004-2005” y la eventual liquidación de sus respectivas estructuras no importa que las mismas estén exentas del tratamiento de obra única y, por lo tanto, el resultante de dichas obras debe permanecer en el patrimonio fideicomitido hasta el repago total del resto de la obra única, de igual manera que el Cargo Específico Gas I debe continuar aplicándose a su función primordial que es el repago total de la obra única.

Que las medidas que aquí se disponen permitirán el repago de las inversiones pendientes sin el mantenimiento de las estructuras fiduciarias que -con lo dispuesto en la presente- pueden extinguirse en el momento oportuno.

Que en materia de repago de inversiones en obras bajo los “Fideicomisos de Obra 2006-2008”, se destaca como un método suplementario e idóneo para tales fines la venta de activos residuales,

entendiéndose por tales a aquellos no utilizados a la fecha del presente acto para la ejecución de las obras cuya discontinuidad se dispone a través de la presente medida.

Que a dichos efectos cae bajo la órbita de las competencias de NAFISA tomar las medidas necesarias para enajenar los mencionados activos residuales.

Que los montos de inversiones comprometidas para los “Fideicomisos de Ampliación 2004-2005” y los “Fideicomisos de Obra 2006-2008”, conforme resulta del informe IF-2018-24609857-APN-SSRH#MEM incorporado a estas actuaciones, superaron el monto máximo del Programa establecido por la Resolución N° 185/2004 en PESOS TRES MIL MILLONES ($3.000.000.000), situación ésta que requiere regularización, adaptándolo a las circunstancias allí expuestas.

Que esto último no implica un reconocimiento o convalidación de los valores de las obras realizadas, ni tampoco un reconocimiento de montos de deuda por parte de los citados Fideicomisos, o el ESTADO NACIONAL, hacia ningún contratista de obra, los cuales deberán ser determinados a través de los procedimientos establecidos a tal fin.

Que resulta necesario retomar un procedimiento de aprobación de valores de contratos de bienes y servicios bajo el régimen de la Resolución N° 185/2004 citado ex Ministerio y la Resolución N° 663/2004 de la citada ex Secretaría, y de los Servicios prestados por TGS y TGN bajo los Contratos de Gerenciamiento de Obra, con la participación de este Ministerio a través de la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades conferidas por la Ley N° 26.095, el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por el Decreto Nº 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y modificaciones, los Decretos Nros. 180/2004, 465/2005 y 1.216/2006; las Resoluciones Nros. 185/2004 y 608/2005 ambas del citado ex Ministerio y la Resolución N° 663/2004 de la citada ex Secretaría.

Por ello

EL MINISTRO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Discontinúase en forma definitiva la ejecución de obras a través del “Fideicomiso de Obra Norte 2006- 2008” y del “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008”, creados con fecha 6 de diciembre de 2006 bajo el régimen del Decreto N° 180/2004 del 13 de febrero de 2004 y la Resolución N°185/2004 del 19 de abril de 2004 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, y sus normas complementarias y concordantes.

ARTÍCULO 2°. - Instrúyese a NACIÓN FIDEICOMISOS SOCIEDAD ANÓNIMA (NAFISA) y TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (TGN), Fiduciario y Fiduciante respectivamente del “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008” y del “Fideicomiso Ampliación Norte 2004-2005” a unificar los patrimonios de ambos consolidando las estructuras en el “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008”, el que proseguirá con el repago de los aportes e inversiones pendientes, sin perjuicio de los derechos de terceros.

ARTÍCULO 3°. - Instrúyese a NAFISA y TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (TGS), Fiduciario y Fiduciante respectivamente del “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008” y del “Fideicomiso Ampliación Sur 2004-2005” a unificar los patrimonios de ambos consolidando las estructuras en el “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008”, el que proseguirá con el repago de los aportes e inversiones pendientes, sin perjuicio de los derechos de terceros.

ARTÍCULO 4°. - Mantiénese la aplicación del Cargo Específico Gas I y del Cargo Específico Gas II, con los valores asignados a ambos por la Resolución N° 2.289 del 30 de noviembre de 2010 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, los que continuarán hasta el repago íntegro de las inversiones efectuadas en las expansiones de capacidad del sistema de transporte de gas natural.

ARTÍCULO 5°. - Encomiéndase a NAFISA a realizar los activos residuales del “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008” y del “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008”, y a llevar a cabo la oportuna liquidación del “Fideicomiso Ampliación Norte 2004-2005” y del “Fideicomiso Ampliación Sur 2004-2005”, dando a este Ministerio la intervención que corresponda conforme lo dispuesto en el Decreto N° 180/2004 y la Resolución N° 185/2004 del citado ex Ministerio.

ARTÍCULO 6°.- Adécuase el monto máximo del Programa Global para la emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros denominado

“FIDEICOMISOS DE GAS – Fideicomisos Financieros”, establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 185/2004 del citado ex Ministerio, a los montos de VRD emitidos o que deban emitirse por el “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008” y el “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008” hasta la suma de PESOS TREINTA MIL MILLONES ($30.000.000.000).

ARTÍCULO 7°. - Ratifícase lo actuado a la fecha de la presente por la ex SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS de este Ministerio y la ex SUBSECRETARÍA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN dependiente de aquella, y la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS en el marco del “Fideicomiso Ampliación Norte 2004-2005”, del “Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008”, del “Fideicomiso Ampliación Sur 2004-2005” y del “Fideicomiso de Obra Sur 2006-2008”.

ARTÍCULO 8°.- Encomiéndase a la SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS de este Ministerio la realización de los actos necesarios para la implementación de la presente resolución, incluida la aprobación de los pagos pendientes y que pudieran corresponder respecto del contrato de Gerenciamiento de Obra celebrado entre NAFISA y TGS, y del contrato de Gerenciamiento de Obra celebrado entre NAFISA y TGN, ambos de fecha 6 de diciembre de 2006, y de los contratos celebrados bajo el régimen de la aludida Resolución N° 663/2004 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del citado ex Ministerio.

ARTICULO 9°. - Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 07/09/2018 N° 65887/18 v. 07/09/2018

RESOL-2018-126-APN-MEN

Publicación Boletín Oficial N° 33.949 del 07/09/2018

BUENOS AIRES, 05 DE SEPTIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-41667509-APN-DGDO#MEN, la Resolución N° 115 del 11 de abril de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y el Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el artículo 1° de la Decisión Administrativa N° 259 del 1 de abril de 2016, se transfirieron al ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el contrato de obra pública, los demás instrumentos conexos y las actuaciones administrativas correspondientes a la Obra “Aprovechamientos Hidroeléctricos del Río Santa Cruz, Represas Cóndor Cliff – La Barrancosa”, conforme con su denominación original restituida mediante el Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017.

Que por medio del artículo 2° de la citada Decisión Administrativa, se transfirieron al citado ex Ministerio las funciones, los derechos y las obligaciones emergentes de los instrumentos mencionados en el párrafo precedente, que ejercía la ex SECRETARÍA DE OBRAS PÚBLICAS del MINISTERIO DEL INTERIOR, OBRAS PÚBLICAS Y VIVIENDA, o cualquiera de sus órganos dependientes, y se estableció que el mencionado ex Ministerio, por sí o a través de la dependencia que se designara dentro de la jurisdicción, ejercería la calidad de comitente de la obra citada y tendría la facultad de aprobar los desembolsos correspondientes a su ejecución.

Que a través del Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017, se dispuso que las obras públicas a cargo del citado ex Ministerio, enumeradas en dicho acto, entre las que se encuentra la obra citada, serían continuadas por INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA), en carácter de comitente.

Que hasta tanto se perfeccionara tal transferencia, por la Resolución N° 115 del 11 de abril de 2018 del citado ex Ministerio, se delegaron en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, las funciones, competencias, derechos y obligaciones emergentes del contrato de obra pública, asignándole la calidad de comitente de la citada obra.

Que resulta necesario establecer que la SECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA de este Ministerio sea el órgano encargado de aprobar la planificación financiera con relación a la ejecución de la referida obra.

Que asimismo, en este marco, corresponde dejar sin efecto la aludida Resolución N° 115/2018 y perfeccionar la transferencia del contrato a IEASA, reasignando las competencias necesarias para disponer los desembolsos correspondientes a la ejecución de la mencionada obra.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por el artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 del 12 de marzo de 1992) y por el Decreto N° 882 del 31 de octubre de 2017.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Déjase sin efecto la Resolución N° 115 del 11 de abril de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 2°. - Transfiérense a INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA), en su calidad de comitente, las funciones, competencias, derechos y obligaciones emergentes del contrato de obra pública relativo a la Obra “Aprovechamientos Hidroeléctricos del Río Santa Cruz, Represas Cóndor Cliff – La Barrancosa”.

ARTÍCULO 3°. - Las facultades conferidas por el artículo 55 de la Ley N° 27.431 de Presupuesto General de la Administración Nacional a efectos de instruir directamente al BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA para que disponga los pagos de los desembolsos correspondientes a la obra mencionada en el artículo precedente, corresponderán a IEASA en virtud de la transferencia ordenada por el Decreto N° 882/17 y lo resuelto en la presente.

(Artículo rectificado por art. 1° de la Resolución N° 8/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía B.O. 14/9/2018)

ARTÍCULO 4°. - Transfiérense a IEASA el contrato de obra pública, los demás instrumentos conexos y las actuaciones administrativas correspondientes a la obra mencionada en el artículo 2° de la presente medida.

ARTÍCULO 5°. - Establécese que la SECRETARÍA DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA de este Ministerio, aprobará la planificación financiera y los desembolsos correspondientes a la ejecución de la citada obra.

ARTÍCULO 6°. - Notifíquese a IEASA y a la UNIÓN TRANSITORIA DE EMPRESAS conformada por las empresas CHINA GEZHOUBA GROUP COMPANY LIMITED, ELECTROINGENIERÍA SOCIEDAD ANÓNIMA e HIDROCUYO SOCIEDAD ANÓNIMA.

ARTÍCULO 7°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 07/09/2018 N° 65888/18 v. 07/09/2018

RESOL-2018-20-APN-SCPE

Publicación Boletín Oficial N° 33.975 del 16/10/2018

BUENOS AIRES, 12 DE OCTUBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-49832175-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO

Que mediante la Ley N° 27.328 se estableció el régimen relativo a los contratos de participación público-privada, definiendo a los mismos en su artículo 1° como aquellos celebrados entre los órganos y entes que integran el Sector Público Nacional, con el alcance previsto en el artículo 8° de la Ley N° 24.156 y sus modificatorias, y sujetos privados o públicos en los términos que se establece en dicha ley, con el objeto de desarrollar proyectos en los campos de infraestructura, vivienda, actividades y servicios, inversión productiva, investigación aplicada y/o innovación tecnológica.

Que el artículo 14 de la mencionada ley determina que cuando la complejidad o monto del proyecto lo justifiquen podrá establecerse un procedimiento de consulta, debate e intercambio de opiniones entre la contratante y los interesados precalificados que, basado en las experiencias, conocimientos técnicos y mejores prácticas disponibles por cada una de las partes, permita desarrollar y definir la solución más conveniente al interés público sobre cuya base habrán de formularse las ofertas.

Que dicho procedimiento debe garantizar en todo momento el respeto de los principios de igualdad, transparencia, concurrencia, publicidad, difusión y competencia efectiva y promover la participación directa e indirecta de las Pequeñas y Medianas Empresas y el fomento de la industria y el trabajo nacional.

Que el Decreto N° 944 del 17 de noviembre de 2017 aprobó la Reglamentación del Procedimiento Transparente de Consulta previsto en el artículo 14 de la Ley Nº 27.328.

Que esta Secretaría emitió el Informe Preliminar y el Informe dispuesto por el artículo 13 de la Ley N° 27.328, obrantes en el Expediente N° EX-2018-04987104-APN-DDYME#MEM asociado al expediente citado en el Visto, para licitar el Proyecto de Participación Público-Privada (Proyecto PPP) denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 Kv”.

Que esta Secretaría, con la asistencia técnica de la SECRETARÍA DE PARTICIPACIÓN PÚBLICO PRIVADA del MINISTERIO DE HACIENDA, ha elaborado el anteproyecto de pliego de bases y condiciones, las especificaciones técnicas y el contrato.

Que considerando la complejidad del citado Proyecto, resulta conveniente iniciar el Procedimiento Transparente de Consulta, a fin de que todas aquellas personas humanas o jurídicas -previo cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 5° de la Reglamentación del Procedimiento Transparente de Consulta aprobado por el Decreto N° 944/2017- se inscriban en el Registro habilitado por la presente medida con el objeto de ser considerados como Interesados Precalificados, a fin de contribuir al desarrollo y definición de la solución más conveniente al interés público involucrado en el referido Proyecto PPP.

Que se considera oportuno generar una instancia preliminar de convocatoria a efectuar opiniones, observaciones, propuestas o sugerencias a los anteproyectos de Documentación Licitatoria para el citado Proyecto PPP.

Que el Procedimiento Transparente de Consulta fomenta la transparencia en las contrataciones facilitando la participación de los sectores interesados y la ciudadanía en general en la elaboración de la Documentación Licitatoria.

Que las observaciones y/o sugerencias efectuadas por los particulares no generarán derecho alguno a su favor.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS Y PARTICIPACIÓN PÚBLICO PRIVADA de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta de conformidad a las facultades emergentes de la Resolución N° 98 del 28 de marzo de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Créase el Registro de Interesados Precalificados para realizar consultas en el marco del Procedimiento Transparente de Consulta previsto en el artículo 14 de la Ley Nº 27.328, para la licitación del Proyecto de Participación Público Privada (Proyecto PPP) denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 Kv”.

ARTÍCULO 2°.- Habilítese el Registro creado en el artículo 1° de la presente medida, en la página web de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (https://www.argentina.gob.ar/energia).

ARTÍCULO 3°.- Convócase al Procedimiento Transparente de Consulta previsto en el artículo 14 de la Ley Nº 27.328, para la licitación del Proyecto PPP citado en el Artículo 1° de la presente medida.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que los documentos relacionados con el citado Proyecto PPP, sometidos al Procedimiento Transparente de Consulta son los anteproyectos de la documentación licitatoria que, como Anexos (IF-2018-51031439-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51032323-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51032854-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51051927-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51033527-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51034699-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51035295-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51039283-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51040512-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51041640-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51042045-APN-DNPE#MHA, IF-2018-51042650-APN-DNPE#MHA e IF-2018-51043436-APN-DNPE#MHA), forman parte integrante de la presente resolución y se encuentran publicados para su consulta gratuita en la página web de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (https://www.argentina.gob.ar/energia) y de la SECRETARÍA DE PARTICIPACIÓN PÚBLICO PRIVADA del MINISTERIO DE HACIENDA (https://www.argentina.gob.ar/hacienda/ppp).

ARTÍCULO 5°.- Establécese como requisito de precalificación estar inscripto en el Registro de Interesados Precalificados creado por el artículo 1° de la presente medida, en el que se deberán consignar como mínimo los datos requeridos en el formulario que como Anexo (IF-2018-51030538-APN-DNPE#MHA) forma parte integrante de la presente resolución. Mediante el Formulario de Precalificación se podrán manifestar opiniones, observaciones, propuestas, sugerencias o consultas conforme el mecanismo establecido en la página web de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (https://www.argentina.gob.ar/energia).

ARTÍCULO 6°.- Hácese saber que no se aceptarán, en ningún caso, peticiones ni ofertas relacionadas con el Proyecto de que se trate y que las opiniones, observaciones, propuestas y/o sugerencias que se presenten durante el Procedimiento Transparente de Consulta no tendrán carácter vinculante y no generarán derecho alguno para el Interesado Precalificado a obtener un pronunciamiento sobre su presentación.

ARTÍCULO 7°.- Dispónese que la presentación de las opiniones, observaciones, propuestas y/o sugerencias de los Interesados Precalificados respecto de la documentación sometida a consulta, deberá efectuarse a través de la página web de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (https://www.argentina.gob.ar/energia) desde el 16 de octubre de 2018 hasta el 26 de octubre de 2018, ambos inclusive.

ARTÍCULO 8°.- Establécese que en el caso de estimar esta Secretaría que corresponde realizar adecuaciones y/o modificaciones a los anteproyectos sometidos a consulta, en base a las opiniones, observaciones, propuestas y sugerencias recibidas de los Interesados Precalificados, las mismas se efectuarán dentro de los CINCO (5) días hábiles contados a partir de la fecha de finalización del procedimiento Transparente de Consulta. La participación en el Procedimiento Transparente de Consulta no determinará preferencia o compensación alguna.

ARTÍCULO 9°.- Publíquese la presente medida por el término de DOS (2) días en el Boletín Oficial de la República Argentina, en la página web de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (https://www.argentina.gob.ar/energia) y en la página web de la SECRETARÍA DE PARTICIPACIÓN PÚBLICO PRIVADA (https://www.argentina.gob.ar/hacienda/ppp).

ARTÍCULO 10°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Alejandro Valerio Sruoga

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución no se publica/n. El/los mismo/s podrá/n ser consultado/s en https://www.argentina.gob.ar/energia, https://www.argentina.gob.ar/hacienda/ppp y en la Coordinación de Gestión de Documentación Administrativa de esta Secretaría de Gobierno de Energía sita en la calle Balcarce 186 Piso 1° de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

RESOL-2018-7-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.950 del 10/09/2018

BUENOS AIRES, 07 DE SEPTIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente EX-2018-43155140-APN-DGDO#MEN, la Resolución MEN Nº 122 del 3 de septiembre de 2018, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, sus modificatorias y complementarias, se determinó la aplicación de la denominada Tarifa Social para el volumen de energía a ser distribuido por los agentes prestadores del servicio público de electricidad a aquellos consumidores residenciales que reunieran los criterios de calificación y asignación determinados por la Resolución N° 7 del 27 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, posteriormente modificada por la Resolución Nº 219 del 11 de octubre de 2016 del mismo Ministerio.

Que siendo decisión política del Gobierno Nacional que el proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica iniciado en el 2016 contemplara la puesta en funcionamiento de la referida Tarifa Social, cuyo sostenimiento supuso un sustancial aporte del Tesoro Nacional, independientemente de la jurisdicción en la que se encuentren los usuarios beneficiarios del referido régimen, se consideró necesario, para la continuidad del beneficio de la Tarifa Social, la contribución de las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en el financiamiento de su aplicación en relación con los usuarios domiciliados en dichas jurisdicciones, mediante los mecanismos que oportunamente se implementen en cada una de ellas.

Que en tal sentido, mediante la Resolución Nº 122 del 3 de septiembre del ex MINISTERIO DE ENERGÍA se estableció que a partir del 1 de enero de 2019, el régimen de Tarifa Social para los beneficiarios que se encuentran domiciliados en las distintas jurisdicciones del servicio público de distribución de electricidad, será aplicable por los mecanismos que se instrumenten en cada una de las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que adhieran a dicho régimen y que involucrará la asunción de su financiamiento y la coordinación con los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de cada jurisdicción, los respectivos entes reguladores locales y el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que sin perjuicio de ello, en virtud del requerimiento efectuado por distintas jurisdicciones, en lo que hace a la implementación de la referida medida, se estima conveniente dejar sin efecto lo establecido por la referida Resolución Nº 122/2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el Decreto N° 802 del 3 de septiembre de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Déjase sin efecto la Resolución Nº 122 del 3 de septiembre de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 2°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 10/09/2018 N° 66732/18 v. 10/09/2018

RESOL-2018-9-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.956 del 18/09/2018

BUENOS AIRES, 15 DE SEPTIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-37429723-APN-DGDO#MEN, la Resolución N° 104 del 21 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO:

Que a fin de propiciar el cumplimiento de los objetivos de política energética fijados por las leyes aplicables en la materia, incluido el de exportar hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, a través de la Resolución N° 104 del 21 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, se aprobó el Procedimiento para las Exportaciones de Gas Natural que, como Anexo (IF-2018-40183693-APN-DGCLH#MEN), integra la mencionada resolución.

Que se ha analizado la necesidad de efectuar modificaciones al mencionado procedimiento, adecuando algunos requisitos y términos allí establecidos, de manera de agilizar el cumplimiento de los objetivos buscados.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 14 del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Sustitúyese el artículo 2.5 del Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural que, como Anexo (IF-2018-40183693-APN-GCLH#MEN), integra la Resolución N° 104 del 21 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, por el siguiente:

“2.5. AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN ESTIVALES. Son aquéllas que se otorgan para ser efectuadas durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de abril de cada año, por un plazo de hasta CINCO (5) años, bajo condición firme”.

ARTÍCULO 2°.- Sustitúyese el artículo 3.2 del citado Procedimiento por el siguiente:

“3.2. SOLICITUD DE EXPORTACIÓN. Toda empresa solicitante estará obligada a proveer la información que se menciona a continuación, en soporte papel y digital, y toda otra adicional que, a juicio de la Autoridad de Aplicación, sea relevante a los fines de determinar el impacto de la exportación en la seguridad de abastecimiento del mercado interno.

I) Resumen de la operación que se utilizará para la publicación en la página WEB de la Autoridad de Aplicación, que incluirá: 1) destino y origen del gas natural; 2) cantidades máximas y programadas, diarias, mensuales, anuales y totales; 3) condiciones de entrega y recepción tales como obligación de tomar, obligación de entregar y período de compensación si lo hubiere; 4) precio y fórmula de ajuste. El precio deberá incluir expresamente y sin ningún tipo de limitación, a todos los conceptos que alcanza (compensaciones, contraprestaciones, y/u otros contratos u operaciones vinculados directa o indirectamente a la solicitud de exportación, etc.); 5) plazo contractual; y 6) el punto o los puntos de exportación de gas desde la REPÚBLICA ARGENTINA.

II) Información respecto a la capacidad de producción y disponibilidad de gas del solicitante, que incluirá: 1) un sumario de las cantidades de gas natural que dispone, bajo contratos o de propiedad del solicitante, incluyendo volúmenes diarios y anuales, reservas propias, acuerdos de compraventa entre productores y comercializadores, acuerdos de importación de Gas Natural Licuado y su regasificación, y la fecha de terminación de tales contratos; 2) el nombre y localización de cada área desde la que se proveerá a la exportación de gas natural; 3) una certificación de las reservas probadas de gas en cada área referida en el punto 2) anterior, efectuada por un certificador registrado en el Registro creado por la Resolución N° 324 del 16 de marzo de 2006 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS; y 4) un programa de producción, que incluya la capacidad máxima de producción de cada área mencionada en el punto 2) anterior, considerando la capacidad de las instalaciones de superficie existentes y previstas.

III) Información respecto de las ventas comprometidas de gas del solicitante, la cual incluirá: 1) copia de la documentación de venta de gas natural correspondiente a la exportación propuesta; y 2) un sumario

de los contratos de venta de gas natural dentro de la REPÚBLICA ARGENTINA y para la exportación, que extraigan el gas natural de la misma fuente de suministro que la de la exportación propuesta, detallando volúmenes y plazos comprometidos.

IV) Información respecto del mercado externo que se propone abastecer, la cual incluirá: 1) descripción de las condiciones de las autorizaciones de importación requeridas en el país de destino del gas natural, si existieran, que demuestren que la operación bajo análisis se encuentre debidamente permitida en el país importador; y 2) una Declaración Jurada del vendedor y comprador respecto del destino final del gas a exportar.

V) Información detallada de los acuerdos de transporte correspondientes a la exportación propuesta, la cual incluirá: 1) los detalles y condiciones de todos los arreglos contractuales para el transporte de gas natural dentro y fuera de la REPÚBLICA ARGENTINA; y 2) una descripción de las instalaciones de captación, almacenamiento, y transporte, incluyendo nuevas instalaciones, dentro o fuera de la REPÚBLICA ARGENTINA, necesarias para trasladar el gas natural al mercado de destino.

VI) Evaluación de impacto: La misma contemplará todos aquellos elementos que permitan o posibiliten evidenciar que la exportación propuesta no ocasiona dificultades al mercado local y a la seguridad de su abastecimiento de acuerdo el mejor entendimiento del solicitante.

VII) Representante: se deberá nominar a UN (1) representante de la empresa solicitante en obtener la autorización, quien tendrá la obligación de evacuar todas las consultas que le formulen los Terceros Interesados sobre cuestiones vinculadas a detalles del contrato, el que deberá fijar domicilio, número de teléfono y correo electrónico, y al cual se deberá otorgar poder, a los fines de dar cumplimiento a los requerimientos de información vinculados a la exportación solicitada y para aceptar o formular ofertas de compraventa de gas natural, respectivamente.”

ARTÍCULO 3°.- Sustitúyese el artículo 3.6 del citado Procedimiento por el siguiente:

“3.6. PARTICULARIDADES APLICABLES A EXPORTACIONES INTERRUMPIBLES, ESTIVALES E INTERCAMBIOS OPERATIVOS.

I) Las solicitudes de Exportaciones Interrumpibles y Estivales estarán exceptuadas de acompañar la información prevista en el punto 3.2. (VI) de este procedimiento.

II) Las solicitudes de Intercambios Operativos estarán exceptuadas de acompañar la información prevista en el punto 3.2. (VI) y (VII) de este Procedimiento, y no les será de aplicación el régimen de participación de Terceros Interesados. Sin perjuicio de esto último, la Autoridad de Aplicación, cumplirá con lo dispuesto en el punto 3.3. de este Procedimiento, antes de expedir la correspondiente autorización.”

ARTÍCULO 4°.- Sustitúyese el artículo 3.9 del citado Procedimiento por el siguiente:

“3.9. DECISIONES DE LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

I) La Autoridad de Aplicación, con la intervención de las áreas con competencia en la materia, evaluará, para cada solicitud de autorización de exportación, el cumplimiento de los principios identificados en el punto 1.1. de este Procedimiento.

II) La Autoridad de Aplicación considerará, a los fines de la evaluación de las solicitudes de autorización de exportación, toda la información disponible, ya sea de carácter público, de elaboración oficial, o provista por las partes interesadas incluyendo, sin limitación, información: 1) en materia de oferta y demanda local; 2) acerca de capacidad de producción y transporte de las cuencas afectadas por la solicitud de exportación en relación a los requerimientos internos sobre esos mismos sistemas; y 3) toda información pertinente vinculada a contratos celebrados, con destino al mercado interno y externo.”

ARTÍCULO 5°.- Derógase el artículo 3.8 del citado Procedimiento.

ARTÍCULO 6°.- La presente entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 18/09/2018 N° 68928/18 v. 18/09/2018

RESOL-2018-25-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.969 del 05/10/2018

BUENOS AIRES, 04 DE OCTUBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° S01:0109381/2016 del Registro del ex Ministerio de Energía y Minería y lo dispuesto por la Resolución N° 46 del 31 de julio de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 2° de la Resolución N° 46 del 31 de julio de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA se establecieron los nuevos precios máximos en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural, para cada cuenca de origen, que son de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad, a partir del 1 de agosto de 2018.

Que por el artículo 3° de la citada Resolución N° 46/2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA se instruyó a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) a adoptar los precios máximos consignados en el Anexo del artículo 2° de dicha Resolución.

Que con relación a INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA) y a fin de que CAMMESA pueda adquirir gas natural para satisfacer su demanda, sin la limitación prevista en el artículo 2° referido, resulta necesario modificar la citada Resolución N° 46/2018.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 14 del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Incorpórase como último párrafo al artículo 3° de la Resolución N° 46 del 31 de julio de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, el siguiente:

“Exceptúase a CAMMESA de adoptar los precios máximos de referencia establecidos en el artículo 2° de la presente resolución en los casos en que deba adquirir gas natural cuyo proveedor sea INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA)”.

ARTÍCULO 2°.- Instrúyese a IEASA a vender a CAMMESA los combustibles que ésta requiera para el abastecimiento de su demanda, al costo de adquisición y comercialización de dichos combustibles, declarando a CAMMESA tales costos en las mismas fechas en que los generadores deben presentar la declaración de Costos Variables de Producción.

ARTÍCULO 3°.- La presente resolución será de aplicación a partir del 1 de octubre de 2018.

ARTÍCULO 4°.- Notifíquese a IEASA y a CAMMESA.

ARTÍCULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 05/10/2018 N° 74296/18 v. 05/10/2018

NO-2019-35639587-APN-SGE-MHA

Adjunto.pdf

NO-2019-15756368-APN-SRRYME-MHA

Adjunto.pdf

RESOL-2018-37-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.973 del 11/10/2018

BUENOS AIRES, 10 DE OCTUBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM, las Resoluciones Nros. 275 del 16 de agosto de 2017, 473 del 30 de noviembre de 2017, 488 del 19 de diciembre de 2017 y 212 del 18 de mayo de 2018, todas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y la Resolución N° 64 del 6 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se convocó la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Que en ese marco, por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas del referido ex Ministerio, se adjudicaron OCHENTA Y OCHO (88) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable.

Que por el artículo 1° de la Resolución N° 212 del 18 de mayo de 2018 del citado ex Ministerio, se prorrogó por el término de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles el plazo establecido en el artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017 para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios de la citada Ronda 2, en los términos y con el alcance establecidos en la Resolución N° 212/2018.

Que en particular, se previó que el Plazo Programado de Cierre Financiero, el Plazo Programado de Comienzo de Construcción, el Plazo Programado de Principio Efectivo de Ejecución y el Plazo Programado de Habilitación Comercial, conforme se los define en el Pliego, aplicables para determinar las Fechas Programadas de Avance de Obra de los contratos que suscriban los adjudicatarios durante el plazo de prórroga otorgado, comenzarán a computarse desde el mismo día en que debieran computarse si hubieren firmado en el plazo previsto en el artículo 21.1 del Pliego, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.4 del mismo, con el fin de brindar idéntico tratamiento a todos los adjudicatarios.

Que por la Resolución N° 64 del 6 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA se prorrogó por el término de CUARENTA Y CINCO (45) días hábiles el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 212/2018 para la suscripción de los referidos contratos, manteniendo los mismos términos y condiciones establecidos en la Resolución N° 212/2018.

Que para adoptar la prórroga referida se tuvo en cuenta que pese a las gestiones que estaban realizando para reunir todos los requisitos exigidos, varios adjudicatarios no habían podido acreditar en el plazo previsto, el cumplimiento de las condiciones precedentes a la firma de los contratos establecidas en el artículo 21.2 del Pliego, motivo por el cual se consideró conveniente establecer la prórroga dispuesta.

Que a la fecha no se han suscripto la totalidad de los Contratos de Abastecimiento adjudicados por las resoluciones mencionadas precedentemente.

Que los plazos establecidos por el artículo 1° de la Resolución N° 64/2018 vencen el 10 de octubre de 2018 para los adjudicatarios seleccionados por la Resolución N° 473/2017 y el 30 de octubre de 2018 para los incluidos en la Resolución N° 488/2017.

Que en atención a los contratos que restan suscribir y a las actividades desarrolladas por los adjudicatarios tendientes a dar cumplimiento a todos los requisitos exigidos, resulta conveniente prorrogar el plazo establecido para la firma de los contratos, en el entendimiento de que es la medida más adecuada en orden a alcanzar los objetivos de incorporación de generación eléctrica de fuente renovable en la matriz, establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, finalidad primordial del Programa RenovAr.

Que corresponde mantener los mismos términos y condiciones establecidos en las Resoluciones Nros. 212/2018 y 64/2018 respecto del cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras, de las consecuencias de la falta de suscripción de contratos al término del plazo de prórroga que se establece por la presente, del plazo para las solicitudes de cambio de socio estratégico y de tecnología y de emisión de los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables.

Que corresponde a esta Secretaría de Gobierno ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, que establecen el RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO

DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de acuerdo con lo previsto en el punto 4 de la planilla anexa al artículo 14 del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 9° y 12 de la Ley N° 27.191; los artículos 5° y 8° del Anexo I, y 9° y 12 del Anexo II del Decreto Nº 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio; y el punto 4 de la Planilla anexa al artículo 14 del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Prorrógase por el término de TREINTA (30) días hábiles el plazo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 64 del 6 de agosto de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- El cómputo del plazo de prórroga establecido en el artículo 1° de la presente resolución se computará a partir del 10 de octubre de 2018 para quienes fueron adjudicados por la Resolución N° 473/2017 y a partir del 30 de octubre de 2018 para quienes resultaron adjudicados por la Resolución N° 488/2017.

ARTÍCULO 3°.- Establécese que para el cómputo de las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que se suscriban durante el período de prórroga será aplicable lo dispuesto en los artículos 3° y 4° de la Resolución N° 212 del 18 de mayo de 2018 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, según corresponda.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que si una vez vencido el plazo de prórroga previsto en la presente resolución, aún existieren contratos pendientes de suscripción, será aplicable lo previsto en el artículo 5° de la Resolución N° 212/2018.

ARTÍCULO 5°.- La solicitud de cambio de socio estratégico con carácter previo a la suscripción del Contrato de Abastecimiento deberá realizarse dentro de un plazo no menor a VEINTE (20) días hábiles anteriores a la fecha de finalización del plazo de prórroga que corresponda, de acuerdo con lo previsto en los artículos 1° y 2° de la presente resolución, y deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 12.3.8 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 6°.- El adjudicatario podrá solicitar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES un cambio de tecnología previamente a la suscripción del Contrato de Abastecimiento que se realice durante el período de prórroga, en la medida que dicho cambio sea solicitado dentro de un plazo no menor a VEINTE (20) días hábiles anteriores a la fecha de finalización del plazo de prórroga que corresponda, de acuerdo con lo previsto en los artículos 1° y 2° de la presente resolución.

La solicitud de cambio de tecnología deberá cumplir con los requisitos establecidos en los artículos 19.5 y, en su caso, 19.6 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la Resolución N° 275/2017.

ARTÍCULO 7°.- La emisión de los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables se efectuará de acuerdo con lo previsto en el artículo 7° de la Resolución N° 212/2018.

ARTÍCULO 8°.- Instrúyese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que notifique la presente resolución a los adjudicatarios seleccionados por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017 que no hubieren suscripto sus respectivos contratos a la fecha de su dictado.

ARTÍCULO 9°.- Notifíquese a CAMMESA y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 11/10/2018 N° 76492/18 v. 11/10/2018

RESOL-2018-62-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.987 del 01/11/2018

BUENOS AIRES, 31 DE OCTUBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-36866384-APN-DGDO#MEN, las Resoluciones Nros. 473 del 30 de noviembre de 2017 y 488 del 19 de diciembre de 2017 ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 275 del 16 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr (Ronda 2)"–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) forma parte integrante de la mencionada resolución.

Que por la Resolución N° 473 del 30 de noviembre de 2017 del citado ex Ministerio se seleccionaron las ofertas adjudicadas en el marco de la citada Convocatoria Abierta Nacional e Internacional del "Programa RenovAr (Ronda 2)".

Que dicha resolución incluyó en su Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas, en el Anexo II (IF-2017-30389547-APN-DNER#MEM) las Ofertas adjudicadas con la cláusula "Obligación de Tomar o Pagar" y en su Anexo III (IF-2017-30470030-APN-DNER#MEM) las ofertas que fueron invitadas a celebrar contratos en el marco de los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/2017.

Que por la Resolución N° 488 del 19 de diciembre de 2017 del citado ex Ministerio se determinaron las ofertas adjudicadas en el marco de la invitación a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable bajo las condiciones establecidas en los artículos 6° y 7° de la Resolución N° 473/2017.

Que la Resolución N° 488/2017 incluyó en su Anexo I (IF-2017-33426894-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas por invitación, en su Anexo II (IF-2017-33427234-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas vinculadas con proyectos con obras de transporte adicionales requeridas y en su Anexo III (IF-2017-33427351-APN-DNER#MEM) las ofertas adjudicadas con la cláusula "Obligación de Tomar o Pagar".

Que por la Resolución N° 95 del 28 de marzo de 2018 del citado ex Ministerio se rectificaron errores materiales incurridos en el Anexo I de la Resolución N° 473/2017 y en el Anexo III de la Resolución N° 488/2017.

Que el oferente CORDILLERA SOLAR VIII SOCIEDAD ANÓNIMA (CORDILLERA SOLAR VIII S.A.) fue adjudicado por su Proyecto Parque Solar Guañizuil II A (P.S. Guañizuil II A), identificado como SFV 275, mediante la Resolución N° 488/2017.

Que por el artículo 3° de la Resolución N° 488/2017 se estableció que en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrarse con los Oferentes que se enumeran en el Anexo III (IF-2017-33427351-APN-DNER#MEM) de la citada resolución, entre los que se encuentra el Proyecto P.S. Guañizuil II A de CORDILLERA SOLAR VIII S.A., deberá incluirse la cláusula de "Obligación de Tomar o Pagar" definida en el artículo 3.4 del Pliego de Bases y Condiciones y en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable incluido como Anexo 6 del citado Pliego, consignándose la obra asociada a dicha cláusula, individualizada para cada caso en el citado Anexo III.

Que por el Anexo III citado en el párrafo precedente se consignó a la obra de expansión de red "Corredor 500KV - Río Diamante - GBA - 500kV" como obra asociada a la cláusula de "Obligación de Tomar o Pagar" a incluirse en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrarse en relación con el Proyecto P.S. Guañizuil II A.

Que mediante la nota presentada ante el ex MINISTERIO DE ENERGÍA, a través del EX-2018-36866384-APN-DGDO#MEN, CORDILLERA SOLAR VIII S.A. solicitó que se modifique la obra asociada a la cláusula de "Obligación de Tomar o Pagar" indicada en el Anexo III de la Resolución N° 488/2017, por la obra correspondiente al "Corredor 500KV Nueva San Juan - La Rioja Sur", por ser la que

efectivamente amplía la capacidad de transporte del PDI#6280 ET Guañizuil, al cual se conecta el proyecto P.S. Guañizuil II A (IF-2018-36899907-APN-DGDO#MEN).

Que la obra referida al “Corredor 500KV Nueva San Juan - La Rioja Sur” se encuentra en el listado de obras asociadas a la cláusula de “Obligación de Tomar o Pagar”, indicadas en el Anexo 3.2 del Pliego de Bases y Condiciones aplicable.

Que en atención al tenor de la solicitud, se dio intervención a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) con el fin de que emita su opinión técnica sobre la cuestión planteada.

Que CAMMESA emitió la Nota B-130990-1 del 1 de octubre de 2018, en la que manifestó que será posible evacuar la totalidad de la potencia a ser generada por el proyecto de referencia una vez que la obra de ampliación indicada como “Corredor 500KV Nueva San Juan - La Rioja Sur” en el Anexo 3.2. del Pliego de Bases y Condiciones de la Ronda 2 del Programa RenovAr se encuentre efectivamente en servicio, incrementándose primeramente dicha capacidad de transporte a partir de la inauguración de la línea 500KV Nueva San Juan –Rodeo, a ser operada inicialmente en 132 Kv.

Que concluyó que no habría impedimentos técnicos para el reemplazo de la obra de ampliación para el P.S. Guañizuil II A, referida en el Anexo III de la Resolución N° 488/2017, por la identificada en el Anexo 3.2 del Pliego de Bases y Condiciones como “Corredor 500KV Nueva San Juan - La Rioja Sur”.

Que a ello CAMMESA agregó que lo citado precedentemente no interfiere con las adjudicaciones realizadas por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017, y su rectificatoria, y que se encuentra en un todo de acuerdo con las capacidades de inyección de potencia puestas a disposición en el respectivo Anexo 3.2 del Pliego de Bases y Condiciones.

Que, a su vez, tomaron intervención la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES y la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, prestando conformidad a la modificación solicitada.

Que en atención a lo manifestado por CAMMESA y por los órganos competentes, corresponde hacer lugar a lo peticionado por CORDILLERA SOLAR VIII S.A. y modificar el Anexo III de la Resolución N° 488/2017, con el objeto de reemplazar la mención de la obra “Corredor 500KV Rio Diamante – GBA 500KV” por la de la obra “Corredor 500 KV Nueva San Juan - La Rioja Sur”, como obra asociada a la cláusula de “Obligación de Tomar o Pagar” a ser incluida en el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribirse con relación al Proyecto P.S. Guañizuil II A, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3° de la Resolución N° 488/2017.

Que debido a que las obras asociadas a la cláusula de “Obligación de Tomar o Pagar” de los distintos Contratos de Abastecimiento fueron asignadas, cuando correspondía, por esta Autoridad de Aplicación en el acto de adjudicación, de conformidad con la propuesta efectuada por CAMMESA en el marco del procedimiento de selección, lo dispuesto por la presente no altera la oferta presentada por CORDILLERA SOLAR VIII S.A.

Que, asimismo, lo dispuesto en este acto no altera el compromiso asumido en su oferta por el oferente CORDILLERA SOLAR VIII S.A. –a ejecutarse a través de la Sociedad de Propósito Específico constituida de acuerdo con lo previsto en el Pliego de Bases y Condiciones– de ampliar la capacidad del Punto de Interconexión (PDI) #6280 y de la Línea de Alta Tensión (LAT) 132KV entre la Estación Transformadora (ET) Guañizuil y la Estación Transformadora (ET) Bauchaceta.

Que corresponde a esta Secretaría de Gobierno ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, que establecen el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, de acuerdo con lo previsto en el punto 4 de la Planilla Anexa al artículo 14 del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los artículos 2°, 8°, 9° y 16 del Anexo I y concordantes del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificaciones y por el artículo 14 del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Modifícase el Anexo III de la Resolución N° 488 del 19 de diciembre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, como se establece a continuación:

1) donde dice “SFV-275 / P.S. GUAÑIZUIL II A / SAN JUAN / 100.00 / Corredor 500KV Río Diamante – GBA 500KV” debe decir “SFV-275 / P.S. GUAÑIZUIL II A / SAN JUAN / 100.00 / Corredor 500KV Nueva San Juan - La Rioja Sur”.

ARTÍCULO 2°. - Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 3°. - Notifíquese a la firma CORDILLERA SOLAR VIII S.A.

ARTÍCULO 4°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 01/11/2018 N° 82600/18 v. 01/11/2018

RESOL-2018-70-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.991 del 07/11/2018

BUENOS AIRES, 06 DE NOVIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-54599157-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada como de interés general por la Ley 24.065, afectada al servicio público y encuadrada en disposiciones que aseguran su normal funcionamiento.

Que conforme al marco regulatorio que rige el sector eléctrico argentino, el Estado Nacional es quien tiene reservada la facultad de establecer y aplicar las normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo una participación activa de los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que corresponde a esta Secretaría de Gobierno de Energía, proponer, intervenir, desarrollar y poner en marcha una política energética orientada a preservar las condiciones de abastecimiento de energía eléctrica.

Que el artículo 1° del Anexo I al Decreto N° 1.398 del 6 de agosto de 1992, reglamentario de la Ley 24.065, dispone que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten al interés general.

Que en tal sentido y en el marco de regularización del MEM, esta Secretaría entiende oportuno y conveniente adecuar las condiciones de abastecimiento de combustibles a las centrales de dicho Mercado Eléctrico y promover un régimen de mayor libertad y competencia, facultando a los generadores a procurarse el abastecimiento de combustible para la generación de energía eléctrica.

Que en consecuencia, lo establecido en el artículo 8° de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la ex Secretaría de Energía del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, que provisoriamente estableció que la gestión comercial y el despacho de combustibles quedaría centralizada en el Organismo Encargado del Despacho, debe ser modificado.

Que ha tomado intervención el servicio jurídico competente.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley 24.065 y el Decreto N° 958 del 25 de octubre de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Sustitúyese el artículo 8° de la Resolución N° 95 del 22 de marzo de 2013 de la ex Secretaría de Energía por el siguiente:

“Facúltase a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Esta facultad no alterará los compromisos asumidos por los Agentes Generadores en el marco de los contratos de abastecimiento MEM con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos Agentes Generadores que no hagan o no puedan hacer uso de la facultad prevista en el presente artículo”.

ARTÍCULO 2°. - Notifíquese el presente acto a CAMMESA.

ARTÍCULO 3°. - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Javier Alfredo Iguacel

e. 07/11/2018 N° 84395/18 v. 07/11/2018

NO-2019-07973690-APN-SGE-MHA

Adjunto.pdf

RESOL-2018-100-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.997 del 15/11/2018

BUENOS AIRES, 14 DE NOVIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-56204099-APN-DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y los Decretos Nros. 531 del 30 de marzo de 2016, 882 del 21 de julio de 2016 y 471 del 30 de junio de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 8° de la citada Ley N° 27.191 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la REPÚBLICA ARGENTINA deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable.

Que el artículo 9° de la Ley N° 27.191 dispone que los Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo 8° de la misma ley.

Que el artículo 12 de la Ley N° 27.191 prevé que a los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el artículo 8° por parte de toda la demanda de potencia menor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al MEM, de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en el citado artículo.

Que, en ese marco, la norma citada establece que la Autoridad de Aplicación instruirá a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o al ente que considere pertinente a diversificar la matriz de energías renovables a fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías y la diversificación geográfica de los emprendimientos y aprovechar el potencial del país en la materia.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del Anexo II del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio, la Autoridad de Aplicación establecerá los plazos en que CAMMESA, o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, convocará a Licitación Pública con el objeto de celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables necesarios para abastecer a la demanda comprendida en el artículo 12 de la Ley N° 27.191.

Que el citado artículo 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio dispone que el procedimiento de contratación será público, competitivo y expeditivo, con reglas de aplicación general aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación, que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia; que podrá preverse una asignación mínima o cupo por tecnología, buscando diversificar las fuentes renovables de aprovisionamiento entre las distintas tecnologías aptas técnicamente para un abastecimiento de escala comercial, procurando también la diversificación geográfica de los proyectos; que dentro de cada tecnología, las adjudicaciones de los contratos deberán favorecer las ofertas con el menor precio ofertado; entre otros lineamientos.

Que en cumplimiento de los objetivos establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, la Autoridad de Aplicación ha implementado el Programa RenovAr, en cuyo marco se han desarrollado la Ronda 1, la Ronda 1.5 y la Ronda 2, convocadas por las Resoluciones Nros. 71 del 17 de mayo de 2016 y 136 del 25 de julio de 2016, ambas referidas a la primera ronda, 252 del 28 de octubre de 2016 y 275 del 16 de agosto de 2017, todas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que como consecuencia de las convocatorias mencionadas resultaron adjudicados CIENTO CUARENTA Y SIETE (147) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, por un total de

CUATRO MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y SEIS COMA CINCO MEGAVATIOS (4.466,5 MW) de nueva potencia, que aportarán al sistema CATORCE COMA OCHENTA Y DOS TERAVATIOS HORA (14,82 TWh), lo que representará el DIEZ COMA TRES POR CIENTO (10,3%) del consumo total de energía eléctrica estimada al año 2021.

Que de los proyectos con contratos adjudicados a la fecha, CATORCE (14) han alcanzado la habilitación comercial, con un total de TRESCIENTOS VEINTIDÓS COMA VEINTISIETE MEGAVATIOS (322,27 MW), de todas las tecnologías incluidas en las referidas convocatorias –eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos– y otros CUARENTA Y CUATRO (44) se encuentran en construcción, o próximos a iniciarla.

Que restan suscribir VEINTE (20) contratos adjudicados en la Ronda 2, suscripción que se realizará en los plazos establecidos por esta Autoridad de Aplicación.

Que los precios promedio de los contratos celebrados son sumamente competitivos, en beneficio del conjunto de usuarios del sector eléctrico, generando una reducción significativa de los precios del sistema.

Que en atención a los resultados obtenidos y a la expectativa generada, resulta fundamental dar continuidad al Programa RenovAr, a través de una nueva convocatoria, con el fin de obtener la adjudicación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica de fuente renovable, en el cumplimiento de las metas establecidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que en esta oportunidad, teniendo en cuenta las restricciones de capacidad y transporte existentes en las líneas de Alta y Extra Alta Tensión –CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)–, y las capacidades disponibles en las redes de Media Tensión –TRECE COMA DOS KILOVOLTIOS (13,2 kV), TREINTA Y TRES KILOVOLTIOS (33 kV) y SESENTA Y SEIS KILOVOLTIOS (66 kV)– todas ellas de titularidad de los Agentes Distribuidores y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), resulta conveniente convocar a la presentación de proyectos de menor escala, contribuyendo a una mayor estabilidad en las redes, a acercar la generación a la demanda disminuyendo así las pérdidas eléctricas y a fomentar el desarrollo regional, al mismo tiempo que fomentar la sustitución de generación forzada de combustibles alternativos existentes.

Que, asimismo, se persigue el objetivo de atraer inversiones de actores no tradicionales hacia el sector de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, a través de un marco contractual sólido y confiable.

Que debido a la orientación dada a esta nueva convocatoria, se presentan diferencias respecto de las anteriores rondas del Programa RenovAr, en atención a la menor escala de los proyectos, el nivel de tensión al que éstos se conectarán y la necesaria participación de los Agentes Distribuidores y, en su caso, de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), aspectos que justifican un diseño específico tanto del procedimiento de selección, como del contrato de abastecimiento a celebrar y de la estructura de garantías a otorgar.

Que al preverse que los nuevos proyectos se conectarán en redes de titularidad de los Agentes Distribuidores y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), resulta necesario contar con la conformidad expresa de aquellos para permitir la conexión técnica de los proyectos.

Que, asimismo, con el fin de brindar la seguridad necesaria para el desarrollo de los proyectos, es necesario requerir de los Agentes Distribuidores el compromiso de no permitir el ingreso de nueva generación renovable en el punto de entrega o en el área de influencia de éste, que impida o dificulte la inyección de la generación renovable del proyecto durante toda la duración del contrato de abastecimiento de energía renovable que se suscriba en caso de resultar adjudicado.

Que, desde el punto de vista comercial, los Agentes Distribuidores deberán comprometerse a tomar para el abastecimiento de su propia demanda el total de la energía entregada en cumplimiento del contrato de abastecimiento de energía renovable por parte del proyecto y a afrontar, dentro de las compras mensuales de energía que el Agente Distribuidor realice en el MEM, los costos económicos del citado contrato, en ambos casos durante todo el periodo de vigencia del contrato, sin perjuicio de las competencias de los entes regulatorios jurisdiccionales.

Que, en este marco, el costo unitario de la energía mensual a asignar al Agente Distribuidor tendrá como tope los precios máximos de adjudicación por tecnología y región indicados en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el presente acto.

Que en el proceso de convocatoria, las ofertas que resulten adjudicadas serán objeto de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable (Contratos de Abastecimiento) en las que el Agente Generador del MEM identificado en la respectiva oferta será la parte vendedora y CAMMESA en representación de los Agentes Distribuidores del MEM –en los términos y con el alcance establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones– será la parte compradora.

Que los adjudicatarios también suscribirán un Acuerdo de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) con el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE), en su calidad de Fiduciario del FODER, y esta Autoridad de Aplicación, como Fiduciante, por el cual se establecen las garantías que respaldan las obligaciones de pago de la parte compradora del Contrato de Abastecimiento.

Que en orden a cumplir con la directiva de la Ley N° 27.191, que en su artículo 12 dispone que debe diversificarse la matriz de energías renovables a fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías, tendiendo a la diversificación geográfica de los emprendimientos y al aprovechamiento del potencial del país en la materia, se establecen cupos de asignación por tecnología –eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH)–, así como cupos por provincia y región.

Que con el fin de obtener precios competitivos, de forma similar a las rondas anteriores, se fijan en el Pliego precios máximos de adjudicación, definidos para cada tecnología.

Que no se aplicarán para esta licitación los factores de ajuste, incentivo y escala, aplicados en la Ronda 2.

Que los precios máximos de adjudicación establecidos para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica son superiores a los dispuestos para la Ronda 2, debido a que también se contempla la incidencia de la menor escala de los proyectos. En cambio, se mantienen los mismos precios máximos para las restantes tecnologías, debido a que aquéllos se han revisado y validado sobre la base de la experiencia e información obtenida de las Convocatorias anteriores, de conformidad con el análisis efectuado por el área técnica competente, mediante el Informe Técnico N° IF-2018-58141818-APN-DNER#MHA.

Que con el objetivo de reducir el costo medio de la energía eléctrica, para los proyectos de Biomasa, Biogás, Biogás de Relleno Sanitario y PAH se valorará, al solo efecto de determinar el orden de adjudicación de las ofertas, que su generación sustituya generación forzada con combustibles alternativos, por ser esta última más onerosa para el sistema, siempre que la sustitución se acredite por medio de los estudios eléctricos correspondientes.

Que, por otro lado, las personas jurídicas titulares de proyectos y/o concesionarios que resulten adjudicatarios y celebren el Contrato de Abastecimiento respectivo con la entidad contratante, obtendrán el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios promocionales establecidos en el artículo 6° de la Ley N° 27.191 que soliciten y se aprueben por esta Autoridad de Aplicación.

Que de acuerdo con el artículo 2° de la Resolución N° 72 del 17 de mayo de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la solicitud de los beneficios fiscales y su cuantificación se realizarán en el marco de este procedimiento de contratación, aplicando los mismos criterios que se establecen en el procedimiento aprobado por el artículo 1° de la citada Resolución N° 72/2016, de acuerdo con lo dispuesto en el Pliego que rige esta convocatoria, a cuyos efectos corresponde adoptar las previsiones pertinentes.

Que, en otro orden, el Decreto N° 531/2016 y su modificatorio disponen que en el FODER, creado por el artículo 7° de la Ley N° 27.191, se constituirá una “Cuenta de Garantía” en la que existirán recursos disponibles por una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de DOCE (12) meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con agentes generadores bajo la Ley N° 27.191.

Que sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, el decreto citado contempla en el Anexo II, artículo 7°, inciso 4, apartado b), numeral (vii), que la Autoridad de Aplicación podrá modificar el plazo de garantía siempre que así lo establezca en las bases de la convocatoria del procedimiento de contratación respectivo, aclarándose que la modificación mencionada no afectará la garantía de pago otorgada a contratos suscriptos o adjudicados con anterioridad, la que se mantendrá inalterable.

Que, en ese marco, en la Ronda 2 del Programa RenovAr, convocada por la citada Resolución N° 275/2017, se redujo el plazo de garantía a SEIS (6) meses, en atención al historial de pagos en el MEM publicado por CAMMESA, del cual surge que en los últimos DIECISIETE (17) años el máximo retraso histórico de pagos fue de SETENTA Y DOS (72) días.

Que debido a la consolidación del Programa RenovAr y su aceptación por los inversores, reflejada en la cantidad de ofertas presentadas en las rondas anteriores, sumado al historial de pagos mencionado en el párrafo anterior y la conveniencia de reducir la utilización de recursos públicos, resulta adecuado modificar el plazo de la garantía de pago otorgada por el FODER a NOVENTA (90) días de las obligaciones de pago mensuales que surjan de los Contratos de Abastecimiento celebrados por CAMMESA en el marco de esta nueva convocatoria, por considerarse que es suficiente respaldo de las obligaciones citadas.

Que en orden a estructurar un sistema de garantías que brinde el respaldo suficiente a las obligaciones de pago de CAMMESA, el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA y el BICE han remitido a esta Autoridad de Aplicación una Carta Oferta en la que ofrecen el otorgamiento de una fianza a favor del Fideicomiso FODER, en los términos y condiciones establecidos en la carta que se adjunta como Anexo 9 del Pliego de Bases y Condiciones que regirá la Convocatoria y que se aprueba como Anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) de la presente resolución.

Que la fianza ofrecida será destinada exclusivamente a garantizar el fondeo de la cuenta de garantía de pago por energía del Fideicomiso FODER correspondiente a MiniRen/Ronda 3 del Programa RenovAr, para el caso de que el comprador bajo los Contratos de Abastecimiento incumpla con los compromisos de pago asumidos en los plazos establecidos.

Que la fianza tendrá un monto máximo que será el que resulte menor entre DÓLARES ESTADOUNIDENSES TREINTA Y CINCO MILLONES (USD35.000.000) o el equivalente a TRES (3) meses calendario de los compromisos de pago a ser asumidos por el comprador bajo los Contratos de Abastecimiento.

Que la estructura de garantía y mitigación de riesgo propuesta permite prescindir de recursos provenientes del Tesoro de la Nación y de la aplicación de un cargo específico de garantía, en los términos del artículo 7°, inciso 4, apartados a) y b), del Anexo II del Decreto N° 531/2016.

Que tratándose de una oferta conveniente para el cumplimiento de los fines de la convocatoria, corresponde instruir al BICE, en su calidad de fiduciario del Fideicomiso FODER, a suscribir el contrato de fianza en los términos y condiciones establecidos en el citado Anexo 9 del Pliego de Bases y Condiciones.

Que, en esta instancia, tal como se dispuso en Rondas anteriores del Programa RenovAr, se considera conveniente mantener transitoriamente en CAMMESA la representación de la demanda de los Agentes Distribuidores como parte compradora en los Contratos de Abastecimiento del Mercado a Término del MEM.

Que, con el objeto de atraer las inversiones necesarias y reducir el costo del financiamiento y consecuentemente el precio de la energía eléctrica renovable, además de los mecanismos de aseguramiento de pago de los Contratos de Abastecimiento a través del funcionamiento del FODER, corresponde otorgar a dichos contratos la prioridad de pago que en la presente se establece, en línea con la misma prioridad reconocida a los celebrados en las rondas anteriores del Programa RenovAr.

Que adicionalmente, en orden a la importancia que tiene preservar la integridad de la cadena de pagos para la seguridad y continuidad del servicio eléctrico, y sin perjuicio del esquema de garantías previsto contractualmente, debe tenerse en cuenta que el artículo 84 de la Ley N° 24.065 establece el procedimiento ejecutivo de cobro incluso para la percepción de la deuda en mora resultante de la comercialización de energía eléctrica en el MEM, siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

Que en consecuencia se considera conveniente posibilitar que CAMMESA emita la documentación comercial que resulte necesaria para la liquidación de los Contratos de Abastecimiento, documente y en su caso certifique, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro, en representación del Agente Generador del MEM Vendedor en los Contratos de Abastecimiento que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda en mora de los Agentes Demandantes del MEM, correspondiente a los Contratos de Abastecimiento, del Agente Vendedor solicitante.

Que, en otro orden, corresponde establecer que todas las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en el territorio nacional derivadas de la potencia instalada en el marco del Programa RenovAr, como todas aquellas derivadas de los proyectos contabilizados para el cumplimiento de las metas establecidas en el artículo 8° de la Ley N° 27.191, están incluidas en la meta de la contribución nacional (NDC) de la REPÚBLICA ARGENTINA y serán contabilizadas por el ESTADO NACIONAL para el cumplimiento de su meta de contribución en los términos de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático aprobada por la Ley N° 24.295 y del Acuerdo de París aprobado por la Ley N° 27.270.

Que por el punto 4 del apartado VIII bis de la planilla anexa al artículo 11 del Decreto N° 958 del 25 octubre de 2018 se establece que compete a esta Secretaría de Gobierno ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética, entre las que se incluyen las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES ha tomado la intervención que le compete.

Que el servicio jurídico ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 27.191, los artículos 35, 36 y 84 de la Ley N° 24.065, el artículo 84 de su Reglamentación aprobada por Decreto N° 1.398 del 11 de agosto de 1992; los artículos 5° y 8° del Anexo I y 12 del Anexo II, del Decreto Nº 531/2016 y sus modificatorios y del artículo 11 del Decreto N° 958/2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de Agentes Distribuidores del MEM de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprueba por el artículo 2° de la presente.

ARTÍCULO 2°.- Apruébase el Pliego de Bases y Condiciones y sus Anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”, iniciada por este acto, que como Anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 3°.- Instrúyese a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional convocado por el artículo 1° de la presente.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que los oferentes deberán incluir en su oferta la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6° de la Ley N° 27.191 y su cuantificación detallada de acuerdo con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente.

La cuantificación de los beneficios deberá realizarse de acuerdo con lo establecido en el Anexo I de la Resolución N° 72 del 17 de mayo de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y en la Resolución Conjunta N° 1 del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA del 28 de septiembre de 2017.

No se exigen garantías adicionales a la garantía de mantenimiento de oferta por la solicitud de los beneficios fiscales. En caso de adjudicación y ante el otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables en los términos de la Resolución N° 72/2016, el adjudicatario deberá constituir las garantías previstas en el Anexo II de la mencionada resolución o en el artículo 5° de la Resolución Conjunta N° 2 del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA del 16 de mayo de 2018, según corresponda, al solicitar la aplicación de los beneficios.

En ningún caso se aprobarán beneficios fiscales por encima de los montos que se incluyen en la siguiente tabla:

Tecnología	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en USD/MW)
Eólica	630.000
Solar Fotovoltaica	382.500
Biomasa	1.125.000

Biogás	2.025.000
Biogás Relleno Sanitario	585.000
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)	1.260.000

Para cada proyecto esta Autoridad de Aplicación considerará que la suma de todos los beneficios fiscales solicitados no exceda el Cupo Máximo de Beneficios Fiscales por megavatio para la Tecnología que corresponda multiplicado por la potencia instalada del proyecto.

ARTÍCULO 5°.- Establécese que junto con la solicitud de beneficios fiscales regulada en el artículo anterior, los oferentes deberán indicar los bienes de origen importado incluidos en el Decreto N° 814 del 10 de octubre de 2017 y su normativa complementaria, y su cantidad, que prevén importar en los términos establecidos en el Decreto N° 814/2017 o el que lo modifique o sustituya y que se encuentre vigente a la fecha de presentación de la Oferta, que fueren necesarios para la ejecución del Proyecto.

A tales efectos, deberán identificar los bienes a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM).

ARTÍCULO 6°.- En la oportunidad establecida en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente medida, CAMMESA deberá remitir las ofertas a esta Autoridad de Aplicación a efectos de elaborar un informe para cada proyecto en el que se evaluarán los beneficios fiscales solicitados en función de las características y necesidades de cada uno y se determinará fundadamente la cuantía de los beneficios a asignar a cada proyecto, respetando los límites establecidos en el artículo 4°. En caso de que el cupo fiscal disponible a asignar resultare insuficiente, se establecerá un orden de mérito de los proyectos en función de su componente nacional declarado, de acuerdo con lo establecido en el Pliego.

Sobre la base de la información suministrada por el oferente y del análisis efectuado, esta Autoridad de Aplicación, a través de sus dependencias técnicas competentes, identificará:

a) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los Proyectos susceptibles de ser alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

b) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal establecido en el artículo 9°, inciso 6) de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191; y

c) los bienes de origen importado incluidos en el Decreto N° 814/2017 y su normativa complementaria que fueren necesarios para la ejecución del Proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la NCM, determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar la importación en los términos establecidos en el Decreto N° 814/2017 o el que lo modifique o sustituya y que se encuentre vigente a la fecha de presentación de la Oferta.

Los beneficios fiscales que, a juicio de esta Autoridad de Aplicación, corresponda otorgar a cada proyecto, se incorporarán en el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, a emitirse en los términos del Anexo I de la Resolución N° 72/2016 a favor de cada adjudicatario.

ARTÍCULO 7°.- Los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables correspondientes a quienes resulten adjudicatarios serán emitidos por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de esta Secretaría de Gobierno a requerimiento de dichos beneficiarios, quienes deberán indicar en su solicitud si mantienen o modifican la tecnología informada en la Oferta, especificando la que utilizarán en caso de modificación.

La presentación prevista en el párrafo anterior no obstará a posteriores solicitudes de cambio de tecnología, en los términos previstos en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente resolución.

ARTÍCULO 8°.- Establécese que en los Certificados de Inclusión en el referido régimen, a emitir de acuerdo con lo previsto en la presente resolución, deberá disponerse que si una vez producida la habilitación comercial del proyecto el beneficiario acreditara la efectiva incorporación en las instalaciones electromecánicas de componente nacional suficiente para obtener el Certificado Fiscal previsto en el

artículo 9°, inciso 6) de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, o incrementara el ya obtenido, podrá solicitar en esa oportunidad a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA el otorgamiento de dicho beneficio por el monto que corresponda cuando no se le hubiere otorgado en el Certificado de Inclusión, o bien, requerir el incremento del Certificado Fiscal ya obtenido.

El otorgamiento o el incremento del Certificado Fiscal serán imputables al cupo fiscal disponible en el año en que se dispongan, de acuerdo con lo previsto en el Anexo II de la citada Resolución N° 72/2016.

ARTÍCULO 9°.- Establécense como valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6° de la Ley N° 27.191, y la normativa complementaria, los que se indican en la siguiente tabla:

Tecnología	Valor de Referencia para Inversiones (en USD/MW)
Eólica	1.400.000
Solar Fotovoltaica	850.000
Biomasa	2.500.000
Biogás	4.500.000
Biogás Relleno Sanitario	1.300.000
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)	2.800.000

ARTÍCULO 10.- Establécese, con aplicación exclusiva para la presente convocatoria del “Programa – MiniRen/Ronda 3”, que el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), creado por el artículo 7° de la Ley N° 27.191, garantizará el pago por energía respaldando el cumplimiento de las obligaciones de pago de CAMMESA bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que celebre, por un plazo de NOVENTA (90) días, en los términos previstos en el Acuerdo de Adhesión al Fideicomiso FODER que integra el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente resolución.

ARTÍCULO 11.- Instrúyese al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE), en su calidad de Fiduciario del Fideicomiso FODER, a suscribir con el BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA y el BICE por su propio derecho en su carácter de entidad bancaria, el contrato de fianza destinado exclusivamente a garantizar el fondeo de la cuenta de garantía de pago por energía del Fideicomiso FODER correspondiente a MiniRen/Ronda 3 del Programa RenovAr, en los términos y condiciones establecidos en la oferta de fianza del 7 de noviembre de 2018 remitida por las entidades bancarias mencionadas, incorporada como Anexo 9 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente resolución.

ARTÍCULO 12.- Establécese que los oferentes deberán presentar, con su oferta, una Carta de Acuerdo de Conexión Técnica y Comercial, que se incluye como Anexo 3 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente, suscripta por el oferente y el Agente Distribuidor y, de corresponder, por el Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), titular de la red en la que se conectará la central de generación, que deberá contener:

a) el expreso acuerdo entre el oferente y el Agente Distribuidor y/o PAFTT, sobre las condiciones técnicas de conexión a la red eléctrica por la potencia del proyecto en el punto de entrega que establezcan;

b) el compromiso del Agente Distribuidor de no permitir el ingreso de nueva generación renovable en el punto de entrega o en el área de influencia de éste, que impida o dificulte la inyección de la generación renovable del proyecto durante toda la duración del contrato de abastecimiento de energía renovable que se suscriba en caso de resultar adjudicado;

c) el compromiso del Agente Distribuidor de tomar para el abastecimiento de su propia demanda el total de la energía entregada en cumplimiento del contrato de abastecimiento de energía renovable por parte del proyecto y de afrontar, dentro de las compras mensuales de energía que el Agente Distribuidor

realice en el MEM, los costos económicos del citado contrato, en ambos casos durante todo el periodo de vigencia del contrato.

El costo unitario de la energía mensual abastecida por estos proyectos a asignar al Agente Distribuidor, tendrá como tope los precios máximos de adjudicación por tecnología y región indicados en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente resolución.

ARTÍCULO 13.- La operatoria de la Central en el MEM se regirá por el Marco Regulatorio Eléctrico conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, particularmente Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios en el MEM establecidos por la Resolución N° 61 del 19 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos).

ARTÍCULO 14.- Las Centrales de Generación que se construyan como resultado de la adjudicación en el marco de la presente convocatoria no poseerán prioridad de despacho frente a otras centrales de generación, autogeneración o cogeneración renovable que operen en el MEM en caso de congestión del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (S.A.D.I.), quedando excluidas de la prioridad prevista por el artículo 7°, inciso 3, de la Resolución N° 281 del 18 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Lo establecido en el párrafo precedente no obsta al compromiso asumido por parte del Agente Distribuidor y/o PAFTT en el acuerdo de conexión suscripto con el titular del proyecto en los términos de la Carta de Acuerdo de Conexión Técnica y Comercial incluida como Anexo 3 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente, referido a no permitir el ingreso de nueva generación renovable en el punto de entrega o en el área de influencia de éste, que impida o dificulte la inyección de la generación renovable del Proyecto durante toda la duración del Contrato de Abastecimiento de Energía Renovable que se suscriba en caso de resultar adjudicado en la presente convocatoria.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), realizará las adecuaciones necesarias en las capacidades de transporte disponibles para la incorporación de energía producida por centrales de generación, cogeneración o autogeneración de fuentes renovables que publica periódicamente, para favorecer la no congestión entre proyectos renovables futuros y los que se construyan como resultado de la adjudicación en el marco de la presente convocatoria.

ARTÍCULO 15.- La prioridad de pago de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrar será primera en el orden de prelación, equivalente a la que tienen los Contratos de Abastecimiento al MEM (Resolución N° 220 del 18 de enero de 2007 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA). Esta prioridad se mantendrá sin perjuicio de que en el futuro se implemente un sistema de recaudación exclusivo que se aplique a lo abonado por la demanda por los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable.

ARTÍCULO 16.- CAMMESA, mientras asuma la representación de la demanda de los Agentes Distribuidores del MEM que lo acepten en los términos de esta convocatoria, como parte compradora en los Contratos de Abastecimiento del Mercado a Término del MEM, emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente a los Contratos de Abastecimiento, todo de acuerdo con Los Procedimientos del MEM.

ARTÍCULO 17.- CAMMESA emitirá la documentación comercial correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable hasta el dictado de la regulación que transfiera dicha emisión a los Agentes Vendedores.

En tanto CAMMESA emita la aludida documentación comercial certificará, conforme a las constancias publicadas en el Documento de Transacciones Económicas, en favor del Agente Vendedor en un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda mensual en mora de los Agentes Distribuidores del MEM, correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable del Agente Vendedor solicitante.

ARTÍCULO 18.- Establécese que todas las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en el territorio nacional derivadas de la potencia instalada en el marco del Programa RenovAr, como todas aquellas derivadas de los proyectos contabilizados para el cumplimiento de las metas establecidas en el artículo 8° de la Ley N° 27.191, están incluidas en la meta de la contribución nacional (NDC) de la REPÚBLICA ARGENTINA y serán contabilizadas por el ESTADO NACIONAL para el cumplimiento de su meta de contribución en los términos de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático aprobada por la Ley N° 24.295 y del Acuerdo de París aprobado por la Ley N° 27.270.

ARTÍCULO 19.- Notifíquese la presente medida a CAMMESA y al BICE, en su calidad de Fiduciario del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

ARTÍCULO 20.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución no se publica/n. El/los mismo/s podrá/n ser consultado/s en la SUBSECRETARIA DE ENERGÍA RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de esta Secretaria de Gobierno de Energía sita en Paseo Colon 189, piso 9, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

e. 15/11/2018 N°87352/18 v. 15/11/2018

RESOL-2018-314-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.021 del 21/12/2018

BUENOS AIRES, 20 DE DICIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-58868930-APN-DGDOMEN#MHA, la Ley N° 27.424 y su modificatoria, y el Decreto N° 986 del 1 de noviembre de 2018, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA, sancionado por la Ley N° 27.424, tiene como objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Que la Ley N° 27.424 ha declarado de interés nacional a la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

Que el 1 de noviembre de 2018, el PODER EJECUTIVO NACIONAL dictó el Decreto N° 986, reglamentario de la Ley N° 27.424.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 2° del Decreto N° 986/2018, esta Secretaría de Gobierno ha sido designada como Autoridad de Aplicación de dicho Régimen y facultada para el dictado de normas aclaratorias y complementarias.

Que en dicho marco normativo, esta Secretaría de Gobierno en su calidad de Autoridad de Aplicación, está facultada para dictar las normas aclaratorias y complementarias del régimen de fomento, dentro de las que se incluyen: el establecimiento de las normas técnicas y administrativas necesarias para la aprobación de proyectos de generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, así como las normas y lineamientos para el procedimiento de conexión de Equipos de Generación Distribuida; el establecimiento, a través de normas IRAM o similares, de los criterios atinentes a la certificación de Equipos de Generación Distribuida; como así también los lineamientos generales del Contrato de Generación Eléctrica bajo Modalidad Distribuida que vinculan al Usuario-Generador y el Distribuidor, junto con los mecanismos y condiciones para la Cesión de Créditos producto de la inyección de energía, la cual será entre usuarios de un mismo Distribuidor.

Que resulta necesario establecer los criterios que determinan las categorías de Usuarios-Generadores, y los requisitos y procedimientos por el cual el usuario y el Distribuidor deberán cumplir para gestionar la autorización de conexión y obtener el Certificado de Usuario-Generador.

Que asimismo y a fin de que la implementación del presente Régimen preserve el adecuado funcionamiento del sistema interconectado nacional, la seguridad de las personas y las instalaciones de los usuarios, resulta indispensable establecer los criterios técnicos y de certificación que deberán cumplir los Equipos de Generación Distribuida para los cuales se admitirá su conexión a la red de distribución.

Que se han tenido en cuenta los antecedentes de normas IRAM y otras normas internacionales para la definición de los requisitos técnicos y de certificación a cumplir respecto de los Equipos de Generación Distribuida.

Que por su parte, resulta necesario establecer los mecanismos de reconocimiento y remuneración por la inyección de energía a la red de distribución de acuerdo con el modelo de Balance Neto de Facturación según lo establecido en el artículo 12 de la Ley N° 27.424 y el artículo 12 del Anexo I del Decreto N° 986/2018, como así también aquellos otros procedimientos destinados a la retribución o cesión de créditos acumulados.

Que por último, conforme a lo establecido en el artículo 13 del Anexo I del Decreto N° 986/2018, resulta conveniente delegar el ejercicio de las competencias previstas en el presente acto en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de esta Secretaría de Gobierno.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS ha tomado intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por la Ley N° 27.424 y el Decreto N° 986/2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébanse las normas de implementación de la Ley N° 27.424, su modificatoria y el Decreto N° 986 del 1 de noviembre de 2018, que como Anexo (IF-2018-65561876-APN-DGDMEN#MHA) forman parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- Delégase en la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de esta Secretaría de Gobierno las facultades para dictar todas las normas aclaratorias y complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, de la presente resolución, y en particular aquellas necesarias para la implementación de los Beneficios Promocionales establecidos en la Ley N° 27.424 y el Decreto N° 986/2018.

ARTÍCULO 3°.- Delégase en la citada Subsecretaría el ejercicio de las competencias que corresponden a esta Secretaría de Gobierno, en su carácter de Autoridad de Aplicación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS), previstas en el marco de la Ley N° 27.424 y el Decreto N° 986/2018.

ARTÍCULO 4°.- Créase el REGISTRO NACIONAL DE USUARIOS-GENERADORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (RENUGER), en el ámbito de la citada Subsecretaría, en el que se registrarán todos los proyectos de generación distribuida de fuentes renovables que hayan obtenido el correspondiente Certificado de Usuario-Generador, a efectos de su inclusión en el presente Régimen. El RENUGER tendrá fines informativos para asistir al seguimiento del cumplimiento de los objetivos del Régimen.

El registro se realizará de forma automática al expedirse el correspondiente Certificado de Usuario-Generador.

ARTÍCULO 5°.- Establécese que los Agentes Distribuidores del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, deberán declarar mensualmente ante el ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), los valores correspondientes a la energía eléctrica inyectada por los Usuarios-Generadores a la red de distribución producto de los excedentes de energía generados por fuentes renovables.

El OED podrá solicitar otra información concerniente a la energía eléctrica inyectada por los Usuarios-Generadores, para el cumplimiento de sus funciones.

ARTÍCULO 6°.- La presente resolución comenzará a regir a partir del día siguiente a la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 21/12/2018 N°98275/18 v. 21/12/2018

ANEXO

Archivo.pdf

RESOL-2018-366-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.025 del 02/01/2018

BUENOS AIRES, 27 DE DICIEMBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX–2018–66203030–APN–DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Disposición N° 97 del 24 de octubre de 2018 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA se aprobó la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero de 2018 y el 30 de abril de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que a través de la mencionada Disposición N° 97/2018 se estableció la aplicación, a partir del 1 de noviembre de 2018, de los Precios de Referencia de la Potencia, Precio Estabilizado de la Energía y Precio Estabilizado del Transporte para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM, que fueran oportunamente aprobados mediante la Disposición N° 75 del 31 de julio de 2018 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que en oportunidad de desarrollarse la audiencia pública convocada mediante la Resolución N° 403 del 25 de octubre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, que tuvo lugar el 17 de noviembre de 2017, se consideraron los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica, la Tarifa Social y la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que en ocasión del desarrollo de la audiencia pública referida, a los efectos de brindar información adecuada y suficiente para el tratamiento de los temas sometidos a consideración, se incorporó al expediente de dicha audiencia, la presentación de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que se puso en conocimiento público el costo real que implica satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual y razonable reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el ESTADO NACIONAL.

Que en oportunidad de su exposición en la referida audiencia, la mencionada ex Secretaría informó la continuidad de la aplicación del sendero de reducción escalonada de subsidios con relación al establecimiento de los Precios de Referencia de Potencia y Energía en el MEM, como así también, respecto de la Tarifa Social, del Plan de Estímulo y de la Metodología de Distribución de los precios del Transporte, en el marco del proceso de normalización y previsibilidad del sector eléctrico argentino, necesario para un funcionamiento eficiente y sustentable del sistema.

Que, asimismo, a través de la señalada presentación se informó, respecto del costo mayorista, que el precio que surge del MEM es una resultante de la confrontación de ofertas para atender una determinada demanda, en la que influyen los costos de disponibilidad del combustible, la remuneración de la operación de generación, los costos de incorporación de la nueva potencia y energía, los servicios adicionales de reserva de la potencia, el transporte en alta tensión, impuestos y cargos específicos.

Que en la citada audiencia pública, se expuso respecto del proceso de reducción gradual de subsidios generalizados implementado desde el año 2016, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del tiempo.

Que también se explicitó en la audiencia pública que en dicho lapso, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente.

Que en tal sentido, el capítulo 2 de Los Procedimientos establece que los Precios Estacionales se fijan periódicamente considerando dos períodos de seis meses dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses.

Que sin perjuicio de la revisión periódica a efectuar de acuerdo a lo referido en el párrafo precedente, resulta conveniente, a fin de otorgar una mayor previsibilidad con relación a los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y Precio Estabilizado de la Energía (PEE), determinar los precios a aplicar desde el 1° de febrero de 2019 hasta el 31 de octubre de 2019.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que resulta necesario continuar con el sendero de reducción de subsidios previsto, que fuera contemplado en la audiencia pública celebrada el día 17 de noviembre de 2017, que incluye tanto la reducción del subsidio sobre el costo de la energía, como así también, sobre la potencia, propendiendo a equilibrar los costos que deben afrontar los distintos agentes del MEM.

Que desde el inicio del proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica, ha sido decisión política del Gobierno Nacional la fijación y puesta en funcionamiento de una tarifa social, junto con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica a través del Plan Estímulo al Ahorro Energético, cuyos criterios rectores fueron incorporados en la citada Resolución Nº 6/2016 y se mantuvieron vigentes durante todo el referido proceso.

Que sin perjuicio de ello, a través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre de 2018, aprobado mediante la Ley N° 27.469, se acordó que a partir del 1° de enero de 2019 cada jurisdicción definirá la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales.

Que en tal sentido, el mensaje de remisión del proyecto de ley de presupuesto nacional para el ejercicio 2019 consignó la previsión de que, a partir de 2019, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires definan la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales y asuman las erogaciones presupuestarias asociadas a dichas decisiones.

Que, consecuentemente, corresponde dejar sin efecto a partir del 1° de enero de 2019 la Resolución N° 1.091 del 30 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias.

Que por otra parte, el artículo 30 de la Ley N° 15.336, modificado por el artículo 70 de la Ley N° 24.065, dispone que el FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (FNEE) se constituya, sin perjuicio de otras fuentes, por un recargo de treinta australes por kilovatio/hora (A 30 kW/h) sobre los precios que paguen los compradores del MEM, facultando a la entonces SECRETARÍA DE ENERGÍA para modificar, hasta un VEINTE POR CIENTO (20 %), en más o en menos, el monto del referido recargo, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria eléctrica.

Que, a su vez, la Ley N° 25.957 modificó la citada norma, incorporando un párrafo adicional por el que se prescribe que, para la determinación del recargo que constituye el FNEE, se afecte el valor antes mencionado por un Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales, resultante de considerar la facturación neta que efectúan los generadores en el MEM correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente, correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que la norma establece como base.

Que en el contexto de la decisión del PODER EJECUTIVO NACIONAL de avanzar gradual y progresivamente en la regularización del sistema de precios, cobros y pagos en el MEM conforme con los criterios legalmente definidos, resulta oportuno y conveniente propiciar una adecuación del cargo destinado al FNEE, sobre la base del valor resultante de la aplicación del CAT, calculado según lo dispuesto en la Ley N° 25.957, reducido en función de la decisión prudencial de la Autoridad Regulatoria de graduar su incidencia sobre la facturación final de la energía eléctrica.

Que con la progresiva adecuación del cargo destinado al FNEE se incrementará gradualmente el financiamiento genuino de dicho Fondo y, por lo tanto, de las obras de infraestructura eléctrica a las que se destinan sus recursos, con el consecuente beneficio para el sistema eléctrico nacional.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y el numeral 4 del apartado VIII BIS del Anexo al Decreto N° 174 del 2 de marzo del 2018 (B.O. 5-3-18) y sus modificatorias.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese, durante el período comprendido entre el 1° de febrero de 2019 y el 30 de abril de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el Anexo I (IF-2018-66939282-APN-DGCLE#MHA) que forma parte integrante de la presente medida.

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET), son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido por la Resolución N° 137 del 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 2°.- Establécese, para los períodos trimestrales posteriores, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el ANEXO II (IF-2018-66939321-APN-DGCLE#MHA) que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 3°.- Establécese la continuidad de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, establecidos mediante la Disposición N° 75 del 31 de julio de 2018 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ARTÍCULO 4°.- Derógase, a partir del 1° de enero de 2019 la Resolución N° 1.091 del 30 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias.

ARTÍCULO 5°.- Establécese, a partir del 1° de febrero de 2019, en OCHENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (80 $/MWh), el valor del gravamen creado por el artículo 30 de la Ley N° 15.336 destinado al FONDO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FNEE), para las facturas que se emitan a partir de dicha fecha.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese el presente acto a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Javier Alfredo Iguacel

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 02/01/2019 N° 99981/18 v. 02/01/2019

ANEXO 1

Archivo.pdf

ANEXO 2

Archivo.pdf

NO-2019-14802008-APN-SRRYME-MHA

Archivo.pdf

RESOL-2018-73-APN-SECEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.820 del 27/02/2018

BUENOS AIRES, 23 DE FEBRERO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-04633368-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) elevó a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA NUCLEAR de esta Secretaría, la descripción de los costos a ser reconocidos a los efectos de su remuneración en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).

Que por el Expediente N° S01:0231477/2011 del Registro del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, se tramitaron las Resoluciones Nros. 407 de fecha 11 de julio de 2011, 1.132 de fecha 18 de julio de 2012, 1.994 de fecha 8 de noviembre de 2012, 262 de fecha 13 de mayo de 2013, 681 de fecha 27 de septiembre de 2013, 670 de fecha 4 de junio de 2014 y 481 de fecha 8 de julio de 2015, todas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del citado ex Ministerio y la Resolución N° 23 de fecha 30 de marzo del 2016 de esta Secretaría, mediante las cuales se reconoció a NASA los adicionales al valor que percibió por sus ventas totales, por cada MEGAVATIO POR HORA (MW/h) generado y entregado al MEM.

Que de acuerdo a las necesidades operativas de NASA, el adicional mencionado en el artículo 1º de la citada Resolución Nº 481/2015 se extendió para las Transacciones Económicas cuyos vencimientos operaron a partir del mes de mayo de 2016.

Que en virtud del artículo 37 de la Ley Nº 24.065, las empresas de generación de propiedad total o mayoritaria del ESTADO NACIONAL tienen derecho a recuperar solamente los costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio.

Que según se prescribe en el artículo 11 de la Convención sobre Seguridad Nuclear, aprobada mediante Ley Nº 24.776, cada País Firmante o cada Parte Contratante debe adoptar las medidas adecuadas para que se disponga de recursos financieros suficientes, que permitan mantener la seguridad de cada instalación nuclear a lo largo de su vida.

Que, consecuentemente corresponde incluir tales recursos en los montos aprobados en la remuneración de NASA a los efectos de afrontar sus costos de operación y mantenimiento totales conforme lo indica el artículo 37 de la citada Ley N° 24.065.

Que, a su vez el artículo 38 de la Ley N° 24.804 establece que el licenciatario de las centrales nucleoeléctricas contratará su provisión de agua pesada a la Planta Industrial de Agua Pesada instalada en el país.

Que a los efectos de establecer el monto total que tendrá derecho a percibir NASA por su operación comercial en el MEM, se tendrán en consideración sus requerimientos operativos, los trabajos de extensión de vida útil de la Central Nuclear Embalse y las salidas por trabajos de mantenimiento de las Centrales Nucleares Embalse, Atucha I y Atucha II.

Que, por otra parte, con relación a los fondos necesarios para efectuar el repago del financiamiento utilizado para la construcción e ingreso en operación comercial de la Central Nuclear Atucha II, los mismos son obtenidos a través del Contrato suscripto el 31 de marzo de 2009 entre la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) y NASA, con las modificaciones introducidas por las tres Adendas de fechas 12 de febrero de 2010, 28 de marzo de 2012 y 28 de abril de 2014.

Que en consecuencia, las empresas referidas precedentemente deberán introducir al contrato las adecuaciones que se requieran para eliminar de éste cualquier reconocimiento de costos operativos y de mantenimiento que se haya incluido, por cuanto tales costos se reconocen en el ingreso a percibir conforme lo expuesto en el considerando precedente.

Que conforme lo anterior y a partir de la aplicación de lo propiciado en la presente medida, la única remuneración a percibir por NASA en virtud de su operación en el MEM será la establecida en esta resolución.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA NUCLEAR y la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría han tomado la intervención de sus competencias.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el artículo 37 de la Ley Nº 24.065 y el artículo 11 de la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Establécese que NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA) sólo tendrá derecho a percibir, por sus Transacciones en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), a partir del 1 de febrero de 2018, la remuneración resultante de lo establecido en el Anexo I (IF-2018-05602007-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente medida, a los efectos de remunerar sus costos de operación y mantenimiento totales.

ARTÍCULO 2º.- Establécese que, en relación con las Transacciones Económicas que se realicen a partir del 1 de febrero de 2018 conforme el artículo 1° de la presente resolución, en lo concerniente a la documentación comercial y el pago del monto resultante a favor de NASA se aplicará lo dispuesto en el Anexo II (IF-2018-05602243-APN-DNRMEM#MEM), que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 3º.- Déjase sin efecto, a partir del 1 de febrero de 2018, la Resolución N° 23 de fecha 30 de marzo del 2016 de esta Secretaría y cualquier otra norma o instrucción que establezca términos de remuneración distintos a los dispuestos en la presente medida.

ARTÍCULO 4º.- Instrúyase a NASA y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), atento que la remuneración que se establece por el artículo 1° de esta medida cubrirá los costos de operación y mantenimiento totales de NASA, a definir las adecuaciones que resulten necesarias introducir en el Contrato de Abastecimiento suscripto el 31 de marzo de 2009, incluidas sus Adendas de fechas 12 de febrero de 2010, 28 de marzo de 2012 y 28 de abril de 2014, con el objeto de que en dichos instrumentos no se contemple ninguna remuneración asociada a la cobertura de sus costos.

A tales efectos, deberá ponerse a consideración de esta Secretaría el texto que acuerde CAMMESA con NASA con tal objeto, para que se habilite su entrada en vigencia en igual fecha que la establecida en el artículo 1° de la presente medida.

ARTÍCULO 5º.- Instrúyase a NASA a desarrollar una propuesta metodológica para la determinación de costos eficientes de gestión, operación y mantenimiento de cada una de sus centrales nucleares, teniendo en consideración la escala y tecnología respectivas, y elevarla a consideración de esta Secretaría, a través de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA NUCLEAR, en un plazo no mayor a TRES (3) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

ARTÍCULO 6º.- Notifíquese de la presente medida a CAMMESA y a NASA.

ARTÍCULO 7º.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Alejandro Valerio Sruoga.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-.

e. 27/02/2018 N° 11176/18 v. 27/02/2018

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII)

Anexos

Archivo.pdf

DISPOSICION 1 - E-2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.788 del 10/01/2018

BUENOS AIRES, 10 DE ENERO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2017-35637276-APN-DDYME#MEM, lo dispuesto en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, en el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y en las Resoluciones Nros. 72 de fecha 17 de mayo de 2016 y Nº 281 de fecha 18 de agosto de 2017, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica sancionado por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un OCHO POR CIENTO (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 8° de la citada Ley N° 27.191 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la REPÚBLICA ARGENTINA deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable.

Que el artículo 9° de la Ley N° 27.191, dispone que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo 8° de la Ley N° 27.191 y, a tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación, todo ello bajo las estipulaciones que establezca la Autoridad de Aplicación.

Que el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, reglamentario de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, dispone en el artículo 9° de su Anexo II, que la obligación impuesta por el artículo 9° de la Ley N° 27.191 a los sujetos allí individualizados podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación.

Que por la Resolución Nº 281 de fecha 18 de agosto de 2017 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se regula el Mercado a Término de las Energías Renovables, por las que los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

Que por el artículo 9° de la citada Resolución N° 281 se creó el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica De Fuente Renovable (RENPER), en el cual deben inscribirse los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable que se desarrollen con conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), a cuyos efectos deberán presentar ante esta SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES la documentación que esta última determine, teniendo en cuenta lo previsto en los artículos 1° y 3° del Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que el citado artículo 9º establece que aquellos proyectos que obtuviesen el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables expedido de conformidad con lo establecido en los artículos 1° o 2° de la citada Resolución N° 72/2017, quedarán automáticamente registrados en el RENPER.

Que en el caso de que no se solicite el Certificado de Inclusión, los titulares de proyectos pueden solicitar la inscripción de éstos en el RENPER, sin perjuicio de que puedan solicitar dicho Certificado con posterioridad.

Que en el artículo 4º del Anexo I de la citada Resolución Nº 281/2017 se establece que los agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores titulares de los proyectos que operen bajo el Régimen del Mercado a Término regulado por la citada norma, podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 72/2016.

Que por el artículo 7° del Anexo (IF-2017-17652582-APN-SSER#MEM) de la Resolución N° 281/2017 se prevé que los titulares de proyectos que hubieren iniciado el procedimiento para obtener el Certificado de Inclusión o la simple inscripción en el RENPER pueden solicitar la asignación de prioridad de despacho en los términos del artículo 7°, inciso 5), de la citada Resolución N° 281/2017.

Que resulta necesario regular el procedimiento de inscripción en el RENPER y su articulación con los procedimientos de otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables con los beneficios fiscales correspondientes y de asignación de prioridad de despacho, regulados en las Resoluciones Nros. 72/2016 y 281/2017, respectivamente, tanto para los proyectos nuevos como para los que han sido presentados en las convocatorias realizadas por la Autoridad de Aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) –compras conjuntas–, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios.

Que, por otra parte, corresponde establecer el valor de referencia de las inversiones y el monto máximo de beneficios fiscales a otorgar, por cada tecnología, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4° del Anexo de la Resolución N° 281/2017, a cuyos efectos se mantienen los valores establecidos por la Resolución N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017, excepto para el caso de la tecnología eólica, respecto de la cual se redujeron ambos valores, con el fin de reflejar las variaciones de los precios de mercado.

Que resulta necesario complementar el procedimiento de desempate para la asignación de prioridad de despacho en caso de capacidad de transporte o transformación insuficiente, regulado en los artículos 9° y 10 del Anexo de la Resolución N° 281/2017, con el fin de establecer requisitos técnicos precisos, optimizar el sistema y definir criterios que reflejen diferencias entre los proyectos en competencia, que justifiquen el otorgamiento de la prioridad solicitada.

Que con el fin de asegurar el compromiso de los solicitantes de prioridad de despacho, se considera conveniente establecer que en caso de que no constituyan la caución cuando sean citados al efecto para finalizar el procedimiento de asignación, no puedan reiterar la solicitud por el mismo proyecto por un plazo razonable, teniendo en cuenta la dinámica del sector y la relevancia que tiene la asignación de prioridad de despacho para el desarrollo de los proyectos.

Que resulta conveniente para el desarrollo de proyectos de generación de energía de fuentes renovables, teniendo en cuenta el cumplimiento de los objetivos de la Ley N° 27.191, contemplar la posibilidad de que la prioridad de despacho se solicite respecto de capacidad de transporte que, pese a no estar habilitada al momento del otorgamiento de la prioridad, tengan una fecha estimada de habilitación comercial compatible con el desarrollo de dichos proyectos.

Que, con el mismo objetivo, es apropiado prever la posibilidad de permitir a los titulares de proyectos de generación asumir la responsabilidad y el costo íntegro de las obras de ampliación de la capacidad de transmisión y transformación que resulten necesarias para la conexión de las nuevas centrales, siempre que cuenten con la conformidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que, por otro lado, corresponde definir la prioridad de despacho asignable a aquellos proyectos destinados al Mercado a Término de las Energías Renovables regulado por la Resolución N° 281/2017, por los que se acredite haber emitido la orden de compra de la totalidad de los equipos que los integran con fecha anterior a la publicación en el Boletín Oficial de la citada resolución, en la cual se definieron los criterios referidos a la asignación de la citada prioridad.

Que por el artículo 12 de la Resolución N° 281/2017 se faculta a esta Subsecretaría a dictar todas las normas aclaratorias y complementarias de la citada resolución, sin perjuicio de las atribuciones que competen a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA para dictar las normas que rigen la actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme los criterios establecidos en la Ley N° 24.065, y sus normas complementarias y reglamentarias.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por los artículos 4° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 y 12º de la Resolución Nº 281 de fecha 18 de agosto de 2017, ambas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO NACIONAL DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE (RENPER). Dispónese que hasta tanto se implementen los mecanismos sistémicos necesarios, la inscripción de los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable en el REGISTRO NACIONAL DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE (RENPER) creado por el artículo 9º de la Resolución Nº 281 de fecha 18 de agosto de 2017, se realizará mediante una nota dirigida a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, presentada ante la DIRECCIÓN DE DESPACHO Y MESA DE ENTRADAS de la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA. El presentante deberá adjuntar, debidamente completos, el “Formulario A - Alta de Empresa”, el “Formulario B - Alta Proyecto” y el Formulario “Información del Proyecto”, que se encuentran publicados para su descarga en la página web del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA. Asimismo, deberá acompañar la documentación respaldatoria en los casos en que se solicita.

En caso de que se solicite el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y los beneficios fiscales correspondientes, de acuerdo con lo previsto en el Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a los efectos de la inscripción provisoria y, en caso de corresponder, definitiva del proyecto en el RENPER, se le dará el tratamiento previsto en el artículo 4°, con carácter previo a la continuación del procedimiento para el otorgamiento del Certificado de Inclusión.

Una vez habilitada la plataforma electrónica de Trámites a Distancia (TAD), la inscripción en el RENPER podrá realizarse por medios electrónicos.

ARTÍCULO 2°. - PROYECTOS CALIFICADOS EN CONVOCATORIAS ABIERTAS. Los titulares de proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable presentados en las distintas convocatorias realizadas por la Autoridad de Aplicación a través de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) o el ente que aquélla designe, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) –compras conjuntas–, y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y sus modificatorios –iniciadas por las Resoluciones Nros. 136 de fecha 25 de julio de 2016 (Programa RenovAr – Ronda 1), 252 de fecha 28 de octubre de 2016 (Programa RenovAr – Ronda 1.5), 275 de fecha 16 de agosto de 2017 (Programa RenovAr – Ronda 2), todas del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y las que se convoquen en el futuro– que resulten calificados luego de la evaluación formal, técnica y legal de las ofertas y que no resulten adjudicados en dichos procesos, podrán solicitar la inscripción de los mismos proyectos en el RENPER mediante una nota dirigida a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, sin necesidad de acompañar documentación adicional. Si se introdujeren modificaciones a los proyectos, deberá acompañarse la documentación correspondiente, la que será evaluada de conformidad con lo establecido en el artículo 4° de la presente.

Asimismo, los titulares de proyectos incluidos en este artículo podrán solicitar el otorgamiento del correspondiente Certificado de Inclusión en el Régimen de las Energías Renovables, por los montos aprobados en el proceso en el que participaron, siempre que no superen el monto máximo de beneficios fiscales vigente en el momento de la solicitud. Si los montos aprobados en el proceso en el que resultaron calificados superare el monto máximo de beneficios fiscales vigente, los interesados deberán ajustar su solicitud de beneficios a los montos máximos aplicables. Si solicitaren un monto superior al aprobado en el proceso en el que participaron, deberán presentar la documentación respaldatoria correspondiente.

ARTÍCULO 3°. - INICIO DEL TRÁMITE DE INSCRIPCIÓN. El acuse de recibo de la presentación prevista en el artículo 1° o de la solicitud mencionada en el artículo 2°, según el caso, será considerado suficiente como comprobante de inicio de trámite de inscripción al RENPER, a los efectos previstos en el artículo 7° del Anexo (IF-2017-17652585-APN-SSER#MEM) de la Resolución Nº 281/2017.

ARTÍCULO 4°. - PROCEDIMIENTO DE INSCRIPCIÓN EN EL RENPER. Presentada la solicitud de inscripción en el RENPER o, en su caso, del Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría incluirá provisoriamente en el RENPER los datos del proyecto presentado y de su titular, con la leyenda “Solicitud de inscripción en evaluación”, de acuerdo con lo previsto en el quinto párrafo del artículo 9° de la Resolución N° 281/2017.

Efectuada la inscripción provisoria, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES evaluará la documentación presentada. En caso de detectar faltantes y/o inconsistencias, intimará al presentante a subsanar las omisiones y/o a brindar las aclaraciones necesarias, en el plazo de CINCO (5) días.

Verificado el cumplimiento de los requisitos establecidos en los artículos 1° o 2°, según corresponda, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES elevará las actuaciones a esta Subsecretaría propiciando la inscripción del proyecto. En caso de corresponder, esta Subsecretaría dispondrá el registro del proyecto.

En caso de comprobarse el incumplimiento de los requisitos establecidos sin que sea subsanado en el plazo otorgado al efecto o que no se brinden las aclaraciones solicitadas o éstas resulten insuficientes, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES no dará curso a la solicitud de inscripción hasta tanto se cumplan todos los requisitos, notificando la decisión al interesado.

La inscripción en el RENPER deberá resolverse en el plazo de QUINCE (15) días hábiles, contados desde la presentación de la solicitud.

ARTÍCULO 5°. - ACTUALIZACIÓN DE INFORMACIÓN. Los titulares de proyectos inscriptos deberán mantener actualizada la información consignada en el RENPER, comunicando a la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES cualquier modificación.

En el caso de los proyectos a los que se les hubiere asignado prioridad de despacho por desempate, mediante la aplicación de lo previsto en los artículos 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017 y 13 a 16, inclusive, de esta disposición, será aplicable lo establecido en el artículo 17.

ARTÍCULO 6°. - PUBLICIDAD DEL RENPER. Los datos de identificación de las empresas presentantes y los datos de los proyectos contenidos en el Formulario B “Alta Proyecto” presentado, serán publicados en el sitio web del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, indicándose si el proyecto ya se encuentra inscripto o si la solicitud de inscripción se halla en evaluación.

ARTÍCULO 7°. - SOLICITUD DE CERTIFICADO DE INCLUSIÓN. Simultáneamente con la solicitud de inscripción en el RENPER o con posterioridad, los titulares de proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable podrán solicitar el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y los beneficios fiscales respectivos, conforme lo previsto en el artículo 4º del Anexo de la Resolución Nº 281/2017.

A tales efectos, deberán completar y presentar los Formularios mencionados en los artículos 3° y 5° del Anexo I de la Resolución N° 72/2016, que se encuentran publicados para su descarga en la página web del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA. Asimismo, deberán brindar toda la información y acompañar la documentación solicitada en el citado Anexo I de la Resolución N° 72/2016 que no haya sido presentada con anterioridad.

Lo previsto en el párrafo anterior no resulta aplicable para los proyectos alcanzados por lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 2° de la presente disposición, siempre que no introduzcan modificaciones en sus proyectos ni en los beneficios fiscales solicitados. En caso de que introduzcan modificaciones, deberán cumplir con lo establecido en el párrafo anterior, únicamente en lo referido a las modificaciones realizadas.

ARTÍCULO 8°. - VALOR DE REFERENCIA DE INVERSIONES. Establécense como valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y la normativa complementaria, y para alcanzar el requisito de avance mínimo de obra a los fines previstos en el artículo 11 del Anexo de la Resolución N° 281/2017, los que se indican a continuación:

Tecnología	Valor de Referencia para Inversiones (en US$/MW)
Eólica	1.250.000
Solar Fotovoltaica	850.000
Biomasa (combustión y gasificación)	3.000.000
Biogás	5.500.000
Biogás Relleno Sanitario	2.500.000

PAH	3.000.000

ARTÍCULO 9°.- MONTO MÁXIMO DE BENEFICIOS FISCALES. Establécense los montos máximos de beneficios fiscales a otorgar por megavatio para cada tecnología que se indican a continuación

Tecnología	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en US$/MW)
Eólica	625.000
Solar Fotovoltaica	425.000
Biomasa (combustión y gasificación)	1.500.000
Biogás	2.750.000
Biogás Relleno Sanitario	1.250.000
PAH	1.500.000

Para cada proyecto se considerará que la suma de todos los beneficios fiscales solicitados no exceda el cupo máximo de beneficios fiscales por megavatio para la tecnología que corresponda multiplicado por la potencia declarada del proyecto.

ARTÍCULO 10.- ACTUALIZACIÓN DE VALORES. De conformidad con lo previsto en el artículo 4° del Anexo de la Resolución N° 281/2017, los valores establecidos en los artículos 8° y 9° se actualizarán periódicamente por disposición de esta Subsecretaría, teniendo en cuenta los establecidos en las bases del último procedimiento de contratación convocado por la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

ARTÍCULO 11.- ASIGNACIÓN DE PRIORIDAD DE DESPACHO. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) asignará la prioridad de despacho, de conformidad con el procedimiento establecido en los artículos 7° a 10, inclusive, del Anexo de la Resolución N° 281/2017, a los proyectos que la hubieren solicitado y que se encuentren inscriptos en el RENPER.

Esta Subsecretaría resolverá la totalidad de las solicitudes de inscripción en el RENPER presentadas en cada trimestre definido en el artículo 8° del Anexo citado, con carácter previo al cumplimiento de lo previsto en los artículos 9° y 10 del citado Anexo.

Al finalizar cada trimestre, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES comunicará al OED el listado de proyectos inscriptos en el RENPER en el trimestre finalizado.

En caso de que, por la cantidad de proyectos que soliciten su inscripción en el RENPER, no fuere posible resolver la totalidad de las solicitudes en el plazo máximo de QUINCE (15) días hábiles contados desde la finalización del trimestre, esta Subsecretaría podrá prorrogar el plazo establecido en el último párrafo del artículo 4° de la presente disposición y el plazo de evaluación de las solicitudes de prioridad de despacho establecido en el artículo 8° del Anexo citado.

ARTÍCULO 12.- CAPACIDAD INSUFICIENTE. DECLARACIONES. En caso de configurarse el supuesto previsto en el artículo 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017, a requerimiento del OED los solicitantes deberán presentar, en sobre cerrado:

a) la declaración que contenga el plazo de habilitación comercial de la central de que se trate;

b) el Reporte de Producción de Energía (RPE), que deberá cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el artículo 13 de la presente disposición;

c) una declaración con el monto de beneficios fiscales por megavatio que pretenden obtener, sin computar el monto correspondiente al Certificado Fiscal regulado en el artículo 9°, inciso 6), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191, y en el artículo 6°, inciso 5), de esta última, que eventualmente soliciten. El monto de beneficios fiscales por megavatio se determina por el cociente entre el monto total de beneficios fiscales que pretende obtener, sin computar el monto correspondiente al Certificado Fiscal, y la Potencia de Planta –según se la define en el artículo 13 de la presente–, expresado en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO (US$/MW), con dos cifras decimales.

El monto de beneficios fiscales por megavatio declarado –excluido lo correspondiente al Certificado Fiscal– puede ser distinto al informado al solicitar los beneficios fiscales por el procedimiento previsto en

el Anexo I de la Resolución N° 72/2016 o al aprobado en la convocatoria en la que el proyecto resultó calificado, en cuyo caso el monto solicitado en dichos procedimientos –excluido lo correspondiente al Certificado Fiscal– quedará reemplazado por el que se declare por aplicación de este artículo. Para la declaración prevista en este artículo no deberá discriminarse el monto solicitado por cada beneficio ni indicarse detalle o justificación adicional alguna.

ARTÍCULO 13.- DESEMPATE POR FACTOR DE CAPACIDAD. En caso de que resulte aplicable el desempate por factor de capacidad de los proyectos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017, para todos los casos se tomará la Producción de Energía P90 calculada como:

a) Tecnología Eólica: generación bruta de energía estimada –sin pérdidas por estela ni de ningún tipo ni incertidumbres– multiplicada por un coeficiente de CERO CON SETENTA Y DOS (0,72). La generación bruta deberá estar calculada por el consultor independiente y deberá ser presentada por el solicitante en el RPE correspondiente, incluyendo tipo, modelo y altura de buje del aerogenerador. A estos efectos el consultor independiente deberá modelar la curva de potencia de la máquina declarada en la misma ubicación geográfica de la torre de medición que éste declara y hacer su cálculo para un parque eólico supuesto de un solo aerogenerador emplazado en la torre de medición. En caso de contar el proyecto con más de una torre de medición, el solicitante deberá elegir cuál de ellas deberá ser considerada a estos efectos.

b) Tecnología Solar Fotovoltaica: generación neta de energía P50 –prospectiva del recurso con una probabilidad de excedencia del CINCUENTA POR CIENTO (50%), expresada en megavatios hora por año (MWh/año)– estimada, dividida por el “Performance Ratio” y luego multiplicada por un coeficiente de CERO CON SETENTA Y CINCO (0,75).

A estos efectos, el “Performance Ratio” consiste en el valor que surge de la relación entre la generación de energía P50 y la energía producida por el sistema modelado operando en condiciones estándar de prueba (STC, por sus siglas en inglés), bajo la misma irradiancia global en el plano inclinado.

La generación neta de energía P50 será la estimada a partir de la configuración del parque a construir presentado por el solicitante, incluyendo layout, marca y modelo de paneles, inversores, transformadores y estructura de soporte.

c) Para el caso de proyectos del resto de las Tecnologías especificadas en el artículo 4°, inciso a), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley 27.191, se tomará la producción de energía estimada en el respectivo RPE.

La Potencia de Planta a considerar en la fórmula prevista en el artículo 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017 será:

1. específicamente en el caso de la Tecnología Eólica, la potencia unitaria nominal correspondiente a la máquina declarada;

2. específicamente en el caso de la Tecnología Solar Fotovoltaica, la suma de las potencias nominales de los inversores que componen la Planta;

2) para el resto de las Tecnologías, la suma de las potencias nominales de los equipos de generación eléctrica que componen la Planta.

Serán considerados proyectos en situación de empate a todos aquellos cuyo Factor de Capacidad resultara un valor comprendido entre el valor de mayor Factor de Capacidad de los proyectos en competencia y el correspondiente a un DIEZ POR CIENTO (10%) menor a éste.

ARTÍCULO 14.- INCONSISTENCIAS SIGNIFICATIVAS EN EL RPE. Si el OED advirtiera inconsistencias significativas en alguno de los RPE presentados, podrá suspender el procedimiento de desempate, con el fin de elevar la documentación a la Autoridad de Aplicación, para su evaluación.

Efectuada la evaluación, con las aclaraciones y rectificaciones que se requieran, se resolverá si el RPE es técnicamente aceptable y se comunicará lo resuelto al OED, para continuar con el procedimiento de desempate. En caso de resolverse que el RPE no es técnicamente aceptable, el proyecto respectivo quedará excluido de dicho procedimiento.

ARTÍCULO 15.- DESEMPATE POR BENEFICIOS FISCALES. En caso de configurarse el supuesto previsto en el último párrafo del artículo 13, se asignará la prioridad a quien hubiere declarado el menor monto de beneficios fiscales por megavatio que pretende obtener, de acuerdo con lo previsto en el inciso c) del artículo 12 y siempre que no se configure una situación de empate de acuerdo con lo previsto en el párrafo siguiente.

Se considerará que existe situación de empate entre todos aquellos proyectos cuyo monto de beneficios fiscales por megavatio declarado se encuentre en un rango comprendido entre el mínimo valor declarado de todos los proyectos en competencia y el valor promedio ponderado por Potencia de Planta de todos los proyectos en competencia, ambos inclusive. Si dicho rango fuere menor a TREINTA MIL DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO (30.000 US$/MW), se considerará que existe situación de empate entre el proyecto con menor monto declarado y todos los que presenten una diferencia menor o igual a dicha suma respecto del primero.

ARTÍCULO 16.- DESEMPATE POR SORTEO. Si se presenta la situación de empate prevista en el artículo anterior, la asignación de prioridad se efectuará por sorteo entre los proyectos empatados, de acuerdo con el mecanismo que defina el OED.

ARTÍCULO 17.- MODIFICACIONES DEL PROYECTO. Las modificaciones de los proyectos a los que se les hubiere asignado prioridad de despacho por desempate, mediante la aplicación de lo previsto en los artículos 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017 y 13 a 16, inclusive, de esta disposición, estarán sujetas a las siguientes condiciones:

a) La prórroga del plazo de habilitación comercial declarado, deberá cumplir con lo establecido en los artículos 11 y 12 del Anexo de la Resolución N° 281/2017.

b) El cambio de tecnología no podrá implicar una reducción del Factor de Capacidad declarado a los fines del desempate. A estos efectos, se considerará el Reporte de Producción de Energía (RPE) presentado con la solicitud de autorización de cambio de tecnología, que deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017. Si del RPE surgiere que el cambio de tecnología implica una reducción del Factor de Capacidad mencionado, la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES intimará al presentante a que, en un plazo de DIEZ (10) días hábiles, adecue la solicitud y el correspondiente RPE para evitar dicha reducción, o bien, desista de la solicitud de autorización de cambio de tecnología efectuada, bajo apercibimiento de instruir al OED a que deje sin efecto la prioridad de despacho asignada y al Fiduciario del FODER –o, en su caso, al OED, según lo previsto en el artículo 11 de la Resolución N° 281/2017–, a que proceda a la ejecución de la caución constituida por el titular del proyecto en cuestión. En caso de corresponder, el cambio de tecnología será autorizado por esta Subsecretaría.

c) En ningún caso se otorgarán beneficios fiscales que excedan el monto de beneficios fiscales por megavatio declarado de acuerdo con lo previsto en el primer párrafo del artículo 12.

ARTÍCULO 18.- INCUMPLIMIENTO DE CONSTITUCIÓN DE CAUCIÓN. El titular del proyecto que no constituya la caución correspondiente en el plazo previsto en el artículo 10, anteúltimo párrafo, del Anexo de la Resolución Nº 281/2017, no podrá reiterar la solicitud de prioridad de despacho por el mismo proyecto por los CUATRO (4) trimestres siguientes, salvo que se configure el supuesto previsto en el artículo siguiente.

ARTÍCULO 19.- DESISTIMIENTO DE LA PRIORIDAD. Los titulares de proyectos que hubieren obtenido prioridad de despacho conforme lo previsto en el artículo 10 del Anexo de la Resolución N° 281/2017 podrán desistir de aquélla en caso de que el monto total de beneficios fiscales que se les otorguen sean un DIEZ POR CIENTO (10%), o más, menor al monto total que hubieren solicitado. En este caso, se devolverá la caución oportunamente constituida.

Si el proyecto de que se trate hubiere accedido a la prioridad de despacho mediante el procedimiento de desempate previsto en los artículos 9° del Anexo de la Resolución N° 281/2017 y 13 a 16. inclusive, de esta disposición, el OED podrá asignar la prioridad por la capacidad desistida al proyecto ubicado en el segundo lugar, de acuerdo con el citado procedimiento de desempate.

ARTÍCULO 20.- PEDIDO PARCIAL DE PRIORIDAD. Los titulares de proyectos podrán solicitar prioridad de despacho por una potencia menor a la de la totalidad de la central. Si quedaren incluidos en un procedimiento de desempate, las declaraciones referidas en el artículo 12 de la presente disposición deberán referirse a la potencia por la que se solicitó la prioridad.

En caso de que se les asigne la prioridad solicitada, deberán constituir la caución únicamente por la potencia por la que se asignó la prioridad.

ARTÍCULO 21.- ELIMINACIÓN DE LA LIMITACIÓN. Al otorgar la prioridad de despacho, el OED identificará las obras de ampliación del sistema de transporte que eliminen la limitación que originó la congestión relacionada con cada proyecto.

Una vez habilitada la obra identificada, se producirá la extinción de la prioridad de despacho, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6° del Anexo de la Resolución N° 281/2017.

ARTÍCULO 22.- PRIORIDAD DE DESPACHO PARA CAPACIDAD DE TRANSPORTE FUTURA. Los titulares de proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable podrán solicitar la asignación de prioridad de despacho sobre capacidad de transporte aún no existente, que el OED publique en su sitio web de acuerdo con lo previsto en el artículo 6° de la Resolución N° 281/2017.

La prioridad se solicitará y asignará siguiendo el mismo procedimiento establecido para la asignación de prioridad sobre la capacidad existente.

El interesado que obtenga la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte futura asume exclusivamente el riesgo de la no construcción y/o habilitación de dicha capacidad en los plazos requeridos para el desarrollo de su proyecto y no tendrá derecho a reclamo alguno frente al ESTADO NACIONAL, sus entes descentralizados, CAMMESA y cualquier entidad pública o privada vinculada con la construcción de la obra por la demora y/o no construcción y/o no habilitación de la capacidad de transporte prevista.

Si la habilitación comercial del proyecto no puede cumplirse en el plazo establecido al otorgar la prioridad de despacho en los términos de este artículo o su eventual prórroga, por la demora y/o no construcción y/o no habilitación de la capacidad de transporte prevista, se restituirá al interesado la caución presentada para obtener la prioridad y se dejará sin efecto esta última, a menos que el interesado opte por renovar la caución por el plazo necesario hasta que la ampliación de la capacidad de transporte prevista se concrete.

ARTÍCULO 23.- PRIORIDAD DE DESPACHO POR AMPLIACIONES A CARGO DEL INTERESADO. Los titulares de proyectos, al solicitar la asignación de prioridad de despacho, podrán manifestar que asumen íntegramente las obras de ampliación de la capacidad de transmisión y de transformación en el punto de interconexión y/o en el resto de las limitaciones asociadas a éste, necesarias para permitir la conexión del proyecto de que se trate, de acuerdo con lo previsto en los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS, conforme la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias (“Los Procedimientos”).

Siempre que el OED preste su conformidad sobre la obra de ampliación propuesta, se asignará a dicho proyecto prioridad de despacho sobre la mencionada ampliación de capacidad.

En el caso previsto en este artículo, no se requerirá la constitución de caución por los megavatios de potencia a instalar que requieran de la ampliación del transporte para su conexión.

Los titulares de proyectos que hubieren solicitado prioridad de despacho en el trimestre finalizado el 30 de noviembre de 2017, conforme lo previsto en el artículo 8° del Anexo de la Resolución N° 281/2017, podrán presentar sus propuestas de ampliación de la capacidad de transmisión y de transformación a su exclusivo costo y con los alcances previstos en este artículo, en el plazo de CINCO (5) días hábiles computados desde la publicación en el Boletín Oficial de la presente disposición.

Solamente podrá asignarse prioridad de despacho por una potencia superior a la informada como disponible por el OED, de conformidad con lo previsto en el artículo 6° de la Resolución N° 281/2017, mediante la aplicación de lo establecido en este artículo.

ARTÍCULO 24.- PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN. A los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable destinados a operar en el Mercado a Término de las Energías Renovables regulado por la Resolución N° 281/2017, por los que se acredite haber emitido la orden de compra de la totalidad de los equipos electromecánicos que los integran con fecha anterior a la publicación en el Boletín Oficial de la citada resolución, se les asignará la misma prioridad de despacho que la otorgada a las centrales incluidas en el artículo 7°, inciso 1), de la mencionada Resolución N° 281/2017.

ARTÍCULO 25.- EXCEDENTES DE AUTOGENERADORES. Los agentes Autogeneradores titulares de proyectos habilitados, en los términos del artículo 3° del Anexo de la Resolución N° 281/2017, podrán comercializar bajo los términos establecidos en el artículo 5°, incisos d) y e), del citado Anexo, sus excedentes de energía renovable no consumida y no contractualizada.

ARTÍCULO 26.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Sebastián Alejandro Kind.

e. 10/01/2018 N° 1541/18 v. 10/01/2018

DISPOSICION 49 - E-2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.864 del 07/05/2018

BUENOS AIRES03 DE MAYO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-19916968-APN-DGDO#MEM y la Resolución N° 137 de fecha 19 de abril

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 7° de la Resolución N° 4 de fecha 10 de enero de 2017 de este Ministerio, se delegó en esta Subsecretaría el ejercicio de las competencias que corresponden a este Ministerio, en su carácter de Autoridad de Aplicación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), previstas en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus normas modificatorias y complementarias, incluyendo la suscripción de los Acuerdos de Adhesión al citado Fondo, en los que es parte este Ministerio en su calidad de Fiduciante, junto con el Fiduciario del FODER y los adjudicatarios del Programa RenovAr como beneficiarios.

Que de conformidad con lo establecido en las Resoluciones Nros. 275 de fecha 16 de agosto de 2017, 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017, todas de este Ministerio, se ha iniciado la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los Acuerdos de Adhesión al FODER de la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Que en atención a la cantidad de contratos a suscribir, a que el modelo de Acuerdo de Adhesión al FODER que suscribe este Ministerio en su calidad de Fiduciante, a través de esta Subsecretaría, ha sido aprobado por la Resolución N° 275/2017 como parte integrante del Pliego de Bases y Condiciones, y a que el texto final a suscribir es confeccionado por esta Subsecretaría de conformidad con lo establecido en el artículo 2°, inciso b) de la Resolución N° 137 de fecha 19 de abril de 2018 de este Ministerio, por el artículo 2°, inciso c) de la citada resolución, se faculta a esta Subsecretaría a subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES la firma de los Acuerdos de Adhesión al FODER a suscribirse con el Fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 473/2017 y 488/2017.

Que con el fin de agilizar la suscripción de los documentos necesarios para tornar operativa la garantía del BANCO MUNDIAL para los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 213 de fecha 7 de octubre de 2016 y 281 de fecha 25 de noviembre de 2016 ambas de este Ministerio, por el artículo 2° inciso d) de la citada Resolución N° 137/2018 se facultó a esta Subsecretaría a subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de este Ministerio la firma de los Acuerdos de Aceptación de Condiciones a suscribirse con el BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCIÓN Y FOMENTO (BIRF), el Fiduciario del FODER y los beneficiarios mencionados, en los términos del modelo obrante como Anexo 8 del Acuerdo de Garantía suscripto entre el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE), en su carácter de Fiduciario del FODER, y el BIRF, en su calidad de garante, de fecha 9 de agosto de 2017.

Que por las razones expuestas, resulta conveniente disponer la subdelegación de la firma de los mencionados Acuerdos de Adhesión al FODER y de los Acuerdos de Aceptación de Condiciones citados precedentemente en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, en los términos autorizados.

Que, por otro lado, atento a la delegación en esta Subsecretaría de las facultades relativas al PROYECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER) efectuada por la Resolución N° 268 de fecha 9 de agosto de 2017 de este Ministerio y con el fin de agilizar la operatoria del PERMER, por el artículo 5° de la Resolución N° 137/2018 se facultó a esta Subsecretaría a subdelegar en la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES la suscripción de determinados documentos propios de la ejecución del PERMER.

Que con el fin mencionado, es conveniente disponer la subdelegación en la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, de la suscripción de los documentos enumerados en el artículo 5° de la Resolución N° 137/2018, con los alcances allí establecidos.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 2°, incisos c) y d), y 5° de la Resolución N° 137/2018 de este Ministerio.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Subdelégase en la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría:

a) la firma de los Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) a suscribirse con el Fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017, ambas de este Ministerio, en los términos del modelo aprobado por esta Subsecretaría de conformidad con lo previsto en el artículo 2° inciso b) de la Resolución N° 137 de fecha 19 de abril de 2018 de este Ministerio; y

b) la firma de los Acuerdos de Aceptación de Condiciones a suscribirse con el BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCIÓN Y FOMENTO (BIRF), el Fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las Resoluciones Nros. 213 de fecha 7 de octubre de 2016 y 281 de fecha 25 de noviembre de 2016, ambas de este Ministerio, en los términos del modelo obrante como Anexo 8 del Acuerdo de Garantía suscripto entre el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE), en su carácter de Fiduciario del FODER, y el BIRF, en su calidad de garante, de fecha 9 de agosto de 2017.

ARTÍCULO 2°.- Subdelégase en la DIRECCIÓN NACIONAL DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría, en el marco de la ejecución del PROYECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER):

a) la suscripción de contratos de locación de obra o servicios de consultoría con montos inferiores a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIEN MIL (USD100.000) en el marco de procesos realizados bajo las Normas de Selección y Contratación de Consultores con préstamos del BIRF, Créditos de la Asociación Internacional de Fomento (AIF) y Donaciones por Prestatarios del Banco Mundial versión enero 2011 –actualizada 2014–;

b) la suscripción de convenios de viáticos relacionados con la gestión del Proyecto contemplados en el componente 4 del Convenio de Préstamo para la realización del PERMER;

c) la designación de comités evaluadores para los procesos de licitación que se lleven a cabo en el marco del Proyecto; y

d) la suscripción de adendas o enmiendas a los contratos de obra, bienes o servicios en lo relativo al plazo de ejecución, terminación de obra y entrega de bienes o servicios para todos los procesos que hayan sido realizados conforme las Normas de Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Distintos a los de Consultoría con préstamos del BIRF, Créditos de la AIF y Donaciones por Prestatarios del BANCO MUNDIAL versión enero 2011 –actualizada 2014–.

ARTÍCULO 3°. - La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 4°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Sebastián Alejandro Kind.

e. 07/05/2018 N° 30400/18 v. 07/05/2018

DISPOSICION 58 - E-2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.879 del 28/05/2018

BUENOS AIRES, 29 DE MAYO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-23312757-APN-DGDO#MEM, el Decreto N° 814 del 10 de octubre de 2017, la Resolución Conjunta N° 2 del 16 de mayo de 2018 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, y la Resolución General Conjunta N° 4.185 del 5 de enero de 2018 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS y de la SECRETARÍA DE COMERCIO del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, y

CONSIDERANDO:

Que por los artículos 1° y 2° del Decreto N° 814 del 10 de octubre de 2017 se estableció la alícuota del CERO POR CIENTO (0%) correspondiente al Derecho de Importación Extrazona (D.I.E.) para las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.) y sus respectivas referencias, que se consignan en los Anexos I (IF-2017-23610222-APN-MP) y II (IF-2017-23610234-APN-MP) que forman parte integrante de la citada medida.

Que por el artículo 4° del Decreto N° 814/2017 se establece como Autoridad de Aplicación de la citada medida, en forma conjunta, al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y al MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, quedando facultados para dictar las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias a los efectos de la implementación del citado decreto.

Que por el artículo 5°, inciso a) del mencionado decreto se dispuso que los aranceles establecidos en los artículos 1° y 2° del mismo decreto serán aplicables en las formas y condiciones que establezca la Autoridad de Aplicación, cuando el importador definitivo de las mercaderías sea el titular de un proyecto de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable inscripto en el REGISTRO NACIONAL DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE (RENPER), creado por el artículo 9° de la Resolución N° 281 del 18 de agosto de 2017 de este Ministerio.

Que por el artículo 1° de la Resolución Conjunta N° 2 del 16 de mayo de 2018 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, se faculta a esta Subsecretaría a establecer los procedimientos a cumplir por los sujetos mencionados en el artículo 5°, inciso a) del citado Decreto N° 814/2017.

Que por el artículo 3° de la resolución conjunta citada en el párrafo anterior se establece que los bienes a importar por los sujetos mencionados en el artículo 5°, inciso a) del Decreto N° 814/2017, deberán ser los incluidos en el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables oportunamente otorgado al beneficiario importador por esta Subsecretaría.

Que la Resolución Conjunta General N° 4.185 del 5 de enero de 2018 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) y de la SECRETARÍA DE COMERCIO del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN establece el procedimiento para el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), disponible en el sitio web de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), aplicable a los importadores, con relación a las destinaciones definitivas de importación para consumo, entre las que corresponde incluir a las importaciones que se realicen en el marco del Decreto N° 814/2017.

Que la AFIP ha habilitado los mecanismos sistémicos necesarios para que la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría, acceda al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) para intervenir y controlar las Declaraciones SIMI oficializadas por los beneficiarios de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, aprobando o desaprobando la aplicación de la alícuota prevista en los artículos 1° y 2° del Decreto N° 814/2017.

Que, por otra parte, debido a la extinción del beneficio para las importaciones previsto en el artículo 14 de la Ley N° 27.191, producida el 31 de diciembre de 2017 de acuerdo con lo previsto en el artículo 16 de la misma norma, resulta necesario derogar la Disposición N° 56 del 27 de julio de 2017 de esta Subsecretaría, toda vez que sus previsiones se refieren a la aplicación del beneficio extinguido.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 1° de la Resolución Conjunta N° 2/2018.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Dispónese que la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría acceda, por intermedio del Servicio Web implementado por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), para intervenir y controlar las Declaraciones SIMI oficializadas por los sujetos mencionados en el artículo 5°, inciso a) del Decreto N° 814 del 10 de octubre de 2017, aprobando o desaprobándola aplicación de la alícuota establecida en los artículos 1° y 2° del citado decreto, según corresponda.

ARTÍCULO 2°.- Para obtener la aplicación de la alícuota establecida en los artículos 1° y 2° del Decreto N° 814/2017, el titular del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, otorgado al beneficiario por esta Subsecretaría, deberá consignar en su Declaración SIMI el código de Ventaja ENRENOV-DTO814; la posición arancelaria de la Nomenclatura Común de MERCOSUR (N.C.M) autorizada por el Decreto N° 814/2017 y establecida en el Certificado de Inclusión; el número de Proyecto (NIPRO); las cantidades solicitadas por posición arancelaria, las cuales no deberán exceder las cantidades consignadas en dicho Certificado de Inclusión; y las garantías correspondientes.

El beneficiario deberá presentar ante este Ministerio copia de la constancia de oficialización de la Declaración SIMI emitida por el sistema, dirigida a la citada Dirección Nacional.

Con el fin de agilizar el procedimiento correspondiente, el beneficiario también podrá enviar el archivo de la constancia de oficialización de la Declaración SIMI en formato PDF a la casilla de correo electrónico beneficiosfiscales@minem.gob.ar.

Sin perjuicio de lo previsto en el párrafo anterior, la citada Dirección Nacional tomará la intervención establecida en este artículo si el interesado realiza la presentación ante este Ministerio prevista precedentemente.

En un plazo no mayor a DIEZ (10) días hábiles, contado desde la presentación de la copia de la constancia de oficialización de la Declaración SIMI ante este Ministerio, la referida Dirección Nacional tomará la intervención prevista en este artículo.

ARTÍCULO 3°. - Al momento de oficializar la destinación definitiva de importación para consumo, el interesado deberá declarar en el Sistema Informático MALVINA (SIM) la información que dicho sistema requiera.

La AFIP, a través de la Aduana interviniente, autorizará el libramiento a plaza de las mercaderías incluidas en los Anexos I (IF-2017-23610222-APN-MP) y II (IF-2017-23610234-APN-MP) que forman parte integrante del Decreto N° 814/2017, con la aplicación de la alícuota allí prevista, una vez realizados los controles de consistencia correspondientes por parte de los organismos competentes.

ARTÍCULO 4°. - Una vez concluida cada importación por parte de los sujetos mencionados en el artículo 1° de la presente disposición, los importadores deberán presentar ante la mencionada Dirección Nacional la copia del despacho de importación a consumo cumplido, dentro de los SESENTA (60) días corridos de la fecha de producido.

La citada Dirección Nacional podrá solicitar a los interesados toda la documentación o información complementaria que estime pertinente para efectuar un eficiente seguimiento y control de las destinaciones de importación presentadas, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6° de la Resolución Conjunta N° 2 del 16 de mayo de 2018 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN.

ARTÍCULO 5°. - La referida Dirección Nacional intercambiará con la AFIP la información necesaria para verificar la veracidad de los datos contenidos en la copia de la constancia de oficialización del despacho de importación presentada por el beneficiario.

ARTÍCULO 6°. - Derógase la Disposición N° 56 del 27 de julio de 2017 de esta Subsecretaría.

ARTÍCULO 7°. - Comuníquese a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP).

ARTÍCULO 8°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Sebastián Alejandro Kind

e. 29/05/2018 N° 37793/18 v. 29/05/2018

DISPOSICIÓN SSER 1 – 2018

Publicación Boletín Oficial N° 33.902 del 02/07/2018

BUENOS AIRES, 29 DE JUNIO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-30181279-APN-DGDO#MEM, las Leyes Nros. 26.190, 26.422 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2009 y 27.191, el Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y su modificatorio, la Resolución Conjunta N° 4 del 29 de diciembre de 2017 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, la Resolución General Conjunta N° 4.185 del 5 de enero de 2018 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS y de la SECRETARÍA DE COMERCIO del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, y

CONSIDERANDO:

Que por la Resolución Conjunta N° 4 del 29 de diciembre de 2017 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se aprobó un procedimiento especial destinado a obtener la declaración de “Proyecto Crítico” y la aplicación del beneficio previsto en el artículo 34 de la Ley N° 26.422 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2009 –incorporado como artículo 106 de la Ley N° 11.672 Complementaria Permanente de Presupuesto (t.o. 2014)–, aplicable para los casos y con el alcance que se disponen en el Anexo (IF-2017-34066846-APN-SSER#MEM), que forma parte integrante de la citada resolución.

Que el citado artículo 34 de la Ley N° 26.422 estableció el beneficio de eximición del pago del derecho de importación y de las tasas de estadística y comprobación de destino a la importación para consumo de las mercaderías nuevas y no producidas en el país, destinadas a obras de infraestructura cuyo objeto constituya, entre otros casos, la generación de energía eléctrica, siempre que sean declaradas como “Proyecto Crítico”.

Que la declaración de “Proyecto Crítico” y el otorgamiento del beneficio mencionado, en los términos de la citada resolución conjunta, únicamente alcanzan al universo de sujetos mencionados en el artículo 1° del Anexo de dicha norma, para la importación de aerogeneradores de potencia superior a SETECIENTOS KILOVATIOS (700 kW) incluidos en la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M) 8502.31.00, por la potencia total y por las cantidades que para cada proyecto se consignan en los respectivos Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, los que deberán destinarse únicamente a los proyectos mencionados en el citado artículo 1°, considerándose parte constitutiva imprescindible de ellos.

Que el artículo 4° del Anexo de la Resolución Conjunta N° 4/2017 establece que el beneficio otorgado por dicha norma será aplicable siempre que la importación de los equipos alcanzados se perfeccione antes del 31 de diciembre de 2019.

Que a la fecha, esta Subsecretaría ha declarado como “Proyecto Crítico” y otorgado el beneficio mencionado precedentemente, en los términos de la citada resolución conjunta, a VEINTE (20) proyectos.

Que según lo establecido en el artículo 10 del Anexo de la Resolución Conjunta N° 4/2017, para poder hacer efectivo el citado beneficio, los beneficiarios deberán gestionar las correspondientes licencias en el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI).

Que la Resolución Conjunta General N° 4.185 del 5 de enero de 2018 de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) y de la SECRETARÍA DE COMERCIO del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN establece el procedimiento para el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), disponible en el sitio web de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), aplicable a los importadores, con relación a las destinaciones definitivas de importación para consumo, entre las que corresponde incluir a las importaciones que se realicen en el marco de la Resolución Conjunta N° 4/2017.

Que la AFIP ha habilitado los mecanismos sistémicos necesarios para que la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría acceda al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) para intervenir y controlar las Declaraciones SIMI oficializadas por los beneficiarios de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, aprobando o desaprobando la aplicación del beneficio previsto en la Resolución Conjunta N° 4/2017.

Que a tales efectos, resulta necesario dictar las normas complementarias para implementar la intervención de esta Subsecretaría, de acuerdo con lo previsto en el citado artículo 10 del Anexo de la Resolución Conjunta N° 4/2017.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 10 del Anexo de la Resolución Conjunta N° 4/2017 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Dispónese que la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES de esta Subsecretaría acceda, por intermedio del Servicio Web implementado por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), para intervenir y controlar las Declaraciones SIMI oficializadas por los titulares de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables que hubieren obtenido por disposición de esta Subsecretaría la calificación de “Proyecto Crítico”, en los términos de la Resolución Conjunta N° 4 del 29 de diciembre de 2017 del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, para la importación de aerogeneradores de potencia superior a SETECIENTOS KILOVATIOS (700 kW), incluidos en la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M) 8502.31.00, por la potencia total y por las cantidades que para cada proyecto se consignen en los respectivos Certificados de Inclusión.

ARTÍCULO 2°.- Para obtener la aplicación de la eximición del pago del derecho de importación y de las tasas de estadística y comprobación de destino, el titular del Certificado de Inclusión que hubiera obtenido la calificación de “Proyecto Crítico” deberá seguir el procedimiento establecido en el artículo 10 del Anexo de la Resolución Conjunta N° 4/2017, para lo cual deberá consignar en su Declaración SIMI el código de Ventaja ENRE-PRO-CRITICO; la posición arancelaria N.C.M. 8502.31.00 con la referencia “Aerogeneradores de potencia superior a SETECIENTOS KILOVATIOS (700 kW)”; el número de Proyecto (NIPRO) y las cantidades solicitadas por la citada posición arancelaria, las cuales no deberán exceder las cantidades consignadas en el Certificado de Inclusión.

El beneficiario deberá presentar ante este Ministerio copia de la constancia de oficialización de la Declaración SIMI emitida por el sistema, dirigida a la citada Dirección Nacional.

Con el fin de agilizar el procedimiento correspondiente, el beneficiario también podrá enviar el archivo de la constancia de oficialización de la Declaración SIMI en formato PDF a la casilla de correo electrónico beneficiosfiscales@minem.gob.ar.

Sin perjuicio de lo previsto en el párrafo anterior, la citada Dirección Nacional tomará la intervención establecida en este artículo si el interesado realiza la presentación ante este Ministerio prevista precedentemente.

En un plazo no mayor a DIEZ (10) días hábiles, contado desde la presentación de la copia de la constancia de oficialización de la Declaración SIMI ante este Ministerio, la referida Dirección Nacional tomará la intervención prevista en este artículo.

ARTÍCULO 3°. - Al momento de oficializar la destinación definitiva de importación para consumo, el interesado deberá declarar en el Sistema Informático MALVINA (SIM) la información que dicho sistema requiera.

El beneficiario estará exento, en la destinación de importación a consumo, del pago de los derechos de importación, de las tasas de estadística y de comprobación de destino, únicamente respecto del ítem por el cual hubiera previamente consignado el código de Ventaja ENRE-PRO-CRITICO en la correspondiente Declaración SIMI.

La AFIP, a través de la Aduana interviniente, autorizará el libramiento a plaza de la mercadería incluida en la posición arancelaria N.C.M. 8502.31.00 alcanzada por el beneficio, de acuerdo con lo previsto en el artículo 11 del Anexo de la Resolución Conjunta N° 4/2017, una vez realizados los controles de consistencia correspondientes por parte de los organismos competentes.

ARTÍCULO 4°.- Una vez concluida cada importación por parte de los sujetos mencionados en el artículo 1° de la presente disposición, los importadores deberán presentar ante la mencionada Dirección Nacional la copia del despacho de importación a consumo cumplido, dentro de los SESENTA (60) días corridos de la fecha de producido.

La citada Dirección Nacional podrá solicitar a los interesados toda la documentación o información complementaria que estime pertinente para efectuar un eficiente seguimiento y control de las destinaciones de importación presentadas.

ARTÍCULO 5°. - La referida Dirección Nacional intercambiará con la AFIP la información necesaria para verificar la veracidad de los datos contenidos en la copia de la constancia de oficialización del despacho de importación presentada por el beneficiario.

ARTÍCULO 6°. - Comuníquese a la AFIP.

ARTÍCULO 7°. - La presente medida entrara en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 8°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Sebastián Alejandro Kind

e. 02/07/2018 N° 47070/18 v. 02/07/2018

DI-2018-44-APN-SSEE-MEM

Publicación Boletín Oficial N° 33.870 del 15/05/2018

BUENOS AIRES, 14 DE MAYO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-19603591-APN-DGDO#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), que por Decreto N° 1.192 de fecha 10 de julio de 1992 tiene asignadas las funciones de ORGANISMO ENCARGADO DE DESPACHO (OED), ha elevado a esta Subsecretaría la Programación Estacional de Invierno correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, según lo establecido en “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) aprobados por la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificaciones y complementarias.

Que a través de la Resolución N° 979 de fecha 1 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, se aprobó la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018.

Que a través de la Resolución N° 1.091 de fecha 30 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio se aprobó, para el período comprendido entre el 1 diciembre de 2017 al 30 de abril de 2018, los Precios de Referencia de la Potencia, Precio Estabilizado de la Energía y Precio Estabilizado del Transporte para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM, como así también, se estableció la continuidad de la aplicación, en las condiciones allí dispuestas, del Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica y de la Tarifa Social, dispuestos oportunamente mediante la Resolución N° 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio.

Que los precios previstos en la señalada Resolución N° 1.091/2017 fueron aprobados con posterioridad a la realización de la Audiencia Pública convocada a través de la Resolución N° 403 de fecha 25 de octubre de 2017 de este Ministerio, celebrada el día 17 de noviembre de 2017.

Que en dicha Audiencia Pública, la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio presentó un sendero de reducción escalonada de subsidios sobre los precios de referencia de la potencia y energía en el MEM, como así también, respecto de Tarifa Social, del Plan de Estímulo aplicable hasta el 30 de abril de 2019, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado, progresivamente decreciente a lo largo de dicho lapso.

Que también se explicitó en la referida Audiencia que durante el período indicado precedentemente, tanto el precio estacional económico, que refleja el costo total de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente, en función de los cambios que se registren en los parámetros utilizados para el cálculo.

Que de acuerdo con el punto 2.10, Capítulo 2 “Precios Estacionales” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” aprobados por la Resolución N° 61/1992, sus modificaciones y complementarias, corresponde aprobar los Precios Estacionales de la Energía y de la Potencia correspondientes a la Programación Estacional Invierno.

Que, en tal sentido, se entiende necesario continuar con la aplicación de los precios aprobados mediante la Resolución N° 1.091/2017.

Que, asimismo, a través de la resolución referida precedentemente se determinó la necesidad de continuar aplicando el Plan Estímulo al Ahorro Energético y la Tarifa Social, en las condiciones allí establecidas, dispuestos por la Resolución N° 6/2016, ajustados con la evolución del precio estacional económico y el precio estacional subsidiado, los que consecuentemente se mantendrán vigentes para el período correspondiente a la Programación Estacional de Invierno, comprendida entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2018.

Que la continuidad referida precedentemente conlleva desde su origen el sostenimiento de las obligaciones a cargo de los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de

Energía Eléctrica del MEM para la aplicación del Plan Estímulo y Tarifa Social expuestas en el artículo 9° de la Resolución N° 6/2016.

Que resulta necesario destacar que dicha resolución dejó sin efecto lo dispuesto en la Nota N° 943 de fecha 25 de noviembre de 2011 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y lo dispuesto en el anteúltimo párrafo de la Nota N° 1.824 de fecha 23 de marzo de 2012 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA, ambas de este Ministerio.

Que en tal sentido las eliminaciones de los beneficios implementados por las notas referidas requieren para su reimplementación un nuevo acto que así lo determine, por lo que ante la ausencia de tal, se mantiene vigente la instrucción de asignar los Sobrecostos Contratos MEM a toda la demanda de energía eléctrica del MEM de acuerdo a lo determinado en el artículo 10 de la Resolución N° 6/2016.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de esta Subsecretaría ha tomado la intervención de su competencia.

Que por el artículo 11 de la Resolución N° 6/2016 se delegaron en la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA las facultades que fueran asignadas a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, según los artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065.

Que a través del Decreto N° 174 de fecha 2 de marzo de 2018 se aprobó el Organigrama de Aplicación de la Administración Nacional centralizada hasta nivel de Subsecretaría, suprimiéndose la referida Secretaría de Energía Eléctrica.

Que en consecuencia, el artículo 1° de la Resolución N° 64 de fecha 6 de marzo de 2018 de este Ministerio y su similar modificatoria N° 98 de fecha 28 de marzo de 2018, establecieron que, las competencias delegadas por la Resolución N° 6/2016, entre otras, quedaran a cargo de esta Subsecretaría.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y por el artículo 1° de la Resolución N° 64/2018 de este Ministerio y su modificatoria.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, de los Precios de Referencia de la Potencia, Precio Estabilizado de la Energía y Precio Estabilizado del Transporte para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM, aprobados mediante la Resolución N° 1.091 de fecha 30 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de este Ministerio.

ARTÍCULO 3°. - Aclárase que lo dispuesto por el artículo 9° de la Resolución Nº 6 de fecha 25 de enero de 2016 de este Ministerio rige desde la fecha de su aprobación y hasta tanto continúen los regímenes de la aplicación del Plan Estímulo y Tarifa Social.

ARTÍCULO 4°. - Aclárase que la asignación de Sobrecostos de Importación Brasil y los Sobrecostos Contratos MEM a toda la demanda de energía eléctrica del MEM, de acuerdo a lo previsto en el artículo 10 de la resolución citada en el artículo precedente, rige sin modificaciones desde su asignación.

ARTÍCULO 5º.- Notifíquese el presente acto a CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de este Ministerio, a los entes

reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 6°. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Juan Alberto Luchilo. e. 15/05/2018 N° 33582/18 v. 15/05/2018

DI-2018-75-APN-SSEE-MEN

Publicación Boletín Oficial N° 33.923 del 01/07/2018

BUENOS AIRES, 31 DE JULIO DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-34606297-APN-DGDO#MEN, las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Disposición N° 44 del 14 de mayo de 2018 de esta Subsecretaría se aprobó la Programación Estacional de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que en virtud de lo dispuesto por el Capítulo 2 de Los Procedimientos, antes de finalizar el primer trimestre del Período Estacional Invierno, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la Reprogramación Trimestral Invierno para calcular los precios para el segundo trimestre, ajustando los datos utilizados para determinar la previsión indicativa en la correspondiente Programación Estacional.

Que en consecuencia, a través de la Nota B-129239-1/2018 del 19 de julio de 2018, CAMMESA, que por Decreto N° 1.192 del 10 de julio de 1992 tiene asignadas las funciones de OED, remitió la evaluación de la reprogramación trimestral agosto - octubre 2018 de acuerdo a lo señalado en el considerando precedente.

Que por su parte, a través de la Resolución N° 1.091 del 30 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se aprobaron, para el período comprendido entre el 1 diciembre de 2017 y el 30 de abril de 2018, los Precios de Referencia de la Potencia, Precio Estabilizado de la Energía y Precio Estabilizado del Transporte para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM, como así también, se estableció la continuidad de la aplicación, en las condiciones allí dispuestas, del Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica y de la Tarifa Social, dispuestos oportunamente mediante la Resolución N° 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que a través de la mencionada Disposición N° 44/2018 se estableció asimismo la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2018 y el 31 de octubre de 2018, de los Precios de Referencia de la Potencia, Precio Estabilizado de la Energía y Precio Estabilizado del Transporte para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM, aprobados mediante la citada Resolución N° 1.091/2017.

Que en oportunidad de desarrollarse la audiencia pública convocada mediante la Resolución N° 403 del 25 de octubre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, que tuvo lugar el 17 de noviembre de 2017, se consideraron los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica, la Tarifa Social y la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que en ocasión del desarrollo de la audiencia pública, a los efectos de brindar información adecuada y suficiente para el tratamiento de los temas sometidos a consideración, se incorporó al expediente de la Audiencia Pública, la presentación que realizaría la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que se puso en conocimiento público el costo real que implica satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual y razonable reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el ESTADO NACIONAL.

Que en tal sentido, mediante el dictado de la Resolución N° 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, ante el desfasaje existente entre los costos reales y los precios vigentes, y considerando las posibilidades de pago de los usuarios así como la conveniencia de prevenir un impacto negativo en la economía nacional, se consideró pertinente sancionar un precio estacional único a nivel nacional para el MEM, disponiendo la gradualidad en la reducción de los subsidios generalizados.

Que en oportunidad de su exposición en la referida Audiencia, la mencionada ex Secretaría informó la continuidad de la aplicación del sendero de reducción escalonada de subsidios para el período diciembre 2017 a diciembre de 2018 con relación al establecimiento de los Precios de Referencia de Potencia y Energía en el MEM, como así también, respecto de la Tarifa Social, del Plan de Estímulo y de la Metodología de Distribución de los precios del Transporte, en el marco del proceso de normalización y previsibilidad del sector eléctrico argentino, necesario para un funcionamiento eficiente y sustentable del sistema.

Que, asimismo, a través de la señalada presentación se informó, respecto del costo mayorista, que el precio que surge del MEM es una resultante de la confrontación de ofertas para atender una determinada demanda, en la que influyen los costos de disponibilidad del combustible, la remuneración de la operación de generación, los costos de incorporación de la nueva potencia y energía, los servicios adicionales de reserva de la potencia, el transporte en alta tensión, impuestos y cargos específicos.

Que respecto de la Tarifa Social, se informó que se subsidiaría el CIEN POR CIENTO (100%) del precio mayorista hasta los CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh) y que, en caso de superarse dichos CIENTO CINCUENTA KILOVATIOS HORA (150 kWh) y hasta los TRESCIENTOS KILOVATIOS HORA (300 kWh), se subsidiaría parcialmente el excedente, explicitándose como una bonificación en la factura mensual del servicio.

Que, asimismo, a través de la referida presentación se informó un nuevo esquema de incentivo al ahorro con relación a aquellos usuarios que logren reducciones en sus consumos, estableciéndose luego de la celebración de dicha audiencia, que aquellos que hayan reducido en no menos del VEINTE POR CIENTO (20%) su consumo respecto del mismo mes de 2015, obtendrían un descuento del DIEZ POR CIENTO (10%) sobre el precio estabilizado de la energía.

Que la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA también expresó en la Audiencia Pública que el referido incentivo encuentra justificación en que el acceso al beneficio resulta consecuencia de un esfuerzo real de reducción de consumo, fomentándose así el ahorro y la eficiencia energética a través del precio y su relación con el de otros bienes y servicios de la economía, proceso que propende a dar relevancia al cuidado del consumo de la energía y al beneficio asociado.

Que en la citada Audiencia Pública, se expuso respecto del proceso de reducción gradual de subsidios generalizados implementado desde el año 2016, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del tiempo.

Que también se explicitó en la Audiencia Pública que en dicho lapso, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que en razón de la evaluación de la referida reprogramación trimestral efectuada por CAMMESA, resulta necesario continuar con el sendero de reducción de subsidios previsto, que fuera contemplado en la Audiencia Pública celebrada el día 17 de noviembre de 2017, que incluye tanto la reducción del subsidio sobre el costo de la energía, como así también, sobre la potencia, propendiendo a equilibrar los costos que deben afrontar los distintos agentes del MEM.

Que desde el inicio del proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica, ha sido decisión política del Gobierno Nacional la fijación y puesta en funcionamiento de una tarifa social, junto con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica a través del Plan Estímulo al Ahorro Energético, cuyos criterios rectores fueron incorporados en la citada Resolución Nº 6/2016 y se mantendrán vigentes durante todo el referido proceso, implementándose también particularmente por la presente para el período correspondiente a la Reprogramación Trimestral de Invierno 2018, manteniéndose en los términos previstos en la mencionada Resolución N° 1.091/2017 de la ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que el acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y Plan Estímulo al Ahorro Energético se condiciona al cumplimiento de las obligaciones de pago en el MEM a cargo de los prestadores del servicio público de electricidad.

Que consecuentemente, resulta necesario precisar los alcances de dicha obligación estableciendo que, los precios correspondientes Plan Estímulo al Ahorro y Tarifa Social vigentes, sólo serán aplicables a los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM que abonen en un plazo máximo de TREINTA (30) días de su vencimiento, la facturación corriente de la transacción económica total sobre la que se pretende aplicar dichos beneficios.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de esta Subsecretaría ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS de este Ministerio ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el artículo 11 de la citada Resolución N° 6/2016 y la Resolución N° 64 del 6 de marzo de 2018, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establécese, durante el período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM que se detallan en el Anexo I (IF-2018-36254201-APN-DNRMEM#MEN) que forma parte integrante de la presente medida.

A través del referido Anexo I, se diferencian del resto de los usuarios los valores correspondientes a aquellos cuya demanda de potencia sea mayor o igual a los TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW), sin perjuicio de los descuentos que correspondan a los usuarios Residenciales por la aplicación de la Tarifa Social y el Plan Estímulo, según lo establecido en la presente medida.

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad a lo establecido por la Resolución N° 137 del 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y SERVICIOS Y OBRAS PÚBLICAS.

ARTÍCULO 3°.- Establécese la aplicación de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, de acuerdo al detalle del Anexo II (IF-2018-36255780-APN-DNRMEM#MEN) que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 4°.- Subsidio a Usuarios con Tarifa Social. Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, de lo previsto en el artículo 4° de la Resolución N° 1.091 del 30 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Durante el período del 1 de agosto de 2018 al 31 de octubre de 2018, el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) sobre los que se aplicarán los descuentos, es el definido para la Demanda General Distribuidor en el Anexo I que forma parte integrante de la presente disposición.

ARTÍCULO 5°.- Descuentos Plan Estímulo. Establécese la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, de lo previsto en el artículo 5° de la citada Resolución N° 1.091/2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Durante el período del 1 de agosto de 2018 al 31 de octubre de 2018, los descuentos se efectuarán sobre el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) para la Demanda General Distribuidor establecido en el Anexo I que forma parte de la presente disposición.

Los descuentos del Plan Estímulo aplican también a los usuarios con Tarifa Social, de acuerdo a las condiciones establecidas a través del artículo 4° de la presente medida.

ARTÍCULO 6°.- Establécese que los precios especificados en los artículos 4° y 5° de la presente disposición sólo serán aplicables a aquellos Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM que abonen en un plazo máximo de TREINTA (30) días desde su vencimiento, la facturación corriente de la transacción económica total sobre la que se pretende aplicar dichos beneficios.

ARTÍCULO 7°.- Notifíquese el presente acto a la CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 8°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Juan Alberto Luchilo

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 01/08/2018 N° 55284/18 v. 01/08/2018

Anexo 1

Archivo.pdf

Anexo 2

Archivo.pdf

DI-2018-97-APN-SSEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 33.983 del 26/10/2018

BUENOS AIRES, 24 DE OCTUBRE DE 2018

VISTO el Expediente N° EX-2018-52498243-APN-DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Disposición N° 75 del 31 de julio de 2018 de esta Subsecretaría se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que en virtud de lo dispuesto por el Capítulo 2 de Los Procedimientos, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la Programación Estacional de Verano para calcular los precios que corresponden aprobar para el Período Estacional de Verano.

Que en consecuencia, a través de la Nota B-132060-1 del 17 de octubre de 2018, CAMMESA, que por Decreto N° 1.192 del 10 de julio de 1992 tiene asignadas las funciones de OED, remitió la evaluación de la Programación Estacional de Verano noviembre 2018 - abril 2019 de acuerdo a lo señalado en el párrafo precedente.

Que a través de la Disposición N° 75/2018 se estableció, asimismo, la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como la destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM.

Que en oportunidad de desarrollarse la Audiencia Pública convocada mediante la Resolución N° 403 del 25 de octubre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, que tuvo lugar el 17 de noviembre de 2017, se consideraron los nuevos Precios de Referencia de la Potencia y Energía en el MEM y los de Referencia de la Potencia y Estabilizados de Referencia de la Energía para Distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos del MEM, el Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica, la Tarifa Social y la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal.

Que en ocasión del desarrollo de la Audiencia Pública, a los efectos de brindar información adecuada y suficiente para el tratamiento de los temas sometidos a consideración, se incorporó al expediente de la Audiencia Pública, la presentación que realizaría la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que se puso en conocimiento público, el costo real que implica satisfacer la demanda del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual y razonable reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el ESTADO NACIONAL.

Que en oportunidad de su exposición en la referida audiencia, la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA informó la continuidad de la aplicación del sendero de reducción escalonada de subsidios, con relación al establecimiento de los Precios de Referencia de Potencia y Energía en el MEM, como así también, respecto de la Tarifa Social, del Plan de Estímulo y de la Metodología de Distribución de los precios del Transporte, en el marco del proceso de normalización y previsibilidad del sector eléctrico argentino, necesario para un funcionamiento eficiente y sustentable del sistema.

Que a través de la señalada presentación se informó, respecto del costo mayorista, que el precio que surge del MEM es una resultante de la confrontación de ofertas para atender una determinada demanda, en la que influyen los costos de disponibilidad del combustible, la remuneración de la operación de generación, los costos de incorporación de la nueva potencia y energía, los servicios adicionales de reserva de la potencia, el transporte en alta tensión, impuestos y cargos específicos.

Que en la citada audiencia, se expuso respecto del proceso de reducción gradual de subsidios generalizados implementado desde el año 2016, definiéndose un mecanismo de formación del precio estabilizado sin subsidio y un volumen subsidiado progresivamente decreciente a lo largo del tiempo.

Que también se explicitó en que en dicho lapso, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico, integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla.

Que en razón de la evaluación de la referida Programación Estacional de Verano efectuada por CAMMESA resulta necesario continuar con el sendero de reducción de subsidios previsto, que fuera contemplado en la Audiencia Pública celebrada el 17 de noviembre de 2017, propendiendo a equilibrar los costos que deben afrontar los distintos agentes del MEM, por lo que se considera necesario adecuar el Precio Spot Máximo en el MEM que fuera establecido en el artículo 14 de la Resolución N° 20 del 27 de enero de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que sin perjuicio de ello, se estima conveniente mantener la vigencia de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM, aprobados mediante la Disposición N° 75/2018.

Que a su vez, desde el inicio del proceso de normalización del precio mayorista de la energía eléctrica, ha sido decisión política del Gobierno Nacional la fijación y puesta en funcionamiento de una Tarifa Social, junto con la promoción al ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica a través del Plan Estímulo al Ahorro Energético, cuyos criterios rectores fueron incorporados en la Resolución Nº 6 del 25 de enero de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y se encuentran aún vigentes.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de esta Subsecretaría ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el artículo 1° del Decreto N° 802 del 5 de septiembre de 2018, el artículo 11 de la Resolución N° 6/2016 y la Resolución N° 64 del 6 de marzo de 2018, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la Programación Estacional de Verano para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2018 y el 30 de abril de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establécese a partir del 1° de noviembre de 2018, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como la destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor en el MEM, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) que fueran oportunamente aprobados por la Disposición N° 75 del 31 de julio de 2018 de esta Subsecretaría.

ARTÍCULO 3°.- Prorróguense a partir del 1° de noviembre de 2018 las previsiones contenidas en la Disposición N° 75/2018 con relación al subsidio a Usuarios con Tarifa Social y Descuentos Plan Estímulo.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que los precios que surjan como resultado de la aplicación de la Tarifa Social o Plan Estímulo serán aplicables a aquellos Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM que abonen en un plazo máximo de TREINTA (30)

días desde su vencimiento, la facturación corriente de la transacción económica total sobre la que se pretende aplicar dichos beneficios.

Asimismo, dichos beneficios podrán ser contemplados, en los períodos en que los mismos estuvieron vigentes, a los efectos de la instrumentación de acuerdos para la regularización de deudas que los Agentes Distribuidores posean con el MEM con anterioridad a la aprobación de la presente.

ARTÍCULO 5°.- Establécese que a partir del 1° de noviembre de 2018 y a todos los efectos previstos en el punto 5 del Anexo I a la Resolución N° 8 del 5 de abril de 2002 y en el punto 2, artículo 1° de la Resolución N° 240 del 14 de agosto de 2003, ambas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, el Precio Spot Máximo para la sanción de los precios del mercado en el MEM será de CUATROCIENTOS OCHENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (480$/MWh).

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese el presente acto a CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Juan Alberto Luchilo

e. 26/10/2018 N° 81037/18 v. 26/10/2018

Normativa del Año 2019

RESOL-2019-1-APN-SRRYME-MHA

Derogar, a partir del 1° de marzo de 2019, la resolución 19 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica - Establecer como GH en los términos de la presente Resolución a todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, exceptuando también a los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de Contratos Centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida sea destinada al cumplimiento de los citados contratos.

RESOL-2019-2-APN-SRRYME-MHA

Sustituir el texto del anexo III “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” del decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992, incorporado como anexo 16 Punto 2 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos), aprobados por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus normas modificatorias y complementarias, por el que, como Anexo I (IF-2019-13708436-APN-DGCLE#MHA), forma parte integrante de la presente resolución.

RESOL-2019-7-APN-SRRYME-MHA

Sustituir el texto del anexo III “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” y del apéndice A “Régimen Especial de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal con Recursos Provenientes del FEDEI o con otros Recursos Provinciales” del decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992 obrante como Anexo I de la resolución 2 del 7 de marzo de 2019 por el Anexo I que integra la presente medida.

RESOL-2019-9-APN-SRRYME-MHA

Aprobar la reprogramación trimestral de verano para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), mediante su Nota B-135394-1 del 7 de febrero de 2019 (IF-2019-07616465-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2019-14-APN-SRRYME-MHA

Aprobar la Programación Estacional de Invierno definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), mediante la nota B-138027-1 del 26 de abril de 2019 (IF-2019-39130708-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2019-17-APN-SRRYME-MHA

Establecer que el descuento de la energía recibida en concepto de regalía, hasta el veinte por ciento (20%) de la energía facturada al Agente Distribuidor, en virtud de lo dispuesto por el artículo 15 de la resolución 20 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Energía y Minería, se efectuará siempre que el Agente Distribuidor pertenezca al Sector Público Provincial y la provincia hubiere destinado la energía percibida a satisfacer la demanda dentro de su jurisdicción.

RESOL-2019-22-APN-SRRYME-MHA

Sustituir el apartado 4.1.2. “Procedimiento para Agentes Distribuidores que no están en áreas de concesión de DISTRO que toman parte de su demanda desde una DISTRO” del anexo II, de la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, por el que como Anexo IF-2019-62606144-APN-SSME#MHA se aprueba en este acto, incorporándose al

mismo el apartado 4.1.3 titulado “Procedimientos para una DISTRO que toma parte de su demanda desde otra DISTRO”.

RESOL-2019-25-APN-SRRYME-MHA

Convocar a los Agentes generadores, que hayan contratado en el marco de la Resolución 287 del 10 de mayo de 2017 de la Ex Secretaria de Energía Eléctrica dependiente del Ex Ministerio de Energía y Mineria en el término de 30 días de publicada la presente, a manifestar la fecha prevista de habilitación comercial (FPHC) de sus respectivos proyectos.

RESOL-2019-26-APN-SRRYME-MHA

Aprobar la Reprogramacion Estacional de Invierno Definitiva para el MEM, elevada por la CAMMESA, mediante la Nota B-141559-1 del 8 de agosto de 2019 (IF-2019-71075884-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al periodo comprendido entre el 1° de agosto y el 31 de octubre de 2019, calculada segun “Los Procedimientos para la Programación de la Operacion, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios”, Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaria de Energía Eléctrica dependiente del Ex Ministerio de Económia y Obras y Servicios Públicos y sus Modificatorias y Complementarias.

RESOL-2019-29-APN-SRRYME-MHA

Establecer que la falta de pago integro y en termino de los montos facturados a los Agentes del MEM obligara al deudor al pago de un recargo del 1% por cada dia de atraso, calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga, teniendo como tope los recargos previstos en el Punto 5.5 cobranza a los deudores de Los Procedimientos para la Programacion de la Operacion, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios, Los Procedimientos aprobados como Anexo I por la Resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la Ex Secretaria de Energía Eléctrica dependiente del Ex Ministerio de Económia y Obras y Servicios Públicos y sus modificaciones.

RESOL-2019-38-APN-SRRYME-MHA

Aprobar la Programacion Estacional de Verano Definitiva para el MEM, Elevada por CAMMESA, mediante la nota B-143521-1 del 3 de octubre de 2019 correspondiente al periodo comprendido entre el 1° de noviembre de 2019 y el 30 de abril de 2020, calculada según “Los Procedimientos para la Programacion de la Operación, el Despacho de cargas y el Cálculo de Precios”, Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la Ex Secretaria de Energía eléctrica dependiente del ex ministerio de económia y obras y servicios públicos y sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2019-41-APN-SRRYME-MHA

Aprobar los proyectos de ampliacion a incluir en el plan de Expansión del SIstema de Transporte 2019-2023 EN 500 KV y Obras Complementarias Etapa I, identificada como TRANSPORTAR 1.

RESOL-2019-45-APN-SRRYME-MHA

Aprobar la metodología para la elaboracion del Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica en extra Alta Tensión y por Distribución Troncal que como Anexo I forma parte integrante de este acto.

RESOL-2019-47-APN-SRRYME-MHA

Modificar el ArtÍculo 3° del “Estatuto del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal” aprobado, como Anexo I, por la Resolución 174 del 30 de junio de 2000 de la Ex Secretaría de Energía dependiente del entonces Ministerio de Económia.

RESOL-2019-49-APN-SRRYME-MHA

Modificar el Artículo 4° de la Resolución 47 del 25 de noviembre de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Electrico dependiente de la SEcretaria de Gobierno de Energia del Ministerio DE Hacienda. Modificar el Artículo 3° de la Resolución 48 del 25 de noviembre de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

RESOL-2019-1-APN-SGE-MHA

Delegar en la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética el ejercicio de las siguientes funciones- Dictar los actos necesarios y las normas aclaratorias y complementarias relativos al Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y al Procedimiento para el Control de las Inversiones y la Aplicación de los Beneficios Fiscales, aprobados por la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería

RESOL-2019-52-APN-SGE-MHA

Establecer que los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, podrán solicitar una prórroga de las Fechas Programadas de Avance de Obras

RESOL-2019-81-APN-SGE-MHA

Llamar a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV", el cual comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias, y la posterior prestación de los servicios de operación y mantenimiento, bajo el régimen de la ley 27.328 y su decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios para el Proyecto de Participación Público-Privada denominado "Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV".

RESOL-2019-82-APN-SGE-MHA

Convocar a la presentación de manifestaciones de interés para la construcción de un nuevo gasoducto, o la ampliación significativa de la capacidad de transporte existente, para la evacuación de gas natural producido en la cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral, con potencial para desplazar volúmenes significativos de gas natural licuado (GNL) importado, conforme a los términos de referencia que integran este acto como anexo (IF-2019-13785008-APN-SSHYC#MHA).

RESOL-2019-90-APN-SGE-MHA

Sustituir el artículo 1° de la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA) por el siguiente:

Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3"– con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprueba por el artículo 2° de esta resolución".

RESOL-2019-230-APN-SGE-MHA

Sustituir el artículo 11 del anexo a la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM) por el siguiente:

"MANTENIMIENTO DE LA PRIORIDAD OTORGADA. La prioridad asignada a favor de los proyectos se aplicará siempre que la central respectiva obtenga la habilitación comercial de acuerdo con Los Procedimientos, en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses, contado desde la fecha en la que el OED comunicó la asignación de prioridad, según lo previsto en el primer párrafo del artículo anterior, o bien, en el plazo de habilitación comercial declarado en el caso previsto en el artículo 9° de este anexo. Vencido el plazo aplicable, y sus eventuales prórrogas conforme lo previsto en este artículo, quedará sin efecto en forma automática la prioridad de despacho asignada y se ejecutará la caución constituida.

RESOL-2019-293-APN-SGE-MHA

Facultar a UESTY a actuar en Caracter de Iniciador InstitucionaL y/o Ente Contratante del Sector Público Nacional en el marco de Los Procesos de Ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal del Marco Regulatorio Eléctrico, incluyendo los efectuados mediante la Ley 27.328 y sus normas reglamentarias y complementarias, según le instruya la Secretaria de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Gobierno de Energía.

RESOL-2019-414-APN-SGE-MHA

Sustituir el Anexo I Y II de la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex ministerio de energia y mineria. derogar el articulo 9° de la Resolucion 230 del 26 de abril de 2019 de esta Secretaria de

Gobierno de ENergia. Ratificar la Nota NO-2019-49029829-APN-SSERYEE#MHA del 24 de mayo de 2019 de la Subsecretaria de Energias Renovables y Eficiencia Energetica

RESFC-2019-3-APN-SGE-MHA

Prorrogar la vigencia de los Mecanismos y Descuentos establecidos en la Resolución Conjunta 1 DEL 16 de mayo de 2017 del Ex Ministerio de Energia y Mineria y del Ex Ministerio de Producción, para aquellas empresas que hubieran resultado beneficiarias de los descuentos previstos en los Articulos 1° y 2° de la citada Resolución o del Precio Diferencial Previsto en su Artículo 4°, y se encontraren en curso normal de cumplimiento de las previsiones dispuestas en el Anexo v de la referida medida, a PARTIR del 31 de diciembre de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, inclusive.

RESOL-2019-570-APN-SGE-MHA

Rectificar los errores materiales incurridos en la columna de “Potencia Ofertada (MW)” del Anexo II (IF-2017-29429858-APN-SSER#MEM) de la Resolucion 450 del 23 de noviembre de 2017 del Ex Ministerio de Energia y Mineria. Rectificar los errores materiales incurridos en la columna de “Precio Adjudicado [US$/MWH]” del Anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) de la Resolución 473 del 30 de noviembre de 2017 del Ex Ministerio de Energia y Mineria.

RESOL-2019-580-APN-SGE-MHA

Designar a la UESTEE como Ente Contratante del Proyecto de Participacion Público-Privada Denominado “Lineas de Transmisión – Etapa I: Linea de Extra Alta Tension 500 V E.T. Rio Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y Obras Complementarias en 132 KV”, la cual comprende la Interconexion Electrica en 500 KV E.T. Rio Diamante – E.T. Charlone y Obras Complementarias, y la posterior prestacion de los servicios de OPeracion y Mantenimiento, bajo el Régimen de la Ley 27.328 y su Decreto Reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios.

RESGC-2019-4618-E-AFIP-AFIP

Impuestos varios. Regimen de Fomento para el uso de Fuentes Renovables de Energia destinada a la Producción de Energia Eléctrica. Leyes Nros. 26.190 y 27.191. Certificado Fiscal. su Implementacion.

RESOL-2019-701-APN-SGE-MHA

Instruir, en los términos del inciso 1 del articulo 12 del anexo II al Decreto 531 del 30 de marzo de 2016, a CAMMESA a celebrar - en reparación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM -, Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con Cauchari Solar II S.A.U. y Cauchari Solar III S.A.U. por los proyectos denominados Cauchari Solar IV y Cauchari Solar V por una potencia contratada de 100 MW cada uno, de conformidad con el modelo de Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que como anexo integra esta resolución.

RESFC-2019-4-APN-SGE-MHA

Sustituyese el Articulo 5° de la Resolución Conjunta N° 1 de fecha 28 de septiembre de 2017 del Ex Ministerio de Energía y Mineria y del Ex Ministerio de Producción.

DI-2019-5-APN-SSME-MHA

Reconocer las acreencias por aplicación de la resolución 406 del 8 de septiembre de 2003 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, conforme a lo informado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), a Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA), por la suma de un mil ciento setenta y cuatro millones ochocientos sesenta y tres mil quinientos pesos ($ 1.174.863,500), respecto de la comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la energía proveniente de Entidad Binacional Yacyretá (EBY) por las transacciones económicas de junio a septiembre de 2018, incluyendo dicho importe las regalías de las provincias de Corrientes y Misiones; y cuarenta y siete millones cuarenta y cinco mil novecientos setenta y nueve pesos ($ 47.045.979) por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, por las transacciones económicas de junio a septiembre de 2018 en el marco de las leyes 24.954 y 25671.

DI-2019-28-APN-SSERYEE-MHA

Aprobar las normas complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública creado por la ley 27.424 y su modificatoria, reglamentado por el decreto 986 del 1 de noviembre de 2018 y por la resolución 314 del 21 de diciembre de 2018 de la

Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, que como anexo integra la presente disposición.

DI-2019-83-APN-SSERYEE-MHA

Aprobar el “Procedimiento para la Obtencion del Certificado de Crédito Fiscal del Regimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energias Renovables”.

DI-2019-84-APN-SSERYEE-MHA

Determinar la Calificación de las Ofertas presentadas en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional E Internacional para la contratacion en el MEM de Energia Eléctrica de Fuentes Renovables de Generación –El “PROGRAMA RENOVAR – MINIREN/RONDA 3”– efectuada mediante la Resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), Modificada por la Resolucion 90 del 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la Secretaria de Gobierno de Energia dependiente del Ministerio de hacienda, conforme se detalla en el Anexo.

DI-2019-91-APN-SSERYEE-MHA

Rechazar el Recurso de Reconsideracion interpuesto en los términos de los Articulos 84 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72. T.O. 2017, por la oferente LEDESMA S.A.A.I. contra la Disposicion 84 del 12 de julio de 2019 de esta Subsecretaria de Energias Renovables y Eficiencia Energética.

DI-2019-96-APN-SSERYEE-MHA

Prorrogar por el 30 dias corridos, contados desde el 12 de agosto de 2019, el plazo establecido en el Artículo 5° de la Disposición 91 del 2 de agosto de 2019 de esta Subsecretaria de Energias Renovables y Eficiencia Energetica, a los efectos previstos en la citada norma.

DI-2019-111-APN-SSERYEE-MHA

Sustituir el Artículo 19 de la Disposicion 1 del 9 de enero de 2018 de la Ex Subsecretaria de Energias Renovables dependiente del Ex Ministerio de Energia y Mineria

DI-2019-122-APN-SSERYEE-MHA

Dar por prorrogado el plazo dispuesto por el Articulo 1° de la Disposicion 96 del 12 de agosto de 2019 de esta Subsecretaria (DI-2019-96-APN-SSERYEE#MHA), desde el 11 de septiembre de 2019 hasta los diez (10) dias corridos contados desde la publicacion de la presente Disposicion, a los efectos previstos en el articulo 5 de la Disposicion 91 del 2 de agosto de 2019 de esta Subsecretaria.

RESOLUCIÓN 2019-12-APN-MDP

Derogase, a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolucion N° 70 de fecha 6 de noviembre de 2018 de la Ex Secretaria de Gobierno de Energia del Ex Ministerio de Hacienda. restablecese, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del Artículo 8° de la Resolucion N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la Ex Secretaria de Energía del Ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Publica y Servicios.

RESOL-2019-1-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.067 del 01/03/2019

BUENOS AIRES, 28 DE FEBRERO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-12080665-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que a través del decreto 134 del 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería a elaborar un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que, con el objetivo de incrementar la disponibilidad del equipamiento de generación existente no comprometida en cualquier tipo de contrato, se adecuó el esquema de remuneración de los Agentes Generadores para incrementar el mantenimiento y aumentar la disponibilidad de sus equipos mediante compromisos de mediano plazo a través de la resolución 19 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Energía y Minería.

Que la remuneración de los Agentes Generadores, conforme a las pautas establecidas por la resolución 19/2017 de la citada secretaría, se estableció al efecto de sostener, provisoriamente, la operación y mantenimiento de las máquinas y centrales alcanzadas por dicha norma, hasta la progresiva entrada en vigencia de las medidas regulatorias bajo evaluación del Poder Ejecutivo Nacional, para la normalización del funcionamiento del MEM.

Que el desarrollo del programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación instruido por el decreto 134/2015, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, permitió incrementar la disponibilidad de generación, propiciando las inversiones necesarias para la incorporación de nueva generación firme eficiente, realizada en el marco de las resoluciones 21 del 22 de marzo de 2016 y 287 del 10 de mayo de 2017 ambas de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) propenden a asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas en la ley 24.065, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino.

Que, finalizada la emergencia del Sector Eléctrico Nacional el 31 de diciembre de 2017, es necesario orientar los mecanismos regulatorios, que permitan gradualmente ordenar el Sector Eléctrico Nacional con los principios rectores contenidos en las leyes 15.336 y 24.065 que integran el Marco Regulatorio Eléctrico.

Que, en virtud de los referidos principios es necesario adecuar la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato, hacia mecanismos de eficiencia, promoviendo un régimen de mayor libertad y competencia en el MEM.

Que a tal efecto, y a fin de asegurar la sustentabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista, es necesario adaptar los criterios de remuneración establecidos en la resolución 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, a condiciones económicamente razonables, eficientes y que sean asignables y/o trasladables a la demanda.

Que el sistema de remuneración que se aprueba por la presente, será de aplicación transitoria y hasta tanto se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre contratación entre la oferta y demanda, y un funcionamiento técnico, económico y operativo que posibilite la integración de las diferentes tecnologías de generación para asegurar un sistema confiable y de mínimo costo.

Que a su vez, resulta conveniente establecer la remuneración de las generadoras administradas por entes binacionales y reconocer sus ingresos en función de sus respectivos costos operativos, por lo que se fija un esquema de remuneración para las centrales eléctricas binacionales de Yacyretá y Salto Grande que permita reconocer los costos operativos y de mantenimiento totales, así como los asociados a los convenios internacionales vigentes.

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico ha tomado la intervención que le compete.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Derogar, a partir del 1° de marzo de 2019, la resolución 19 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

ARTÍCULO 2°.- Establecer como Generadores Habilitados (GH) en los términos de la presente Resolución a todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, exceptuando también a los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de Contratos Centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida sea destinada al cumplimiento de los citados contratos.

ARTÍCULO 3°.- Establecer el esquema de disponibilidad garantizada de potencia de acuerdo a la metodología definida en el Anexo I “Disponibilidad Garantizada de Potencia” (IF-2019-12369397-APN-DNGT#MHA).

ARTÍCULO 4°.- Establecer el esquema de remuneración de la Generación Habilitada Térmica (GHT) de acuerdo a la metodología y remuneración definidas en el Anexo II “Remuneración de la Generación Habilitada Térmica” (IF-2019-12368761-APN-DNGT#MHA).

ARTÍCULO 5°.- Establecer el esquema de remuneración de la Generación Habilitada Hidráulica (GHH) y a partir de otras fuentes de energía (GHR) de acuerdo a la metodología y remuneración definidas en el Anexo III “Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a Partir de Otras Fuentes de Energía” (IF-2019-12369215-APN-DNGT#MHA).

ARTÍCULO 6°.- Establecer la metodología de remuneración de las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande, según lo establecido en el Anexo IV “Remuneración de Centrales Hidráulicas Binacionales” (IF-2019-12369094-APN-DNGT#MHA)

ARTÍCULO 7°.- Establecer que la recuperación de los montos asociados a los financiamientos otorgados oportunamente para la ejecución de mantenimientos no recurrentes, mayores y/o extraordinarios, conforme lo establecido en las resoluciones 146 del 23 de octubre de 2002 y 529 del 20 de mayo de 2014 ambas de la ex Secretaría de Energía, a los Generadores Habilitados definidos en el artículo 1° de la presente, será realizado según lo estipulado en el Anexo V “Repago/Devolución de Financiamientos para Mantenimientos Mayores y/o Extraordinarios” (IF-2019-12368941-APN-DNGT#MHA).

ARTÍCULO 8°.- El OED convertirá los valores nominados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS ARGENTINOS, utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación ‘A’ 3500 (Mayorista)”, del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.

ARTÍCULO 9°.- Facultar a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

ARTÍCULO 10.- La presente medida entrará en vigencia y será de aplicación a partir del 1° de marzo de 2019.

ARTÍCULO 11.- Notificar a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

ARTÍCULO 12.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 01/03/2019 N° 13063/19 v. 01/03/2019

Fecha de publicación 01/03/2019

ANEXO 1

ANEXO 2

ANEXO 3

ANEXO 4

ANEXO 5

NO-2019-46631495-APN-SSME-MHA

NO-2019-56073326-APN-SSME-MHA

RESOL-2019-2-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.071 del 11/03/2019

BUENOS AIRES, 07 DE MARZO DE 2019

Visto el expediente EX-2018-50797180-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 15.336, 24.065, 27.191 y 27.328, y

CONSIDERANDO:

Que la energía eléctrica constituye un insumo fundamental para una adecuada calidad de vida de los habitantes y el desarrollo del país, por lo que su regulación requiere adoptar medidas de largo plazo, a ser implementadas de forma estratégica e integral.

Que el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las leyes 15.336 y 24.065 conforma una infraestructura regulatoria suficiente y adecuada para efectuar, mediante normas de menor rango, las adaptaciones necesarias que permitan establecer pautas claras y estables, tanto de naturaleza reglamentaria como contractual, para el reordenamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el mantenimiento y ampliación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que la ley 24.065 prescribe, razonablemente y con carácter general, que el precio a pagar por la demanda en el MEM debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de su abastecimiento tanto de energía eléctrica (productos energía y potencia), como de transporte (servicios de transmisión y transformación).

Que en tal sentido, por la resolución 1085 del 28 de noviembre de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-1085-APN-SECEE#MEM), se aprobó la metodología de distribución del costo por operación y mantenimiento del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal en el MEM.

Que dicha norma, con explícito sustento en lo prescrito en el artículo 36 de la ley 24.065 se ordena a favorecer el desarrollo de nuevas instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica interconectado, necesarias para la prestación del servicio a usuarios del MEM en condiciones de calidad y seguridad adecuadas.

Que de acuerdo al procedimiento que dicha norma establece, usualmente denominado de “estampillado”, para la distribución de los costos del servicio de transporte eléctrico, tanto para Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, los mismos se asignan entre los usuarios, en orden a su respectiva demanda o aporte de energía, según el caso.

Que asimismo prescribe la citada resolución que los Agentes Generadores abonarán un cargo de transporte que será un valor representativo de los costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación dedicado a la vinculación del respectivo agente generador al sistema, considerando el nivel de tensión y características del vínculo.

Que a tal efecto corresponde distinguir entre los Agentes Generadores, aquellos que han adquirido a costo propio el equipamiento de Conexión y Transformación con que se vinculan al sistema, de los que no lo han adquirido a costo propio.

Que atendiendo a lo dispuesto por la citada resolución se ha realizado una revisión y adecuación de ciertas disposiciones de los Reglamentos del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista incorporados a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista aprobados como anexo I por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica (Los Procedimientos).

Que en tal sentido se considera necesario introducir modificaciones en los anexos 16, 18 y 19, y disponer además la suspensión de la aplicación del anexo 28 de Los Procedimientos.

Que a su vez, teniendo en cuenta que las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en el MEM, regidas por los reglamentos aprobados por decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992 y sus modificatorias y complementarias incorporadas a Los Procedimientos, son contratos entre privados y bajo un régimen de derecho privado, por una parte, y atendiendo a que, por otra parte, la Ley de Presupuesto 27.431 en su planilla A, anexa al artículo 59, prevé la incorporación de ciertas obras de ampliación a ser contratadas en el marco de la ley 27.328 de Obras Públicas bajo el Régimen de Participación Público-Privada (Régimen PPP) que son contratos con entes públicos y en un marco de

derecho público, resulta necesario incorporar a Los Procedimientos un anexo específico con las disposiciones necesarias para su implementación en el MEM.

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Sustituir el texto del anexo III “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” del decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992, incorporado como anexo 16 Punto 2 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos), aprobados por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus normas modificatorias y complementarias, por el que, como Anexo I (IF-2019-13708436-APN-DGCLE#MHA), forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2º.- Sustituir el texto del anexo 18 “Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión” de Los Procedimientos, por el que, como Anexo II (IF-2018-60639587-APN-DGCLE#MHA), forma parte de la presente resolución.

ARTÍCULO 3º.- Sustituir el texto del anexo 19 “Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal y por Prestadores No Transportistas de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica” de Los Procedimientos, por el que, como Anexo III (IF-2019-12154167--APN-DGCLE#MHA) forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 4º.- Suspender la aplicación del anexo 28 de Los Procedimientos.

ARTÍCULO 5º.- Instruir a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a prestar toda la colaboración necesaria a efectos de cumplir los objetivos establecidos en la presente resolución.

ARTÍCULO 6º.- La presente Resolución entrará en vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 7º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 11/03/2019 N° 14290/19 v. 11/03/2019

ANEXO 1

ANEXO 2

ANEXO 3

RESOL-2019-7-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.083 del 27/03/2019

BUENOS AIRES, 26 DE MARZO DE 2019

Visto el expediente EX-2018-50797180-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 15.336, 24.065, 27.191, 27.328, y

CONSIDERANDO:

Que en el Expediente citado en el Visto se dictó la resolución 2 del 7 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico por la cual se aprobaron las modificaciones al texto del anexo III del "Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica" del decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992, incorporado como anexo 16 Punto 2 de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (Los Procedimientos), aprobados por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus normas modificatorias y complementarias.

Que, asimismo, también se sustituyó el texto del anexo 18 "Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión" obrante como Anexo II de dicha norma y del anexo 19 "Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal y por Prestadores No Transportistas de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica" obrante como Anexo III de la misma, ambos de Los Procedimientos.

Que a efectos del cumplimiento de los objetivos establecidos en dicha norma, resulta necesario complementar lo allí dispuesto y proceder con la sustitución del texto de los Anexos I, II, III de la misma.

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Sustituir el texto del anexo III "Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica" y del apéndice A "Régimen Especial de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal con Recursos Provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI) o con otros Recursos Provinciales" del decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992 obrante como Anexo I de la resolución 2 del 7 de marzo de 2019 por el Anexo I (IF-2019-18172009-APN-SSME#MHA) que integra la presente medida.

ARTÍCULO 2º.- Sustituir el texto de los anexos II y III de la resolución 2 del 7 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, por los anexos II (IF-2019-17593557-APN-SSME#MHA) y III (IF-2019-18168794-APN-SSME#MHA), que integran la presente medida.

ARTÍCULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 27/03/2019 N° 19947/19 v. 27/03/2019

ANEXO 1

ANEXO 2

ANEXO 3

RESOL-2019-9-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.088del 04/04/2019

BUENOS AIRES, 03 DE ABRIL DE 2019

Visto el expediente EX-2019-07583909-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que el capítulo II de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos), descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias, establece que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), deberá obtener la programación estacional del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación y determinar para cada distribuidor, gran usuario y autogenerador, los precios estacionales que pagará por su compra en el MEM.

Que antes de finalizar el primer trimestre del período estacional, el OED debe realizar la reprogramación trimestral para calcular los precios para el segundo trimestre, ajustando los datos utilizados para determinar la previsión indicativa en la correspondiente programación estacional.

Que a través de la nota B-135394-1 del 7 de febrero de 2019, CAMMESA elevó a la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, para su aprobación, la reprogramación trimestral definitiva para el período febrero-abril de 2019.

Que por su parte, la resolución 366 del 27 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-366-APN-SGE#MHA) estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el anexo I de esa medida, para el período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del agente distribuidor.

Que la Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista dependiente de la Subsecretaría de Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 35 y 36 de la ley 24.065 y el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar la reprogramación trimestral de verano para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), mediante su Nota B-135394-1 del 7 de febrero de 2019 (IF-2019-07616465-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Notificar a CAMMESA, al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 3°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

e. 04/04/2019 N° 22140/19 v. 04/04/2019

RESOL-2019-14-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.104del 30/04/2019

BUENOS AIRES, 29 DE ABRIL DE 2019

Visto el expediente EX-2019-39122448-APN-DGDOMEN#MHA y las leyes 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la disposición 97 del 24 de octubre de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (DI-2018-97-APN-SSEE#MHA) se aprobó la Programación Estacional de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y el 30 de abril de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

Que la resolución 366 del 27 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-366-APN-SGE#MHA) estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM, para el período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2019, y para los dos períodos trimestrales posteriores comprendidos entre el 1° de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con relación a la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del agente distribuidor.

Que el capítulo II de Los Procedimientos establece que CAMMESA, en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), deberá obtener la programación estacional del MEM basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación y determinar para cada distribuidor, gran usuario y autogenerador, los precios estacionales que pagará por su compra en el MEM.

Que a través de la nota B-138027-1 del 26 de abril de 2019 (IF-2019-39130708-APN-DGDOMEN#MHA), CAMMESA elevó a la Secretaría de Gobierno de Energía, para su aprobación, la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM para el período mayo-octubre de 2019.

Que, consecuentemente, corresponde a esta secretaría aprobar dicha Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM para el período mayo-octubre de 2019.

Que a su vez, en consideración de las medidas adoptadas por el Estado Nacional con relación a las tarifas de los servicios públicos del sector residencial, resulta conveniente modificar los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que fueron establecidos por la citada resolución 366/2018, para los trimestres comprendidos entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019.

Que teniendo en cuenta lo expresado precedentemente resulta necesario reagrupar las categorías de usuarios en Residenciales, demandas menores a 300 kW -No Residencial- y demandas mayores a 300 kv –GUDI-, manteniendo para el sector residencial idénticos precios a los establecidos para el trimestre febrero-mayo 2019 en la resolución 366/2018.

Que a los efectos de un adecuado direccionamiento de los subsidios a la tarifa de los usuarios, los volúmenes de energía eléctrica adquiridos, a ser informados por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Electricidad, deberán ser respaldados por los entes reguladores o autoridades locales con competencia en cada jurisdicción.

Que la Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista dependiente de la Subsecretaría de Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 35 y 36 de la ley 24.065 y el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar la Programación Estacional de Invierno definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), mediante la nota B-138027-1 del 26 de abril de 2019 (IF-2019-39130708-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establecer, durante el período comprendido entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el anexo (IF-2019-39614802-APN-DNRMEM#MHA) que integra la presente medida.

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET), son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido por la resolución 137 del 30 de noviembre de 1992 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

ARTÍCULO 3°.- Establecer la continuidad de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, establecidos mediante la disposición 75 del 31 de julio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía (DI-2018-75-SSEE#MEN).

ARTÍCULO 4°.- Instruir al Organismo Encargado de Despacho (OED) a que efectúe la notificación a los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, de las adecuaciones que deberán introducir en sus declaraciones conforme lo establecido en la presente norma, debiendo informar al OED, mensualmente y dentro de los plazos que para ello defina, la energía suministrada a los usuarios residenciales alcanzados por lo dispuesto en la presente, a los efectos de su incorporación a las Transacciones Económicas del MEM.

ARTÍCULO 5°.- Establecer que las declaraciones que se efectúen en virtud de la presente, deberán ser respaldadas por el ente regulador o autoridad local con competencia en cada jurisdicción.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese el presente acto a CAMMESA, al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 30/04/2019 N° 29171/19 v. 30/04/2019

ANEXO 1

RESOL-2019-17-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.138 del 19/06/2019

BUENOS AIRES, 14 DE JUNIO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-18061382-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que por medio del artículo 15 de la resolución 20 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Energía y Minería se habilitó a las provincias con derecho a percibir la compensación prevista en el artículo 43 de la ley 15.336, en concepto de "regalías hidroeléctricas", que optasen por cobrarlas en especie en el marco de lo dispuesto en el artículo 8° de la ley 24.065 y que ejerzan la opción de cobrarlas en energía, para aplicar los créditos mensuales correspondientes a la comercialización de esa energía en el Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al pago de las facturas adeudadas por los Agentes Distribuidores de energía eléctrica bajo su jurisdicción correspondientes al mismo mes de Transacción Económica, hasta un máximo equivalente al veinte por ciento (20%) de la energía adquirida en el MEM por esos agentes en cada mes.

Que esa secretaría, a través de la nota NO-2018-05244067-APN-SECEE#MEM del 31 de enero de 2018, estableció que aquellas provincias que ejerzan la opción de cobrar la compensación prevista en el artículo 43 de la ley 15.336 en especie, que especifiquen que la destinarán a satisfacer la demanda dentro de su jurisdicción y cuyo Agente Distribuidor forme parte del Sector Público Provincial, podrán efectuar el descuento de la energía recibida en concepto de regalía, hasta un veinte por ciento (20%) de la energía facturada al Agente Distribuidor.

Que corresponde precisar la metodología de implementación de lo dispuesto en el artículo 15 de la referida resolución 20/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, y establecer los criterios de vigencia de la habilitación efectuada, teniendo en consideración además la solicitud que cada provincia realice y la limitación prevista en el punto 5.2.5. de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" (Los Procedimientos), aprobados como anexo I por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica que, en su último párrafo, prescribe que ninguna re-facturación podrá considerar períodos que excedan el lapso de cuatro (4) meses contados retroactivamente a partir del cierre de la última transacción económica mensual ejecutada y facturada.

Que consecuentemente, la habilitación efectuada por la mencionada resolución 20/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica no podrá extenderse por un plazo mayor al previsto en el punto 5.2.5 de Los Procedimientos desde la fecha en que cada provincia haya solicitado a la Secretaría de Gobierno de Energía cobrar en especie la compensación prevista en el artículo 43 de la ley 15.336.

Que la re-facturación que corresponda, producto de la implementación de lo dispuesto en el artículo 15 de la resolución 20/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, sólo se realizará hasta cuatro (4) meses anteriores a la solicitud de la provincia de percibir las regalías en especie.

Que a efectos de la aplicación de este acto, la provincia que hubiere solicitado percibir las regalías en especie, o aquella que lo haga en el futuro, deberá requerir expresamente la refacturación conforme con lo previsto en los párrafos anteriores.

Que asimismo, se considera oportuno aumentar el porcentaje que podrá ser descontado de la energía percibida en concepto de regalías, hasta un máximo equivalente al treinta por ciento (30%) de la energía facturada al Agente Distribuidor a partir de junio de 2019.

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado de este acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35, 36 y 85 de la ley 24.065, el artículo 15 de la resolución 20 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Energía y Minería, y el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda.

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establecer que el descuento de la energía recibida en concepto de regalía, hasta el veinte por ciento (20%) de la energía facturada al Agente Distribuidor, en virtud de lo dispuesto por el artículo 15 de la resolución 20 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Energía y Minería, se efectuará siempre que el Agente Distribuidor pertenezca al Sector Público Provincial y la provincia hubiere destinado la energía percibida a satisfacer la demanda dentro de su jurisdicción.

ARTÍCULO 2°.- Disponer que el descuento previsto en el artículo anterior, cuya aplicación rige desde la vigencia de la resolución 20/2017 de la citada ex Secretaría de Energía Eléctrica, se aplica a partir de la solicitud que cada provincia efectúe para cobrar en especie la compensación prevista en el artículo 43 de la ley 15.336.

ARTÍCULO 3°.- Establecer que la provincia que así lo requiera expresamente, podrá efectuar la compensación referida en el artículo 1° con una retroactividad de hasta cuatro (4) meses desde la solicitud que presente o hubiera presentado, a la que refiere el artículo precedente.

ARTÍCULO 4°.- Establecer que a partir de la transacción económica del mes de junio del corriente año, el descuento de la energía recibida en concepto de regalía podrá incrementarse hasta el treinta por ciento (30%) de la energía facturada al Agente Distribuidor, en las mismas condiciones del artículo 1°.

ARTÍCULO 5°.- A efectos de realizar las compensaciones referidas en esta resolución, la provincia que hubiere solicitado percibir las regalías en especie, deberá solicitar expresamente -en uno u otro caso- la aplicación de lo resuelto en este acto.

ARTÍCULO 6°.- Facultar a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico a informar a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) la fecha a partir de la cual se aplicará el descuento correspondiente en cada caso, a resolver las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de esta resolución y a efectuar todas las comunicaciones que sean necesarias.

ARTÍCULO 7°.- Notificar el presente acto a CAMMESA.

ARTÍCULO 8°.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

RESOL-2019-22-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.159 del 23/07/2019

BUENOS AIRES, 20 DE JULIO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-62598161-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 15.336, 24.065, 27.191, 27.328, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobó el anexo III del “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” del decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992, incorporado como anexo 16 Punto 2 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos), aprobados por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus normas modificatorias y complementarias.

Que, asimismo, mediante la resolución 7/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico se aprobaron los anexos de Los Procedimientos números 18 “Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, por Distribución Troncal y PAFTT” y 19 “Ampliaciones de la Capacidad de Transporte bajo el Derecho Público Régimen PPP (Ley N°27.328)”, obrantes como anexo II y III de esa resolución respectivamente.

Que mediante el Título 4 “Determinación de los Precios Estabilizados a Agentes Distribuidores” del anexo 18 de Los Procedimientos, se determinan los precios estabilizados del transporte y la asignación de costos entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el mismo.

Que mediante el numeral 4.1.2 de dicho Título, denominado “Procedimiento para Agentes Distribuidores que no están en áreas de concesión de Distro que toman parte de su demanda desde una DISTRO” se establecieron los criterios destinados a la determinación del precio estabilizado del transporte para aquellos agentes distribuidores en los que su área de concesión de distribución se encuentra fuera de una Concesionaria de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO) y alimentan su demanda total o parcialmente desde esa Distro.

Que atendiendo a los proyectos de transporte en gestión en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) resulta necesario complementar lo regulado en el numeral 4.1.2 del Título 4 del Anexo 18 contemplando la posibilidad que el abastecimiento de la demanda de un Distribuidor o una DISTRO se produzca a través de la ampliación de la red de transporte que se originará desde una DISTRO externa a ese Distribuidor o DISTRO.

Que, asimismo, se han establecido en la resolución 7/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico para las diferentes modalidades de contratación, plazos máximos de períodos de amortización.

Que, atendiendo las características del tipo de inversiones que se requiere ampliar el sistema de transporte se estima conveniente extender dichos plazos de amortización hasta 20 años cuando se encuentre debidamente justificado.

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Sustituir el apartado 4.1.2. “Procedimiento para Agentes Distribuidores que no están en áreas de concesión de DISTRO que toman parte de su demanda desde una DISTRO” del anexo II, de la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, por el que como Anexo (IF-2019-62606144-APN-SSME#MHA) se aprueba en este acto, incorporándose al

mismo el apartado 4.1.3 titulado “Procedimientos para una DISTRO que toma parte de su demanda desde otra DISTRO”.

ARTÍCULO 2º.- Sustituir el artículo 16 del anexo I de la resolución 7/2019 Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico por el siguiente: “ARTÍCULO 16.- La SOLICITUD a que se hace referencia en el Artículo 15 precedente deberá contener la siguiente información:

a. Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del USUARIO con el SISTEMA DE TRANSPORTE,

b. Proyecto técnico de la AMPLIACIÓN propuesta. En el caso de AMPLIACIONES EN ESTACIONES transformadoras propuestas por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE, éstas deberán incluir además y según el caso, estudios de evaluación técnica, económica, de confiabilidad, seguridad, capacidad de transporte y/o respuesta del sistema eléctrico que justifiquen su iniciativa.

c. Para Ampliaciones impulsadas por el Iniciador Institucional, éste deberá acompañar la estimación de CANON ANUAL correspondiente.

d. En el caso de una AMPLIACIÓN EN ESTACIONES DE LA TRANSPORTISTA solicitada en los términos del Artículo precedente por LA TRANSPORTISTA o el TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE titular de la estación, éste deberá acompañar su solicitud con un presupuesto desglosado de las obras - ingeniería, inspección, provisión, montaje -, así como el CANON ANUAL correspondiente a la construcción de la misma y los costos de operación y mantenimiento que resultaren de su evaluación para dicha AMPLIACIÓN, pudiendo tener estos últimos como máximo, los valores regulados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

e. Estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD;

f. Información básica requerida por la Autoridad Regulatoria al ejercer las facultades regladas por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065;

g. Detalles de los contratos de suministro de energía eléctrica que el SOLICITANTE tenga condicionados a la SOLICITUD;

h. Toda otra información relevante para evaluar la SOLICITUD.”.

ARTÍCULO 3º.- Sustituir el artículo 22 del anexo I, de la resolución 7/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico por el siguiente:

“ARTÍCULO 22.- De no existir oposición o habiendo sido rechazada conforme a lo establecido en el Artículo anterior, el ENRE aprobará la SOLICITUD DE AMPLIACIÓN, inclusive el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, que no podrá ser superior a los QUINCE (15) años y el CANON ANUAL propuesto.

Dependiendo de las características de la ampliación y de su modalidad de contratación, el período de amortización podrá extenderse hasta VEINTE (20) años debiendo contar con la justificación correspondiente y la previa autorización de parte de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Secretaría de Gobierno de Energía.

A su vez, otorgará el CERTIFICADO DE CONVENIENCIA Y NECESIDAD PÚBLICA de la AMPLIACIÓN, quedando habilitada LA TRANSPORTISTA a definir los términos de la LICENCIA TÉCNICA requerida para su ejecución, dentro de los TREINTA (30) días cuando así correspondiere.”.

ARTÍCULO 4º.- Sustituir el texto del artículo 27 apartado a) del anexo I, de la resolución 7/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico por el siguiente:

“a. Durante el PERÍODO DE AMORTIZACIÓN, cuya extensión aprobará el ENRE y que no podrá exceder de los plazos establecidos en el Artículo 22 de la presente, contando la misma a partir de la fecha de puesta en servicio comercial de la AMPLIACIÓN, la remuneración será mensual e igual a la doceava parte del CANON ANUAL aprobado.”

ARTÍCULO 5º.- Establecer que la presente regirá a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 6º.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 23/07/2019 N° 53063/19 v. 23/07/2019

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

ANEXO

4.1.2. Procedimiento para Agentes Distribuidores que no están en áreas de concesión de DISTRO que toman parte de su demanda desde una DISTRO

Para un Agente Distribuidor que no esté en una DISTRO, que tome parte de su demanda de energía eléctrica de una Distro "N", mediante instalaciones del Sistema de Transporte Existente, se determinará el cargo de transporte correspondiente a dicha Distro "N" en función de la demanda prevista a tomar de la misma y el Precio Estabilizado por Distribución Troncal correspondiente a esa Distro "N".

Para el Agente Distribuidor "a" se calcula el monto correspondiente a los cargos de transporte de la Distro "N" de la cual se abastece parcialmente, aplicando la misma ecuación del apartado 4.1.1, adaptándola de la siguiente manera:

$$MDPADa\ DistroN = PEDT\ DistroN \times DEPAa\ DistroN$$

Siendo:

MDPADa DistroN: *Monto correspondiente a la Demanda Prevista a Abastecer del Distribuidor "a" en la Distro "N".*

PEDT DistroN: *Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro "N".*

DEPAa DistroN: *Demanda Estacional Prevista a Abastecer del Agente Distribuidor "a" en la Distro "N".*

El Precio Estabilizado de Distribución Troncal que pagará el Agente Distribuidor "a" por su vinculación parcial a una Distro "N" será:

$$PEDTADa = \frac{PEDT\ DistroN \times DEPAa\ DistroN}{DETPDa}$$

Siendo:

PEDTADa: *Precio Estabilizado de Distribución Troncal para el Agente Distribuidor "a"*

PEDT DistroN: *Precio Estabilizado de Distribución Troncal para la Distro "N".*

DEPAa DistroN: *Demanda Estacional Prevista a Abastecer del Agente Distribuidor "a" en la Distro "N".*

DETPDa: *Demanda Estacional Total Prevista a Abastecer para el Agente Distribuidor "a".*

Cuando la vinculación con el Agente Distribuidor externo a la DISTRO "N" deba concretarse realizando una Ampliación del Sistema de Transporte desde dicha DISTRO "N", o bien, cuando la instalación del Sistema de Transporte Existente con la cual éste Agente toma parte de su demanda de energía eléctrica requiera ser ampliada, mediante un Contrato COM o un Contrato de Ampliación PPP, el CANON correspondiente a dicha Ampliación deberá ser remunerado por las demandas de la Distro y del Agente Distribuidor cuya área de concesión sea externa a la DISTRO en función al valor de los activos que estén ubicados en cada una de ellas.

A esos efectos se determinará un Precio Estabilizado de Distribución Troncal para el Agente Distribuidor "a" que permitirá recuperar el valor mensual del CANON de la Ampliación antes referida.

El Precio Estabilizado de Distribución Troncal que pagará el Agente Distribuidor "a" por su vinculación a una Distro "N" mediante la Ampliación en cuestión será:

$$PEDTADa = \frac{PARTI\ (CANON)}{DETPDa}$$

Donde PARTI (CANON) será la parte del canon mensual de la Ampliación destinada a abastecer la demanda del Distribuidor "a", determinada multiplicando el canon mensual por la proporción de los activos situados en el área de concesión del Agente Distribuidor "a" respecto al total de los activos de la ampliación.

El remanente de canon integrará el Precio Estabilizado de la Distro "N".

Durante el Periodo de Amortización el titular del Contrato COM o del Contrato de Ampliación PPP realizará la operación y mantenimiento de la misma en forma integral y será remunerado según la ecuación anterior.

El requerimiento anterior no debe entenderse como una extensión de jurisdicción de la Distro sino como la satisfacción de la condición de contar con un único responsable de una obra durante su Período de Amortización, siendo posible realizar la operación y mantenimiento de las instalaciones de la ampliación externas a su Concesión como una actividad no regulada de la Distro a sus valores tarifarios vigentes, a ese efecto se acepta como entendido que el Distribuidor presta su acuerdo, cuando ya hubiera comprometido su participación en el pago de la ampliación o no manifestare objeciones en el curso de la Audiencia Pública.

Finalizado el Período de Amortización, la operación y mantenimiento de la ampliación dentro del área de concesión de la Transportista o Trasportista por Distribución Troncal la realizará este agente y dentro de la jurisdicción del Distribuidor, estará a cargo de dicho Distribuidor, debiendo este llevar una contabilidad separada para la actividad de transporte que desarrolla con la misma.

En caso que hayan arribado a acuerdos particulares entre el Distribuidor y los concesionarios de Transporte por Distribución Troncal, las partes, junto con la autoridad jurisdiccional, deberán informar al Organismo Encargado de Despacho (OED) y al ENRE los términos del mismo para su aplicación, en relación a la operación y mantenimiento.

4.1.3. Procedimiento para una DISTRO que toma parte de su demanda desde otra DISTRO

IF-2019-62606144-APN-SSME#MHA

Para ampliaciones de una Distro "A" destinadas a alimentar a demandas en una Distro "B", se seguirán los procedimientos de ampliación en la Distro "A", que será responsable de supervisar la construcción de dicha ampliación hasta las instalaciones de la Distro "B".

El Precio Estabilizado de Distribución Troncal que pagarán las demandas de la Distro "A" se determinará adicionando a los costos de dicha distro un costo mensual resultante de multiplicar, durante el período de amortización, el canon mensual de la ampliación por la proporción de los activos situados en la región eléctrica donde se encuentra la Distro "A".

Finalizado el Período de Amortización, la operación y mantenimiento de la ampliación dentro del área de concesión de la Transportista por Distribución Troncal "A" la realizará este agente y dentro de la jurisdicción de la Transportista por Distribución Troncal "B", estará a cargo de este último agente.

En caso que hayan arribado a acuerdos particulares entre ambas Transportistas por Distribución Troncal, las partes deberán informar al Organismo Encargado de Despacho (OED) y al ENRE los términos del mismo para su aplicación, en relación a la operación y mantenimiento.

IF-2019-62606144-APN-SSME#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2019-62606144-APN-SSME#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 11 de Julio de 2019

Referencia: ANEXO - EX-2019-62598161- -APN-DGDOMEN#MHA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Juan Manuel Ibañez
Asistente
Subsecretaria de Mercado Eléctrico
Ministerio de Hacienda

RESOL-2019-25-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.118 del 02/09/2019

BUENOS AIRES, 30 DE AGOSTO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-72005863-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que por el decreto 134 del 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y se instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería para que elaborara un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, lo pusiera en vigencia y lo implementara, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

Que en dicho contexto, el citado ex ministerio dictó un conjunto de medidas orientadas a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica con la finalidad de alcanzar la calidad y seguridad del suministro eléctrico que corresponde, y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas mediante la incorporación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica de tipo térmico y a través de la concreción de proyectos de generación que permitieran diversificar la matriz energética mediante el uso de fuentes renovables.

Que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), mediante la nota B-105207-1 del 10 de febrero de 2016, manifestó la necesidad de incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica para el período estacional de verano (noviembre 2016 – abril 2017) a fin de evitar situaciones que pudieran afectar el abastecimiento, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico en la República Argentina.

Que en ese marco mediante la resolución 420-E del 16 de noviembre de 2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2016-420-E-APN-SECEE#MEM), se convocó a interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura eléctrica que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés mediante la presentación del anteproyecto correspondiente.

Que, como consecuencia de la cantidad de iniciativas presentadas, se hizo necesaria su clasificación y categorización en función de las características de las propuestas y teniendo en cuenta el bajo requerimiento de combustibles que el cierre de ciclos combinados y la cogeneración requieren, a través de la resolución 287 del 10 de mayo de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-287-APN-SECEE#MEM) se consideró oportuno y conveniente iniciar los procesos licitatorios mediante una convocatoria a presentar ofertas de energía eléctrica proveniente de la instalación de cierre de ciclos combinados y cogeneración.

Que la concreción de los proyectos de infraestructura permitirá mejorar el perfil de eficiencia del parque de generación optimizando el uso de combustibles hidrocarburíferos.

Que consecuentemente, se suscribieron los respectivos Contratos de Demanda Mayorista entre CAMMESA, en su calidad de parte compradora, y los agentes generadores que resultaron adjudicatarios, en calidad de parte vendedora.

Que la implementación y la finalidad de la convocatoria antes señalada importa grandes beneficios para el sistema eléctrico en diversos aspectos, entre ellos, la consolidación del sector energético mediante la optimización de la oferta de generación de energía, con una mayor reducción de costos de generación, y previsibilidad de precios, generándose condiciones adecuadas para la seguridad del abastecimiento de la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que a los beneficios determinados en el considerando precedente, cabe agregar que los objetivos planteados en las convocatorias contribuyeron a superar la situación de insuficiencia de capacidad de generación que motivó la declaración de la Emergencia Eléctrica mediante el decreto 134/2015.

Que a los fines de construir los proyectos comprometidos, los agentes realizan inversiones de gran envergadura, circunstancia que resulta conveniente ponderar, en virtud de los objetivos propiciados por la convocatoria referida previamente.

Que en tal marco, CAMMESA informó que en virtud del crecimiento moderado de la demanda y contemplando el equipamiento existente, así como los ingresos confirmados de generación renovable, la

demora en el ingreso de los proyectos mencionados no produce afectación al normal abastecimiento de la demanda, y representa un ahorro económico para el sistema en el contexto actual del mismo.

Que en consecuencia, resulta conveniente convocar a los generadores adjudicados que lo deseen, a establecer una nueva fecha de compromiso de habilitación comercial, fijando las pautas para ello.

Que en tal sentido, es necesario modificar algunas de las condiciones establecidas en los Contratos de Abastecimiento suscriptos en el marco de la convocatoria efectuada, de aquellos generadores que opten por modificar la fecha comprometida de habilitación comercial.

Que en la cláusula 9° de los contratos suscriptos en el marco de la citada resolución 287/2017 se estableció que frente al incumplimiento en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida, los generadores deberán abonar una penalidad en los términos del primer párrafo de la cláusula 10 del respectivo contrato.

Que sin perjuicio de ello, la cláusula 10.5 prevé que, en caso de no producirse la habilitación comercial dentro de los ciento ochenta (180) días inmediatos posteriores a la fecha comprometida, el contrato quedará resuelto de pleno derecho.

Que por último, respecto de la vigencia del contrato, la cláusula 11 prevé que se computará a partir de la fecha comprometida por los agentes para la habilitación comercial o desde la habilitación comercial efectiva, lo que suceda primero, en tanto el inicio del plazo de vigencia no exceda de los seis (6) meses previos a la fecha comprometida; en cuyo caso, se tomará el plazo de seis (6) meses como máximo admisible de anticipación de entrada en vigencia del contrato respecto de la fecha comprometida.

Que en el contexto normativo y fáctico expuesto, resulta necesario considerar la pertinencia y el alcance de las cláusulas de rescisión previstas en los contratos suscriptos bajo la premisa de concretar los objetivos tenidos en mira en oportunidad de la convocatoria, entre ellos, la optimización de la generación de energía eléctrica que permita garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas, preservando así el interés público comprometido.

Que lo indicado en el considerando anterior no obsta, sin embargo, a la imposición de las penalidades previstas ni de las demás consecuencias contractuales que pudieran corresponder, entre ellas, respecto del cómputo del plazo de vigencia del contrato, el que, independientemente de la fecha en que se obtenga la habilitación comercial, se inicia a partir de la fecha de habilitación comercial comprometida.

Que a los fines de otorgar previsibilidad con relación al cumplimiento de las nuevas fechas comprometidas por los generadores, es conveniente establecer mecanismos contractuales que propendan a ello, penalizando ese incumplimiento con la reducción de la vigencia del contrato.

Que sin perjuicio de ello, con el objeto de que la aplicación efectiva de las sanciones económicas por incumplimiento en la obtención de la habilitación comercial en la fecha comprometida no afecte el desarrollo de los proyectos, corresponde promover el cumplimiento de las sanciones dispuestas por CAMMESA adoptando a tales fines criterios de aplicación compatibles con dicho desarrollo.

Que en tal sentido se estima propicio establecer diferentes modalidades de pago, aplicando los mismos criterios y metodologías establecidos en la resolución 264 del 6 de junio 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2018-264-APN-MEM), otorgando plazos para su cumplimiento con la correspondiente determinación de una tasa a aplicar sobre el saldo en los casos aquí previstos.

Que en consecuencia resulta necesario establecer los criterios a aplicar ante la configuración de las previsiones contenidas en las cláusulas de rescisión de los Contratos de Demanda Mayorista (cláusula 10.5), así como también para el cumplimiento de las sanciones económicas aplicadas por incumplimientos en la obtención de la habilitación comercial en la nueva fecha comprometida, en los términos que en este acto se establecen y en el marco de las facultades contenidas en los contratos respectivos al efecto.

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Convocar a los Agentes Generadores, que hayan contratado en el marco de la resolución 287 del 10 de mayo de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-287-APN-SECEE#MEM), en el término de treinta (30) días de publicada la presente, a manifestar la Fecha Prevista de Habilitación Comercial (FPHC) de sus respectivos proyectos.

A los efectos del Contrato de Demanda Mayorista suscripto por esos agentes, la fecha prevista de habilitación comercial informada será considerada como Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida (NFHCC) con un límite de ciento ochenta (180) días de la original.

ARTÍCULO 2°.- En caso de que la FPHC sea posterior a los ciento ochenta (180) días respecto de la NFHCC en los términos previstos en la cláusula 10.5 de los Contratos de Demanda Mayorista, se mantendrá la vigencia del respectivo Contrato de Demanda Mayorista, sin perjuicio de la aplicación de las penalidades y demás consecuencias contractuales que pudieran corresponder. Conforme a lo previsto en la cláusula 11 de los respectivos contratos, para la determinación de la fecha de finalización de su vigencia se computará el plazo desde la NFHCC.

ARTÍCULO 3°.- Establecer que en caso de que la FPHC sea superior a ciento ochenta (180) días respecto de la NFHCC, será aplicable el siguiente régimen de reducción acumulada del plazo de vigencia del Contrato de Demanda Mayorista:

a) FPHC entre el día 181 al 360 respecto de la NFHCC: dos (2) días de reducción del plazo de vigencia del Contrato de Demanda Mayorista por cada día de atraso adicional respecto de NFHCC más ciento ochenta (180) días.

b) FPHC entre el día 361 al 540 respecto de la NFHCC: tres (3) días de reducción del plazo de vigencia del Contrato de Demanda Mayorista por cada día de atraso adicional respecto de la NFHCC más trescientos sesenta (360) días, más la reducción prevista en el inciso a precedente.

c) FPHC entre el día 541 al 720 respecto de la NFHCC: cuatro (4) días de reducción del plazo de vigencia del Contrato de Demanda Mayorista por cada día de atraso adicional respecto de la NFHCC más quinientos cuarenta (540) días, más la reducción prevista en el inciso b precedente.

Adicionalmente, en caso de resultar finalmente la Fecha de Habilitación Comercial (FHC) posterior a la FPHC, se deberá aplicar el esquema de reducciones de plazo de vigencia establecido precedentemente, duplicando las reducciones allí establecidas para cada día de atraso adicional entre la FHC y la FPHC.

ARTÍCULO 4°.- Establecer que la reducción del plazo de vigencia prevista en el artículo precedente, no sufrirá modificaciones en caso de que la FHC se produzca en forma anticipada a la FPHC.

ARTÍCULO 5°.- Establecer que el monto de las multas impuestas por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) con motivo del incumplimiento en la NFHCC prevista en los Contratos de Demanda Mayorista celebrados en el marco de la citada resolución 287/2017 será descontado de la suma que le corresponda percibir al Agente Generador sancionado en virtud del respectivo contrato, a partir de la habilitación comercial efectiva, en doce (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

Sin perjuicio de lo establecido precedentemente, dentro de los diez (10) días hábiles de publicada la presente resolución o de notificada la sanción correspondiente, según el caso, el Agente Generador que resulte sancionado por el incumplimiento en la fecha comprometida para la habilitación comercial podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA– para que el descuento de las sanciones por dicho incumplimiento se realice por hasta en cuarenta y ocho (48) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual (TEA) equivalente al uno coma siete por ciento (1,7%) nominada en dólares estadounidenses, no pudiendo superar las cuotas que se establezcan la vigencia del Contrato de Demanda Mayorista, devengándose el interés desde la NFHCC.

ARTÍCULO 6°.- Facultar a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico dependiente de esta secretaría a entender en todas aquellas cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución con relación a los Contratos de Demanda Mayorista celebrados en el marco de la citada resolución 287/2017.

ARTÍCULO 7°.- Instruir a CAMMESA a que efectúe las acciones necesarias a efectos de implementar las medidas que se establecen por la presente medida.

ARTÍCULO 8°.- Notificar a CAMMESA.

ARTÍCULO 9°.- La presente medida entrará en vigencia a partir del día siguiente a su publicación.

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

e. 02/09/2019 N° 65016/19 v. 02/09/2019

RESOL-2019-26-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.191 del 05/09/2019

BUENOS AIRES, 03 DE SEPTIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-71033853-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 14 del 29 de abril de 2019 de esta Secretaría Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA) se aprobó la Programación Estacional de Invierno definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

Que a través de la resolución 14/2019 se estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM, para los dos períodos trimestrales comprendidos entre el 1° de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con relación a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor.

Que el capítulo II de Los Procedimientos establece que CAMMESA, en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), deberá obtener la Programación y Reprogramación Estacional del MEM basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación y determinar para cada distribuidor, gran usuario y autogenerador, los precios estacionales que pagará por su compra en el MEM.

Que a través de la nota B-141559-1 del 8 de agosto de 2019 (IF-2019-71075884-APN-DGDOMEN#MHA), CAMMESA elevó a la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, para su aprobación, la Reprogramación Estacional de Invierno definitiva para el MEM para el período agosto-octubre de 2019.

Que consecuentemente corresponde a esta secretaría aprobar dicha Reprogramación Estacional de Invierno definitiva para el MEM para el período agosto-octubre de 2019.

Que a su vez, en consideración de las medidas adoptadas por el Estado Nacional con relación a las tarifas de los servicios públicos del sector residencial, ya que éstas se mantienen a idéntico valor que para el trimestre febrero-mayo 2019, resulta necesario continuar con la reagrupación de las categorías de usuarios en: a) Residenciales; b) Demandas Menores a trescientos kilovatios (300 kW) –No Residencial–; y c) Demandas Mayores a trescientos kilovatios (300 kW) –GUDI–; como así también, a los efectos de un adecuado direccionamiento de los subsidios a la tarifa de los usuarios, los volúmenes de energía eléctrica adquiridos, a ser informados por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Electricidad, deberán ser respaldados por los entes reguladores o autoridades locales con competencia en cada jurisdicción.

Que la Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista dependiente de la Subsecretaría de Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que la el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 35 y 36 de la ley 24.065 y el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar la Reprogramación Estacional de Invierno definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), mediante la nota B-141559-1 del 8 de agosto de 2019 (IF-2019-71075884-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de agosto y el 31 de octubre de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establecer, durante el período comprendido entre el 1° de agosto de 2019 y el 31 de octubre de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el anexo (IF-2019-39614802-APN-DNRMEM#MHA) que integra la resolución 14 del 29 de abril de 2019 de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA).

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido en la resolución 137 del 30 de noviembre de 1992 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

ARTÍCULO 3°.- Establecer la continuidad de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, establecidos mediante la disposición 75 del 31 de julio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía (DI-2018-75-APN-SSEE#MEN).

ARTÍCULO 4°.- Mantener vigente los artículos 4º y 5º de la resolución 14 del 29 de abril de 2019 de esta Secretaría Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA), en cuanto a las declaraciones de los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, respecto a la energía suministrada a los usuarios residenciales, a los efectos de su incorporación a las Transacciones Económicas del MEM.

ARTÍCULO 5°.- Notificar a CAMMESA, al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 6°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional Del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

e. 05/09/2019 N° 65997/19 v. 05/09/2019

RESOL-2019-29-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.193 del 09/09/2019

BUENOS AIRES, 06 DE SEPTIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-70812540-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que a través del capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos) aprobados como anexo I por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificaciones, se regula el proceso de facturación, cobranza y liquidación correspondiente a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que el punto 5.5 del citado capítulo establece que la falta de pago íntegro y en término de los montos facturados obligará al deudor al pago de un recargo calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga del tres por ciento (3%) desde el 1º hasta el 5º día de mora inclusive; del siete por ciento (7%) desde el 6º hasta el 10° día de mora inclusive; y del diez por ciento (10%) desde el 11° hasta el 15° día de mora inclusive.

Que desde la reimplantación de los recargos referidos en el párrafo precedente, una vez concluido el período de emergencia del Sector Eléctrico Nacional, declarada por el decreto 134 del 16 de diciembre de 2015, se han producido casos de Grandes Usuarios que por abonar fuera de término la factura correspondiente tuvieron un recargo directo que afectó significativamente sus finanzas.

Que la cobranza de los intereses resarcitorios con tasa del Banco de la Nación Argentina (BNA) establecida en Los Procedimientos es una compensación razonable para estos casos de atrasos, en las condiciones actuales del mercado.

Que para promover la normalización del pago de las transacciones económicas en el MEM, manteniendo las señales económicas suficientes que propendan al cumplimiento de las obligaciones de pago, se entiende conveniente implementar un sistema de mayor flexibilidad en casos de atrasos en el pago de las transacciones económicas.

Que a tal efecto, resulta adecuado instrumentar la implementación de un sistema semejante al dispuesto mediante el artículo 8° de la resolución 124 del 11 de octubre de 2002 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía, adaptado a las circunstancias que se regulan por esta medida.

Que en consecuencia deviene procedente establecer, que en caso de atrasos en el pago de las transacciones económicas en el MEM, en las condiciones previstas en esta medida, no se computará por dicho plazo, el recargo punitorio referido precedentemente, siempre que el deudor acredite el cumplimiento de las condiciones necesarias para ello.

Que a efectos de obtener el beneficio referido en el párrafo precedente, el agente no deberá mantener deudas vencidas e impagas por períodos anteriores.

Que asimismo, en virtud del contexto actual y considerando los argumentos que motivaron la implementación de los mecanismos previstos mediante la nota NO-2018-26558746-APN-SSEE#MEM del 4 de junio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería, resulta propicio continuar con los criterios allí expuestos y establecer un mecanismo de descuento de los recargos previstos en el punto 5.5 del capítulo 5 de Los Procedimientos.

Que la Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista dependiente de la Subsecretaría de Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado de este acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establecer que la falta de pago íntegro y en término de los montos facturados a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) obligará al deudor al pago de un recargo del uno por ciento (1%) por cada día de atraso, calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga, teniendo como tope los recargos previstos en el punto 5.5 Cobranza a los Deudores de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos) aprobados como anexo I por la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificaciones.

ARTÍCULO 2°.- Establecer que los agentes que registren haber realizado el pago en término, de los últimos tres (3) vencimientos inmediatos anteriores a la fecha de vencimiento en la que se registre el atraso en el pago de sus obligaciones en el MEM, no serán pasibles de los recargos punitorios establecidos en el artículo 1° de esta resolución, computándosele solamente un interés compensatorio equivalente a la tasa fijada por el Banco Nación Argentina (BNA) para sus operaciones de descuento de documentos a treinta (30) días de plazo, desde la fecha del vencimiento de la correspondiente factura y siempre que el pago se efectúe dentro de los quince (15) días inmediatos posteriores a dicha fecha. En caso de producirse el pago con posterioridad se procederá a la facturación de recargos e intereses en la forma reglada en el citado punto 5.5.

ARTÍCULO 3°.- Disponer con relación a los Grandes Usuarios, que en caso de producirse un atraso de hasta cinco (5) días en el pago de un mes determinado, podrán compensarlo adelantando el pago de la factura siguiente dos (2) días por cada día de atraso ocurrido. Producida la compensación referida, se considerará que el pago atrasado, ha sido efectuado en término al sólo efecto de aplicar lo establecido en el artículo 2° de esta resolución.

ARTÍCULO 4°.- Establecer que para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 1° de esta medida, el agente no deberá mantener deudas vencidas e impagas por periodos anteriores.

ARTÍCULO 5°.- Prorrogar para todo el año 2019 y hasta el 30 de abril de 2020 la reducción del cincuenta por ciento (50%) de los recargos a los agentes, de acuerdo a los criterios establecidos a través de la nota NO-2018-26558746-APN-SSEE#MEM del 4 de junio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica.

ARTÍCULO 6°.- Esta norma entrará en vigencia a partir del día siguiente a su publicación.

ARTÍCULO 7°.- Facultar a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico, dependiente de esta Secretaría a entender en todas aquellas cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8°.- Notificar a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

ARTÍCULO 9°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

e. 09/09/2019 N° 67268/19 v. 09/09/2019

RESOL-2019-38-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.225 del 24/10/2019

BUENOS AIRES, 22 DE OCTUBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-90272068-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 14 del 29 de abril de 2019 de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA) se aprobó la Programación Estacional de Invierno definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

Que a través de la resolución 14/2019 se estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM, para los dos períodos trimestrales comprendidos entre el 1° de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con relación a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor.

Que la resolución 26 del 3 de septiembre de 2019 de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-26-APN-SRRYME#MHA) estableció continuar con la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM ya sancionados en la resolución 14/2019 para los períodos trimestrales comprendidos entre el 1° de agosto de 2019 y el 31 de octubre de 2019.

Que el capítulo II de Los Procedimientos establece que CAMMESA, en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), deberá obtener la Programación y Reprogramación Estacional del MEM basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación y determinar para cada Distribuidor, los precios estacionales que pagará por su compra en el MEM.

Que a través de la nota B-143521-1 del 3 de octubre de 2019 (IF-2019-90295955-APN-DGDOMEN#MHA), CAMMESA elevó a esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, para su aprobación, la Programación Estacional de Verano definitiva para el MEM para el período noviembre de 2019-abril de 2020.

Que consecuentemente corresponde a esta secretaría aprobar dicha Programación Estacional de Verano definitiva para el MEM para el período noviembre de 2019-abril de 2020.

Que a su vez, en consideración de las medidas adoptadas por el Estado Nacional con relación a las tarifas de los servicios públicos del sector residencial, ya que éstas se mantienen a idéntico valor que para los trimestres entre febrero y octubre 2019, resulta necesario continuar con la reagrupación de las categorías de usuarios en: a) Residenciales; b) Demandas Menores a trescientos kilovatios (300 kW) –No Residencial–; y c) Demandas Mayores a trescientos kilovatios (300 kW) –GUDI–; como así también, a los efectos de un adecuado direccionamiento de los subsidios a la tarifa de los usuarios, los volúmenes de energía eléctrica adquiridos, a ser informados por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Electricidad, deberán ser respaldados por los entes reguladores o autoridades locales con competencia en cada jurisdicción.

Que resulta necesario adecuar el Precio Spot Máximo en el MEM que fuera establecido en el artículo 14 de la resolución 20 del 27 de enero de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-20-APN-SECEE#MEM).

Que la Subsecretaría de Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 35 y 36 de la ley 24.065 y el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar la Programación Estacional de Verano definitiva para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), elevada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), mediante la nota B-143521-1 del 3 de octubre de 2019 (IF-2019-90295955-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2019 y el 30 de abril de 2020, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el anexo I de la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establecer, durante el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2019 y el 30 de abril de 2020, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el anexo (IF-2019-39614802-APN-DNRMEM#MHA) que integra la resolución 14 del 29 de abril de 2019 de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA).

El Precio Estabilizado de la Energía (PEE), junto con el Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido en la resolución 137 del 30 de noviembre de 1992 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

ARTÍCULO 3°.- Establecer la continuidad de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, establecidos mediante la disposición 75 del 31 de julio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía (DI-2018-75-APN-SSEE#MEN).

ARTÍCULO 4°.- Mantener vigentes los artículos 4º y 5º de la citada resolución 14/2019, en cuanto a las declaraciones de los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, respecto a la energía suministrada a los usuarios residenciales, a los efectos de su incorporación a las transacciones económicas del MEM.

ARTÍCULO 5°.- Establecer que, a partir del 1° de noviembre de 2019 y a todos los efectos previstos en el punto 5 del anexo I de la resolución 8 del 5 de abril de 2002 y en el punto 2 del artículo 1° de la resolución 240 del 14 de agosto de 2003, ambas de la ex Secretaría de Energía, el Precio Spot Máximo para la sanción de los Precios del Mercado (PM) en el MEM será de setecientos veinte pesos por megavatio hora (720 $/MWh).

ARTÍCULO 6°.- Notificar a CAMMESA, al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

e. 24/10/2019 N° 80861/19 v. 24/10/2019

RESOL-2019-41-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.243 del 20/11/2019

BUENOS AIRES, 17 DE NOVIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-94686134-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que la energía eléctrica constituye un insumo fundamental para una adecuada calidad de vida de los habitantes y el desarrollo de la economía, cuyo abastecimiento a mínimo costo y con adecuadas condiciones de calidad y seguridad es uno de los objetivos principales que persigue el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las leyes 15.336 y 24.065 y normativa complementaria.

Que dicho Marco Regulatorio prescribe, razonablemente y con carácter general, que el precio a pagar por la demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de su abastecimiento tanto de energía eléctrica (productos energía y potencia), como de transporte (servicios de transmisión y transformación) requiriendo de políticas activas por parte de la autoridad regulatoria a efectos de garantizar el adecuado funcionamiento del sistema.

Que la evolución natural de las redes de transporte de energía eléctrica tiende a su mallado, lo que ha sucedido en los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica concesionados en nuestro país, especialmente en el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión.

Que el mallado de los sistemas de transporte de energía eléctrica, conduce a que sus usuarios deban responsabilizarse en forma conjunta de sus costos, tanto de operación y mantenimiento como de expansión, perdiendo significación el enfoque de responsabilidad en función del beneficio aplicable a los sistemas radiales.

Que mediante la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-7-APN-SRRYME#MHA), y complementarias, se aprobó la metodología de distribución del costo de expansión de las instalaciones afectadas al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que la experiencia internacional y los resultados obtenidos en la aplicación de la normativa nacional preexistente, hicieron conveniente recurrir a un enfoque basado en la planificación de la expansión que permitiera capturar las economías de escala asociadas a las redes de transmisión y brindara el dinamismo y la confiabilidad que ese servicio requiere para acompañar a la expansión de la oferta y de la demanda de energía eléctrica.

Que la República Argentina se encuentra abocada a un proceso de optimización de su matriz energética, adecuándose al uso y desarrollo de fuentes de energía alternativas y de nuevas tecnologías.

Que una adecuada planificación de la expansión permitirá preservar la confiabilidad y seguridad en la operación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y el adecuado abastecimiento de la demanda, optimizando de esa manera los costos que ello implica y evitando recurrir al uso de generación de mayor ineficiencia.

Que un proceso de planificación de la expansión del transporte eléctrico permitirá impulsar el desarrollo económico nacional y regional, incluyendo la posibilidad de interconexión con los sistemas eléctricos de los países vecinos, permitiendo la integración eficiente de los mismos.

Que mediante el artículo primero de la citada resolución 7/2019, se sustituyó el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, por el texto incluido en el anexo I de dicho acto.

Que en el artículo decimoquinto del texto vigente del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, se estableció la necesidad de contar con un “Plan de Expansión del Sistema de transporte”, a elaborar, aprobar y publicar por la autoridad regulatoria del MEM.

Que el artículo citado en el considerando precedente también establece que la autoridad regulatoria del MEM definirá un Órgano Iniciador Institucional de Ampliaciones (OIA) que podrá solicitar dar inicio a una Ampliación de la Capacidad de Transporte por Concurso Público.

Que mediante la resolución 293 del 24 de mayo de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-293-APN-SGE#MHA) se facultó a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía

Eléctrica (UESTEE) a actuar en carácter de Iniciador Institucional y/o Ente Contratante del Sector Público Nacional, en el marco de los procesos de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal del Marco Regulatorio Eléctrico, incluyendo los efectuados mediante la ley 27.328, y sus normas reglamentarias y complementarias, según le instruya la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Que la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, organismo con funciones eminentemente técnicas, presta asesoramiento y soporte a esta secretaría tanto en la planificación e ingeniería de proyectos, como en la contratación, financiamiento y en el seguimiento de la ejecución de las obras de transporte de energía eléctrica que se llevan a cabo y en los aspectos de índole económico y regulatorio.

Que con relación a las ampliaciones en los sistemas de extra alta tensión en quinientos kilovoltios (500 kV) y obras complementarias a realizar en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, se entiende conveniente establecer que la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, tenga a su cargo las funciones de OIA.

Que en relación a las ampliaciones en diversos niveles de tensión, dicha unidad asistirá a la Autoridad Regulatoria en la selección de la entidad que podrá actuar como OIA.

Que en relación con las solicitudes de incorporación de ampliaciones impulsadas por cualquier modalidad, no previstas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, deberán ser remitidas a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, quien podrá someter a consideración de esta secretaría su inclusión en dicho Plan, de contar las mismas con documentación técnica y económica respaldatoria suficiente, sugiriendo asimismo, en base a los análisis efectuados, la modalidad que estime más conveniente para dar recomendación a incorporar dicha ampliación.

Que dicha unidad podrá proponer a esta secretaría adecuaciones o modificaciones del Plan que pudieran resultar convenientes, justificados como consecuencia de cambios en las condiciones que fueron tomadas como hipótesis o bien en los parámetros considerados para su diseño.

Que mediante la resolución 81 del 7 de marzo de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-81-APN-SGE#MHA) se llamó a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la “Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”, el cual comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias bajo el régimen de la ley 27.328 y su decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017.

Que mediante la resolución 8 del fecha 26 de marzo de 2019 de esta Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-8-APN-SRRYME#MHA) se calificó como obra de ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica a la obra denominada “Estación Transformadora de 500/132kV 1 x 300 MVA en LAT 500 kV entre la ET Puerto Madryn y ET Santa Cruz Norte”, instruyendo al Comité Administrador del Fondo Fiduciario Para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) a asumir las funciones de Iniciador Institucional.

Que tales proyectos de infraestructura de Transporte de Energía Eléctrica, de relevancia para el SADI, ya iniciaron el proceso para la obtención del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública y se encuentran incorporados al Plan que se aprueba mediante la presente.

Que la Secretaría de Gobierno de Energía, mediante el artículo 1°, numerales a) y o), de su resolución 65 del 28 de febrero de 2019 (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA), ha delegado en esta secretaría su carácter de Autoridad Regulatoria MEM, así como sus competencias respecto a los proyectos de ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica que se ejecutan a través del Fondo Fiduciario del Transporte el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) y a través del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE), como también en relación con los nuevos proyectos que se inicien bajo cualquier modalidad de contratación y financiamiento, incluyendo aquellos previstos en la ley 27.328 de Contratos de Participación Público – Privada.

Que bajo la coordinación de esta secretaría, se ha desarrollado una tarea conjunta con el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), el Comité de Administración del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (CAF) y la UESTEE, contando también con la colaboración de los Concesionarios de Transporte Eléctrico y otros actores del mercado, a efectos de la elaboración de dicho Plan de Expansión del Sistema de Transporte, sustentado en estudios y documentación de referencia elaborados por las distintas entidades.

Que dicha tarea se ha realizado contando con el apoyo técnico de una consultoría internacional, desarrollada en el marco de los programas de financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Que dicho Plan reconoce los tiempos en que se plantean las necesidades de expansión de los sistemas, considerando al efecto una “Etapa de Corto Plazo”, destinada a cubrir las ampliaciones que se requieren dentro de los primeros dos (2) años a partir de su vigencia, una “Etapa de Mediano Plazo” cubriendo los años entre el tercero y el quinto y una “Etapa de Largo Plazo”, destinada a las ampliaciones que sean previsibles entre el sexto y el décimo año, en ambos últimos casos, también desde su vigencia.

Que se ha previsto efectuar una revisión periódica de dicho Plan de Expansión del Sistema de Transporte, a realizar cada dos (2) años, a efectos de reconocer e incorporar los cambios resultantes de la evolución de la demanda y de la oferta, pudiendo la Autoridad Regulatoria solicitar que dicha revisión sea realizada en la oportunidad que ésta determine como conveniente.

Que a esos efectos debe tenerse presente que las ampliaciones incluidas en la Etapa de Corto Plazo del Plan, deberán ser consideradas de ejecución recomendada, atento ser dicho plazo semejante a los períodos estimados para la construcción de las mismas o de algunas centrales de generación, resultando así ampliaciones cuya conveniencia no se verá afectada por la evolución de la demanda o la oferta.

Que en relación con las ampliaciones que pudieren estar identificadas como necesarias en el Mediano y Largo Plazo, resulta conveniente efectuar una revisión de aquellos proyectos y estudios preexistentes, a fin de presentar una propuesta de factibilidad a esta secretaría para su aprobación e inclusión eventuales en dicho Plan, y luego elaborar y disponer de toda la documentación requerida para gestionar ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la Ampliación, en los términos del artículo 11 de la ley 24.065.

Que para aquellos proyectos que resulten recomendados como necesarios en el Largo Plazo, su formulación será orientativa y tal como aquellos previstos en el Mediano Plazo, podrán ser considerados para su revisión en los procesos definidos para tales efectos.

Que dicho Plan detalla las ampliaciones identificadas durante el proceso de planificación realizado, las cuales se incluyen en la presente resolución como anexo.

Que en relación con el financiamiento de las distintas ampliaciones incluidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte se prevé tanto el financiamiento privado mediante el denominado Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación y los Contratos de Participación Público – Privada, regulados por la ley 27.328, así como el financiamiento con fondos fiduciarios tales como el FFTEF, el FOTAE o mediante aportes del Tesoro Nacional, de las provincias o desde organismos multilaterales de crédito.

Que para aquellos proyectos que propendan al desarrollo socioeconómico de las distintas regiones, resulta fundamental la participación de las provincias en el financiamiento de los mismos, tomando como antecedente el trabajo conjunto realizado entre esta secretaría y el CFEE, a partir de la recomendación 1/2019 efectuada en el plenario 151 de dicho organismo.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar los Proyectos de Ampliación a incluir en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2019-2023 en 500 kV y obras complementarias Etapa I, identificada como TransportAR 1, que como Anexo (IF-2019-102727966-APN-DGCLE#MHA) forma parte integrante de esta resolución.

ARTÍCULO 2°- Instruir a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) a llevar a cabo todos los actos que resulten necesarios a efectos de realizar las ampliaciones previstas en la Etapa I del citado Plan, como parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, efectuando las gestiones necesarias para obtener el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública previsto en el artículo 11 de la ley 24.065 y realizar el Concurso Público de esas obras, de conformidad con lo indicado

en el título III del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por el decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992.

En forma alternativa, según instruya esta secretaría, la UESTEE efectuará tal tramitación en el marco de la ley 27.328 y el anexo 19 de los “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista” (Los Procedimientos) aprobados como anexo I a la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias.

Asimismo, asumirá las funciones de Órgano Iniciador Institucional de Ampliaciones (OIA) previstas en el Marco Regulatorio, incluyendo elevar a esta secretaría para su consideración, las propuestas técnicas, económicas, de financiamiento y regulatorias que estime convenientes.

ARTÍCULO 3°- Instruir a la UESTEE a efectuar una revisión de aquellos proyectos y estudios preexistentes identificados como necesarios para el Mediano Plazo – Etapa II - y Largo Plazo –Etapa III - , a fin de presentar una propuesta de factibilidad a esta secretaría para su consideración. Dichas etapas se denominarán TransportAR 2 y 3, respectivamente.

Asimismo y para los proyectos resultantes según corresponda, gestionará ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de tales ampliaciones, en los términos del artículo 11 de la ley 24.065.

ARTÍCULO 4°- Establecer que la UESTEE será la encargada de recibir y concentrar todos aquellos proyectos de transmisión de energía eléctrica, en extra alta tensión y por distribución troncal, que pudieran presentarse, o bien proponer nuevos proyectos alternativos, y de solicitar a quiénes corresponda la información necesaria y suficiente para realizar los estudios y revisión de los mismos, informando periódicamente a esta Secretaría los resultados obtenidos.

ARTÍCULO 5°- Instruir a la UESTEE y al Comité de Administración del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (CAF) a realizar un trabajo de coordinación conjunto a efectos de proponer a esta secretaría, mecanismos alternativos de financiamiento de aquellos proyectos de transmisión de energía eléctrica que propendan al desarrollo socioeconómico de las jurisdicciones provinciales y que puedan contemplar aportes de éstas.

ARTÍCULO 6°.- Instruir a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a remitir a la UESTEE los antecedentes e informes de aquellos proyectos de infraestructura incorporados al Fideicomiso de Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE), a efectos de ser analizados y considerados para su eventual inclusión en el marco del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2019-2023.

ARTÍCULO 7°- Requerir al ENRE, a CAMMESA, al Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), al CAF, a la Comisión de Obras Res. N° 1/2003 y a las Concesionarias de Transporte Eléctrico, toda la colaboración necesaria a la UESTEE a efectos de cumplir en tiempo y forma con los objetivos establecidos en esta resolución.

ARTÍCULO 8°- Esta resolución entrará en vigencia a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 9°- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 20/11/2019 N° 88861/19 v. 20/11/2019

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: Anexos)

ANEXOS

RESOL-2019-45-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.245 del 22/11/2019

BUENOS AIRES, 17 DE NOVIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-97937886-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que las normativas de expansión de las redes de transporte basadas en la iniciativa de los agentes, que fueron sancionadas al concebirse el modelo sectorial, no alcanzaron los resultados esperados.

Que para impulsar el desarrollo de dichas redes resultó necesaria la presencia, a partir de comienzos de los años 2000, de actores externos al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que pudieran promover la expansión del transporte y brindar su financiamiento, como ser el Comité de Administración del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (CAF) o la Comisión de Obras Resolución SE N° 1/03 y el Comité de Administración del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE).

Que al presente, la responsabilidad de la programación de propuestas para la expansión de los sistemas de transporte de energía eléctrica se encuentra disgregada en varias instituciones u organismos del sector, lo que no contribuye a un desarrollo armónico de los mismos, ni a la priorización de las iniciativas o bien al uso eficiente de los recursos necesarios para ello.

Que mediante la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-7-APN-SRRYME#MHA), se modificó el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, incorporándose la figura del Órgano Iniciador Institucional de Ampliaciones (OIA), con capacidad para solicitar el inicio de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte a realizar por Concurso Público y Contratos de Construcción, Operación y Mantenimiento o Contratos de Participación Público-Privada, requiriéndose para ello que la Ampliación estuviese comprendida en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, elaborado, aprobado y publicado por la Autoridad Regulatoria del MEM.

Que mediante el artículo 1° de la resolución 293 del 24 de mayo de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-293-APN-SGE#MHA) se resolvió facultar a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) a actuar en carácter de Iniciador Institucional y/o Ente Contratante del Sector Público Nacional en el marco de los procesos de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal del Marco Regulatorio Eléctrico, incluyendo los efectuados mediante la ley 27.328 y sus normas reglamentarias y complementarias, según le instruya la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Que mediante el artículo 3° de la resolución antes referida se resolvió, entre otras cuestiones, encomendar a esta Secretaría la instrumentación de todos los actos necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en ese acto.

Que por ello resulta necesario establecer pautas y criterios para regular el accionar de la UESTEE en relación con la instrumentación de su carácter de OIA.

Que corresponde establecer el proceso a seguir para la selección de los proyectos que integrarán el Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal y encomendar a la UESTEE la realización de los actos necesarios para disponer de dicho Plan, el que incluirá los proyectos de expansión para el Corto, Mediano y Largo Plazo.

Que por otra parte, resulta necesario precisar las instituciones que contarán con la capacidad de proponer la inclusión de proyectos en el Plan, entre las que se prevé incluir a las Provincias, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), el CAF, el FOTAE, el Organismo Encargado del Despacho (OED), los Agentes del MEM e interesados en convertirse en Agentes del MEM.

Que como consecuencia de ello resulta provechoso contar con la participación de las entidades intervinientes en dicho proceso y determinar el rol a desempeñar por cada una de ellas, como así también disponer de un ámbito para el estudio técnico y evaluación de las alternativas de proyecto que se pudieran presentar.

Que entre los actores intervinientes en el proceso resulta necesario considerar a la UESTEE, como entidad responsable de la gestión y coordinación de los procesos, el OED, como organismo de consulta y opinión técnica, los Concesionarios Transportistas, como responsables de la prestación del servicio

público de transporte de energía eléctrica, el CFEE, en el rol que le establece la ley 15.336 en su artículo 24, inciso b) y el CAF.

Que para establecer la factibilidad de incluir proyectos en el Plan Director y determinar su orden de prelación respecto a un conjunto de proyectos presentados, la UESTEE deberá adecuarse a las pautas y criterios establecidos en la normativa de planificación correspondiente.

Que el rol a asignar a la UESTEE se justifica en la conveniencia de propender a la búsqueda de eficiencias en el desarrollo del sistema de transmisión de energía eléctrica, siendo necesario unificar y coordinar distintos procesos y funciones, entre las cuales se encuentran la propuesta de cambios normativos, la preselección de proyectos de transporte de energía eléctrica, la revisión de sus presupuestos y la identificación de los modelos de financiamiento más convenientes, entre otros.

Que en relación con la normativa a utilizar para el desarrollo del proceso de expansión de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica resulta conveniente establecer que la UESTEE será la institución responsable de elevar las propuestas de cambio o modificación a esta Secretaria, contando con los aportes y la colaboración que pudiera requerir del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el CFEE, el CAF, el OED, los Concesionarios del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica y otros actores del MEM.

Que en el desempeño de sus funciones de índole técnica, la UESTEE, será también responsable de proponer a esta Secretaría las pautas de diseño y las especificaciones técnicas a cumplir por las nuevas instalaciones, inclusive su configuración, pudiendo contar para ello con los aportes que pudiera requerir a las entidades referidas en el considerando precedente.

Que basándose en lo evaluado, la UESTEE deberá también elevar a esta Secretaría propuestas sobre los esquemas de contratación, de financiamiento y de remuneración de la inversión, sugeridos como más convenientes y adecuados para cada proyecto.

Que dentro de ese marco la UESTEE será la entidad responsable de proponer a esta Secretaría otros organismos a través de los cuales se podrá canalizar la administración del financiamiento, como así también el rol de comitente y de seguimiento de la ejecución de los proyectos.

Que en su rol de OIA, la UESTEE será la encargada de coordinar la elaboración de los Pliegos de Bases y Condiciones bajo el formato de contratación aprobado por esta Secretaría.

Que para las Ampliaciones incluidas en el Plan, la UESTEE deberá prever su contratación dentro de plazos compatibles para su puesta en servicio en tiempo y forma, contando para ello con la colaboración plena del ENRE, el CFEE, el CAF, el OED y los Concesionarios del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica.

Que toda propuesta que se someta a consideración, para ser evaluada, deberá contar con los siguientes componentes mínimos: a) Proyecto con presupuesto elaborado a nivel de factibilidad, b) Informe de Evaluación Técnica y Económica, c) Cronograma de ejecución preliminar del proyecto, d) Propuesta de financiamiento preliminar del proyecto, pudiendo dicha Unidad requerir la información adicional que considere necesaria.

Que en el desarrollo de sus funciones, la UESTEE debe realizar evaluaciones técnico-económicas sobre los beneficios derivados de las Ampliaciones en estudio.

Que los beneficios serán considerados en función del aseguramiento del abastecimiento de la demanda, la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema, la diversificación de la matriz energética nacional, el desarrollo socioeconómico nacional y/o regional con potencial de exportación, la optimización de costos de abastecimiento, la sustitución de la generación forzada u obligada (fija o móvil), la sustitución de combustibles por relación costo-eficiencia (líquidos, otros), y la reducción de pérdidas totales, entre otros.

Que para aquellos proyectos que propendan al desarrollo socioeconómico de las distintas regiones, resulta fundamental la participación de las provincias, tanto en la formulación de propuestas como de alternativas de financiamiento, tomando como antecedente el trabajo conjunto realizado entre esta Secretaría y el CFEE a partir de la recomendación 1/2019 efectuada en el plenario 151 de dicho organismo.

Que en función de ello y por razones de especialidad y especificidad en la materia se entiende conveniente que la UESTEE y el CAF efectúen, de manera sistemática, un trabajo de coordinación conjunto donde canalicen las propuestas de las distintas jurisdicciones provinciales.

Que por otra parte, el mecanismo previsto en el artículo 19 del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte fue concebido para evaluar la factibilidad de

Ampliaciones destinadas a mejorar el abastecimiento de la demanda en un sistema con generación firme o con alto grado de firmeza y en condiciones predominantemente radiales.

Que el proceso de cambio de la Matriz Energética Nacional y la incorporación de fuentes renovables de generación, su instalación y despacho resultante de la ley 27.191, requieren la expansión de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal y la realización de Ampliaciones, para cuya evaluación debe considerarse la aleatoriedad del recurso, aún en zonas o áreas específicas.

Que el desarrollo de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal se caracteriza por su tendencia hacia el mallado, con eliminación progresiva de los tramos radiales, lo que sumado a lo anterior hace conveniente y necesario adecuar los criterios de evaluación previstos en el artículo 19 antes referido.

Que entre los parámetros básicos para realizar tales evaluaciones se encuentra el denominado Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

Que dicho valor fue establecido en un mil quinientos dólares estadounidenses por megavatio hora (1.500 USD/MWh) con vigencia a partir del 1° de mayo de 1994, mediante la resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Que mediante la resolución 2 del 14 de marzo de 2002 de la ex Secretaría de Energía se estableció que dicho valor pasaba a nominarse en pesos, fijándose el CENS en un mil quinientos pesos por megavatio hora (1.500 $/MWh) hasta la finalización del Período Estacional de Invierno de ese año.

Que mediante la resolución 703 del 20 de octubre de 2003 de la ex Secretaría de Energía, ese último valor fue prorrogado en forma indefinida hasta tanto no dispusiese lo contrario.

Que estudios recientes de consultoría, a efectos de evaluar la expansión del sistema de transporte de energía eléctrica en la Argentina, han considerado que el valor del CENS se encuentra en el rango de 5.000 a 6.300 USD/MWh, refiriendo a valores comparativos utilizados para estudios similares realizados para Chile y la República Federativa del Brasil, donde se encuentran en un rango de entre 6.400 a 10.500 USD/MWh.

Que atendiendo a los cambios que se han desarrollado desde 1994, tanto en las condiciones económicas como tecnológicas y en respuesta a la evolución de los niveles de exigencia por el uso de la energía eléctrica, tendiente a satisfacer las necesidades en esa materia en lo que hace al bienestar de la sociedad en su conjunto, se considera necesario actualizar el valor vigente.

Que resulta conveniente adoptar, hasta tanto se realicen estudios avanzados, un valor estimativo destinándolo al solo efecto de dar sustento a los estudios técnico-económicos que desarrolle la UESTEE y a las gestiones de expansión de la transmisión que se realicen ante el ENRE.

Que los antecedentes referidos permiten estimar como un valor conservador del CENS al valor de tres mil dólares estadounidenses por megavatio hora (3.000 USD/MWh).

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

El SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar la Metodología para la Elaboración del Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal que como anexo I (IF-2019-101701991-APN-UESTEE#MHA) forma parte integrante de este acto.

ARTÍCULO 2°.- Establecer las funciones de la UNIDAD ESPECIAL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UESTEE) en relación con la expansión de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, conforme al anexo II (IF-2019-101395395-APN-UESTEE#MHA) que integra esta resolución.

ARTÍCULO 3°.- Establecer que los roles de las Entidades Intervinientes en el Proceso de Elaboración del Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica son los que se establecen en el anexo III (IF-2019-101394881-APN-UESTEE#MHA) de este acto, del que forma parte integrante.

ARTÍCULO 4°.- Instruir a la UESTEE a elaborar una propuesta Normativa de Planificación y Diseño donde se definan los requisitos a cumplimentar por los proyectos presentados por actores sectoriales para considerar su inclusión en el Plan de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Dicha propuesta deberá ser elevada a esta Secretaría para autorizar su aplicación.

ARTÍCULO 5°.- Sustituir el artículo 19 del anexo I a la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, por el siguiente:

"ARTÍCULO 19.- El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) dará curso a aquellas solicitudes que hayan sido calificadas por la Unidad Especial Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (UESTEE) según alguno de los siguientes criterios:

a) Verificación de que el Valor Presente Neto que resulte de comparar el total de costos de cada año dentro del horizonte de evaluación considerado para el proyecto, de la situación con la Ampliación Solicitada, con el total de costos de la situación sin considerar tal ampliación, sea positivo. Dentro de dichos costos totales se incluirán: i) la reducción y/o eliminación de la Energía No Suministrada (CENS); ii) la reducción o mitigación de la congestión/restricciones en vínculos del STAT o de los STDT; iii) la mejora de calidad de producto o de servicio; iv) la disminución de pérdidas; v) la minimización de los costos operativos, transaccionales y comerciales a enfrentar para el abastecimiento de la demanda, inclusive aquellos atribuibles a generación forzada u obligada, ya sea fija o móvil.

b) En los casos en que hubiera que seleccionar un proyecto entre un conjunto de alternativas posibles, para alcanzar un mismo objetivo procurado o bien para solucionar un mismo problema de índole técnica, se podrá tomar como Ampliación Solicitada aquella alternativa que tenga el menor Valor Presente de Costos, considerando como tales todos los mencionados precedentemente que fueran pertinentes con la alternativa de proyecto evaluada, identificados dentro del horizonte de evaluación considerado para ésta."

ARTÍCULO 6°.- Determinar que hasta tanto no se realicen estudios avanzados, el valor estimado del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) destinado al solo efecto de dar sustento a los estudios que desarrolle la UESTEE y a las gestiones de expansión de la transmisión que se realicen ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) será el que se indica en el Anexo V (IF-2019-101392519-APN-UESTEE#MHA) del presente acto, del que forma parte integrante.

ARTÍCULO 7°.- Conformar una Comisión Técnica coordinada por la UESTEE con representantes de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), de la Comisión de Obras Resolución SE 01/2003, del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y del Comité de Administración del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (CAF) cuyas funciones serán las de asesorar a esta Secretaría en relación al cumplimiento de esta resolución.

ARTÍCULO 8°- Encomendar a la UESTEE y al CAF a realizar un trabajo de coordinación conjunto a efectos de proponer a esta Secretaría, modelos alternativos de financiamiento de aquellos proyectos de transmisión de energía eléctrica que propendan al desarrollo socioeconómico de las jurisdicciones provinciales, pudiendo contemplar aportes financieros por parte de dichas jurisdicciones.

ARTÍCULO 9°- Establecer que la presente resolución rige a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 10.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 22/11/2019 N° 89759/19 v. 22/11/2019

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link:

ANEXO 1

ANEXO 2

ANEXO 3

ANEXO 4

RESOL-2019-47-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.247 del 26/11/2019

BUENOS AIRES, 25 DE NOVIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-103001424-APN-CAF#MHA, la resolución 657 del 3 de diciembre de 1999 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 657 del 3 de diciembre de 1999 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos se constituyó el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) cuyo destino es participar en el financiamiento de las obras que se identifiquen como una ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, destinado al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de la demanda.

Que a través del artículo 4° de la resolución 174 del 30 de junio de 2000 de la ex Secretaría de Energía dependiente del entonces Ministerio de Economía se aprobó el “ESTATUTO DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL” el cual, como Anexo I, forma parte integrante de dicho acto.

Que en el artículo 3º del referido estatuto se determinó que “El fondo se disolverá una vez cumplido su objetivo conforme el Artículo 1º de este Estatuto o al vencimiento del plazo de veinte años”, situación que ocurrirá el 14 de noviembre de 2020.

Que el cumplimiento del objeto de creación del FFTEF excede la fecha de vencimiento establecido, en tanto se encuentran en diferentes etapas de ejecución un conjunto de ampliaciones de las interconexiones que integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como otras en proceso de selección, contratación y estudio.

Que el artículo 1668 del Código Civil y Comercial de la Nación dispone que el plazo máximo de vigencia de un contrato de fideicomiso es de treinta (30) años, motivo por el cual sería posible modificar el plazo previsto en el artículo 3° precedentemente citado, determinando como finalización definitiva el 14 de noviembre de 2030.

Que el objeto perseguido por las disposiciones citadas es el de efectivizar la integración eléctrica de todas las provincias a través de un desarrollo homogéneo de las redes de Transporte de Energía Eléctrica tanto en Extra Alta Tensión como por Distribución Troncal.

Que, asimismo, la infraestructura de Transmisión de Energía Eléctrica permite el desarrollo socioeconómico de las distintas regiones del territorio nacional, con la posibilidad de interconexión internacional, permitiendo la incorporación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica y la consecuente extensión e instalación de las redes de distribución eléctrica dentro de cada jurisdicción provincial para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Que en función de lo expuesto, la participación de FFTEF en el financiamiento, es un instrumento relevante en tanto se cuente con los aportes de fondos suficientes y de manera continua por parte de las jurisdicciones provinciales.

Que la utilidad del FFTEF se justifica primordialmente y de manera significativa en la conveniencia de contar con dichos aportes.

Que para aquellos proyectos que sean financiados mediante el FFTEF, resulta fundamental la participación de las Provincias, tanto en la formulación de proyectos de Transporte de Energía Eléctrica, como de alternativas de financiamiento de esos proyectos, tomando como antecedente el trabajo conjunto realizado entre esta secretaría y el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) a partir de la recomendación N° 1/2019.

Que mediante la recomendación 59 del 23 de julio de 2019, el Comité Ejecutivo del CFEE ha recomendado la modificación bajo trato.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- Modificar el artículo 3° del “ESTATUTO DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL” aprobado, como Anexo I, por la resolución 174 del 30 de junio de 2000 de la ex Secretaría de Energía dependiente del entonces Ministerio de Economía, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

“Artículo 3º.- PLAZO. El fondo se disolverá una vez cumplido su objetivo conforme al Artículo 1º de este Estatuto o al vencimiento del plazo de TREINTA (30) AÑOS.”.

ARTÍCULO 2°.- Instruir al Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) para que, en su carácter de fiduciante y a través del Comité de Administración (CAF), realice las gestiones necesarias para materializar la modificación prevista en el artículo 1° de esta resolución.

ARTICULO 3°.- Encomendar al Comité Ejecutivo del CFEE la elaboración de propuestas e iniciativas que aseguren nuevos aportes de fondos por parte de las jurisdicciones provinciales para el financiamiento de proyectos de transporte en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal, incluyendo aquellos que pudieran estar contemplados en el Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica, para el corto, mediano y largo plazo.

ARTICULO 4°.- Regístrese, comuníquese y archívese. Juan Antonio Garade

e. 26/11/2019 N° 91108/19 v. 26/11/2019

RESOL-2019-49-APN-SRRYME-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.247 del 26/11/2019

BUENOS AIRES, 25 DE NOVIEMBRE DE 2019

Vistos los expedientes EX-2019-102944527-APN-CAF#MHA y EX-2019-103001424-APN-CAF#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el expediente EX-2019-103001424-APN-CAF#MHA tramitó la resolución 47 del 25 de noviembre de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-47-APN-SRRYME#MHA), a través de la cual se modificó el artículo 3° del "ESTATUTO DEL FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELÉCTRICO FEDERAL" aprobado, como Anexo I, por la resolución 174 del 30 de junio de 2000 de la ex Secretaría de Energía dependiente del entonces Ministerio de Economía.

Que, asimismo, mediante el expediente EX-2019-102944527-APN-CAF#MHA tramitó la resolución 48 del 25 de noviembre de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (RESOL-2019-48-APN-SRRYME#MHA), a través de la cual se aprobó la "Metodología para el Análisis y Gestión de Reclamos para el Reconocimiento de Mayores Costos (RMC)", que será de aplicación en los proyectos de infraestructura que se desarrollen en el ámbito del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

Que en el artículo 4° de la resolución 47/2019 y el artículo 3° de la resolución 48/2019, ambas de esta Secretaría, se omitió ordenar su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina.

Que por tratarse de actos de alcance general, ambas resoluciones deben ser publicadas, motivo por el cual corresponde modificar los citados artículos.

Que las facultades para el dictado de este acto surgen de lo dispuesto por el artículo 1° de la resolución 65 del 28 de febrero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-65-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Modificar el artículo 4° de la resolución 47 del 25 de noviembre de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, el que quedará redactado de la siguiente manera:

"ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese."

ARTÍCULO 2°.- Modificar el artículo 3° de la resolución 48 del 25 de noviembre de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, el que quedará redactado de la siguiente manera:

"ARTÍCULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese."

ARTÍCULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Juan Antonio Garade

e. 26/11/2019 N° 91095/19 v. 26/11/2019

RESOL-2019-1-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.033 del 14/01/2019

BUENOS AIRES, 11 DE ENERO DE 2019

VISTO el expediente EX-2018-63097201-APN-DGDOMEN#MHA, los decretos 801 del 5 de septiembre de 2018 y 958 del 25 de octubre de 2018, las resoluciones 72 del 17 de mayo de 2016, 96 del 1° de junio de 2016, 147 del 5 de agosto de 2016, 202 del 28 de septiembre de 2016, 84 del 12 de abril de 2017, 4 del 10 de octubre de 2017, 268 del 9 de agosto de 2017, 281 del 18 de agosto de 2017, 137 del 19 de abril de 2018, 200 del 15 de mayo de 2018, 285 del 14 de junio de 2018, todas del ex Ministerio de Energía y Minería, y las resoluciones 292 del 25 de junio de 2018 y 14 del 16 de julio de 2018, ambas del ex Ministerio de Energía, y

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 12 del decreto 801 del 5 de septiembre de 2018 se estableció que el Ministerio de Hacienda es continuador, a todos sus efectos, del ex Ministerio de Energía.

Que por medio del decreto 958 del 25 de octubre de 2018 se modificó el decreto 174 del 2 de marzo del 2018 por el que se había aprobado el organigrama de aplicación de la Administración Pública Nacional centralizada hasta nivel de subsecretaría.

Que por el artículo 4° del citado decreto 958/2018 se sustituyó el anexo I -apartado VIII- correspondiente al Ministerio de Hacienda, por el cual se incorpora la estructura organizativa de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Que en virtud de lo dispuesto por el citado decreto (apartado VIII bis, punto 4, del anexo) la Secretaría de Gobierno de Energía ejerce las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.

Que por las resoluciones citadas en el Visto se delegaron diversas funciones en la entonces Subsecretaría de Energías Renovables y la entonces Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética.

Que a los fines de lograr mayor celeridad y eficiencia en el ejercicio de las competencias atribuidas por la legislación a esta Secretaría de Gobierno de Energía y teniendo en cuenta el principio de especialidad en la función administrativa, resulta conveniente delegar determinadas funciones en la actual Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de esta secretaría.

Que el servicio jurídico permanente ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en uso de las facultades previstas en el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174 del 2 de marzo de 2018 y el artículo 2° del Reglamento de Procedimientos Administrativos aprobado por el decreto 1759/72 (t.o. 2017).

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Delegar en la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética el ejercicio de las siguientes funciones:

a) Dictar los actos necesarios y las normas aclaratorias y complementarias relativos al Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y al Procedimiento para el Control de las Inversiones y la Aplicación de los Beneficios Fiscales, aprobados por la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería.

b) Incorporar los anexos del Contrato de Fideicomiso del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) creado por el artículo 7° de la ley 27.191.

c) Calificar las ofertas y adjudicar los contratos en el marco del Programa RenovAr.

d) Resolver sobre la ampliación de plazos contractuales, la aplicación de multas y el inicio de procedimientos de rescisión contractual en el marco del Programa RenovAr y la resolución 202 del 28 de septiembre de 2016 del citado ministerio.

e) Otorgar los Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables a los beneficiarios adjudicados en el marco del Programa RenovAr, a los comprendidos en la citada resolución 202/2016 y a quienes lo soliciten de acuerdo con el procedimiento establecido en el anexo I de la resolución 72/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, y los beneficios fiscales correspondientes.

f) Ejercer las competencias que corresponden a la Secretaría de Gobierno de Energía, en su carácter de Autoridad de Aplicación del FODER, previstas en las leyes 26.190 y 27.191, en el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus normas modificatorias y complementarias.

g) Subdelegar en la Dirección Nacional de Energías Renovables la firma de los Acuerdos de Adhesión al FODER a ser suscriptos con el fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados en las distintas Rondas del Programa RenovAr.

h) Subdelegar en la Dirección Nacional de Energías Renovables la firma de los Acuerdos de Aceptación de Condiciones a suscribirse con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), el fiduciario del FODER y los beneficiarios adjudicados por las resoluciones 213 del 7 de octubre de 2016 y 281 del 25 de noviembre de 2016, ambas del citado ministerio, en los términos del modelo obrante como Anexo 8 del Acuerdo de Garantía suscripto el 9 de agosto de 2017 entre el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), en su carácter de fiduciario del FODER, y el BIRF, en su calidad de garante.

i) Suscribir adendas modificatorias al Convenio Marco de Colaboración celebrado entre la ex Subsecretaría de Energías Renovables del ex Ministerio de Energía y Minería y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) el 27 de enero de 2017 y los convenios específicos que resulten necesarios con la finalidad de acordar su intervención, colaboración y actuación conjunta en las distintas cuestiones relacionadas con el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

j) Dictar los actos necesarios para la ejecución del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) implementado a través del decreto 1119 del 6 de octubre de 1999 y sus normas reglamentarias y complementarias, y subdelegar en la Dirección Nacional de Promoción de las Energías Renovables las siguientes acciones:

i. la suscripción de contratos de locación de obra o servicios de consultoría con montos inferiores a cien mil dólares estadounidenses (USD100.000) en el marco de procesos realizados bajo las Normas de Selección y Contratación de Consultores con préstamos del BIRF, créditos de la Asociación Internacional de Fomento (AIF) y donaciones por prestatarios del Banco Mundial (versión enero 2011, actualizada 2014);

ii. la suscripción de convenios de viáticos relacionados con la gestión del PERMER contemplados en el componente 4 del Convenio de Préstamo;

iii. la designación de comités evaluadores para los procesos de licitación que se lleven a cabo en el marco del PERMER;

iv. la suscripción de adendas o enmiendas a los contratos de obra, bienes y servicios en lo relativo al plazo de ejecución, terminación de obra y entrega de bienes o servicios para todos los procesos realizados conforme a las Normas de Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Distintos a los de Consultoría con préstamos del BIRF, créditos de la AIF y donaciones por prestatarios del Banco Mundial (versión enero 2011, actualizada 2014).

k) Establecer la documentación a presentar para la inscripción en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) creado por el art. 9° de la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 y disponer la inscripción de los proyectos respectivos.

l) Dictar las normas aclaratorias y complementarias de la resolución 281/2017, sin perjuicio de las atribuciones que competen a la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico para dictar las normas que rigen la actuación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme a los criterios establecidos en la ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias.

m) Establecer el valor de referencia de las inversiones por tecnología, en dólares estadounidenses por megavatio, que se aplicará para determinar el cumplimiento del principio efectivo de ejecución en los términos del art. 9° de la ley 26.190, y el monto máximo de beneficios fiscales a otorgar por megavatio para cada tecnología, conforme a lo dispuesto en el art. 4° del anexo a la citada resolución 281/2017.

n) Aplicar la penalidad que corresponda por los incumplimientos previstos en los arts. 41 y 42 de esa resolución.

ñ) Autorizar cambios del Socio Estratégico en las sociedades titulares de proyectos adjudicados en las distintas Rondas del Programa RenovAr, de acuerdo con lo previsto en los pliegos de bases y condiciones correspondientes.

o) Autorizar cambios de tecnología en los proyectos asociados a los contratos celebrados en el marco de las Rondas del Programa RenovAr y de la resolución 202/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, e instruir a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)

a realizar las adecuaciones contractuales necesarias, de acuerdo con lo previsto en los pliegos de bases y condiciones correspondientes.

p) Dictar las normas necesarias para regular el procedimiento de solicitud de cambios de la tecnología empleada en las centrales, en el marco de lo dispuesto en los respectivos pliegos de bases y condiciones aprobados en el marco del Programa RenovAr.

q) Aprobar las solicitudes de relocalización de los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable en el marco del Programa RenovAr, conforme a lo previsto en la resolución 292 del 25 de junio de 2018 del ex Ministerio de Energía.

r) Dictar los actos interpretativos y aquellos que resulten necesarios para la aplicación de lo establecido en la resolución 285 del 14 de junio de 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería y en la citada resolución 292/2018 del ex Ministerio de Energía.

s) Dictar los actos necesarios para la ejecución del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) aprobado por el decreto 140 del 21 de diciembre de 2007, y suscribir convenios y aprobar los reglamentos de los planes que deriven de la ejecución de ese programa.

t) Dictar los actos necesarios para la instrumentación, reglamentación y ejecución del Plan “Alumbrado Eficiente” (PLAE) creado por el art. 1° de la resolución 84 del 12 de abril de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería.

u) Suscribir y ejecutar convenios marco y específicos de cooperación y asistencia con organismos públicos estatales o no estatales, nacionales o extranjeros y entidades privadas sin fines de lucro para el cumplimiento de los objetivos de la subsecretaría previstos en el apartado VIII bis del anexo al decreto 958/2018, y aprobar los gastos y ordenar los pagos que correspondan.

v) Ejercer las funciones asignadas a la entonces Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios en el Convenio de Donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial BIRF TF 092377 suscripto el 1° de octubre de 2009 entre la República Argentina y el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF).

w) Dictar los actos necesarios para la disposición del remanente de las lámparas adquiridas por la ex Secretaría de Energía para el Plan de Concientización e Implementación del Uso Racional de Energía Eléctrica en Usuarios Residenciales implementado por medio de la resolución 24 del 15 de enero de 2008 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

ARTÍCULO 2°.- La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

e. 14/01/2019 N°1999/19 v. 14/01/2019

RESOL-2019-52-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.059 del 19/02/2019

BUENOS AIRES, 15 DE FEBRERO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-08685930-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, y las resoluciones 275 del 16 de agosto de 2017 (RESOL-2017-275-APN-MEM), 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), todas del ex Ministerio de Energía y Minería, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190, modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos.

Que en ese marco, las leyes 26.190 y 27.191 y el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, reglamentario de aquéllas, establecen que la autoridad de aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los objetivos establecidos en la citada ley.

Que en cumplimiento de ello, se ha implementado el Programa RenovAr, iniciado por la resolución 71 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, del cual se han desarrollado hasta la fecha las Rondas 1, 1.5 y 2 –convocadas, respectivamente, por las resoluciones 136 del 25 de julio de 2016 (RESOL-2016-136-E-APN-MEM), 252 del 28 de octubre de 2016 (RESOL-2016-252-E-APN-MEM) y 275 del 16 de agosto de 2017 (RESOL-2017-275-APN-MEM), todas del ex Ministerio de Energía y Minería– y se encuentra en curso la Ronda 3/MiniRen –convocada por la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA) de esta Secretaría de Gobierno de Energía–.

Que, en particular, mediante la resolución 275/2017 se dio inicio a la Ronda 2 del Programa RenovAr, invitando a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como anexo (IF-2017-17397723-APN-SSER#MEM) integra la citada resolución.

Que por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron ochenta y ocho (88) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la resolución 275/2017 a las ofertas que, para cada tecnología, se detallan en los anexos I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM e IF-2017-33426894-APN-DNER#MEM, respectivamente) que integran aquellas resoluciones.

Que el citado plazo para la suscripción de los contratos fue prorrogado por las resoluciones 212 del 18 de mayo de 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2018-212-APN-MEM), 64 del 6 de agosto de 2018 del ex Ministerio de Energía (RESOL-2018-64-APN-MEN) y 37 del 10 de octubre de 2018 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-37-APN-SGE#MHA).

Que en las resoluciones mencionadas en el párrafo anterior se estableció que, sin perjuicio de la fecha de suscripción de los contratos, el Plazo Programado de Cierre Financiero, el Plazo Programado de Comienzo de Construcción, el Plazo Programado de Principio Efectivo de Ejecución y el Plazo Programado de Habilitación Comercial, conforme se los define en el Pliego, aplicables para determinar las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que suscriban los adjudicatarios durante el plazo de prórroga otorgado, comenzarían a computarse desde el mismo día en que debieron computarse si hubieran firmado en el plazo previsto en el artículo 21.1 del Pliego, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.4 de éste, con el fin de brindar idéntico tratamiento a todos los adjudicatarios.

Que casi la totalidad de los adjudicatarios han suscripto sus respectivos Contratos de Abastecimiento o están en plazo para hacerlo.

Que sólo tres (3) adjudicatarios no han suscripto sus Contratos en el plazo establecido y sus prórrogas.

Que esta autoridad de aplicación ha detectado un retraso generalizado del cumplimiento de los hitos contractuales de los Contratos de Abastecimiento suscriptos en el marco de la citada Ronda 2, motivados por distintos factores que inciden en el desarrollo de los proyectos.

Que el objetivo del Programa RenovAr es que los proyectos de inversión en generación eléctrica de fuente renovable se concreten, con el fin de cumplir con las metas establecidas en las leyes 26.190 y 27.191.

Que para alcanzar dichos objetivos, esta autoridad de aplicación debe adoptar las medidas necesarias para afrontar las circunstancias que se presentan, con el debido respeto de los principios licitatorios, resguardando los intereses de los usuarios y el adecuado desarrollo del sector eléctrico.

Que en atención a que la situación descripta es de carácter general para todos los adjudicatarios de la Ronda 2, se considera conveniente prever una extensión de las respectivas Fechas Programadas de Avance de Obras, tal como se las define en los Contratos, a exclusiva decisión de las sociedades titulares de cada proyecto, con el fin de lograr la viabilidad de los proyectos, sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos que impliquen un beneficio para los usuarios, para el sistema o para la industria nacional desarrollada en el sector de las energías renovables.

Que en ese orden, se establecen tres (3) requisitos, de los cuales los interesados deberán cumplir sólo dos (2), a su exclusiva elección, en función de la evaluación que cada uno realice sobre la situación de su proyecto.

Que, en consecuencia, se prevé la posibilidad de acceder a una prórroga de las Fechas Programadas de Avance de Obras, de ciento ochenta (180) días corridos para los hitos intermedios y de hasta trescientos sesenta y cinco (365) días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial, siempre que la sociedad titular del proyecto incremente la Garantía de Cumplimiento de Contrato y se comprometa a cumplir dos (2) de los siguientes requisitos, a su elección: a) incorporar al menos un treinta por ciento (30%) de componente nacional, b) aceptar reducir proporcionalmente el Período de Abastecimiento del contrato o c) aceptar reducir proporcionalmente el Factor de Incentivo previsto contractualmente.

Que si aun cuando se otorgue la prórroga prevista en esta medida, los proyectos no cumplieren en término los hitos intermedios, deberán incrementar la Garantía de Cumplimiento de Contrato del modo que se establece en la presente, a la vez que, si no alcanzaren la habilitación comercial en la fecha correspondiente, será de aplicación lo previsto para la habilitación comercial tardía en la cláusula 7.2.(b).ii del Contrato de Abastecimiento y en la resolución 285 del 14 de junio de 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2018-285-APN-MEM).

Que en este contexto y con el mencionado objetivo de tomar las medidas necesarias para la concreción de los proyectos, también se considera conveniente otorgar a las sociedades titulares de los proyectos adjudicados que no han suscripto los correspondientes contratos en el plazo establecido, la posibilidad de celebrar dichos contratos, siempre que cumplan ciertos requisitos, más exigentes que los previstos para el supuesto descripto precedentemente, por tratarse de situaciones objetivamente distintas, al no haber suscripto sus contratos en los plazos correspondientes.

Que también en estos casos se establecen tres (3) requisitos, de los cuales los interesados deberán cumplir sólo dos (2), a su exclusiva elección, en función de la evaluación que cada uno realice sobre la situación de su proyecto: a) incorporar al menos un treinta por ciento (30%) de componente nacional, b) aceptar la reducción de seis (6) años del Período de Abastecimiento del contrato o c) aceptar la eliminación del Factor de Incentivo previsto contractualmente.

Que en caso de acceder a la suscripción de los contratos, se aplicará el mismo criterio establecido en las ya citadas resoluciones de prórroga para la suscripción oportunamente otorgadas, en cuanto a que los plazos programados para el cumplimiento de los distintos hitos contractuales, aplicables para determinar las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que suscriban, comenzarán a computarse desde el mismo día en que debieron computarse si hubieren firmado en el plazo previsto en el artículo 21.1 del Pliego, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.4 de éste, con el fin de brindar idéntico tratamiento a todos los adjudicatarios en este aspecto.

Que, asimismo, se contempla la posibilidad de que las sociedades titulares de los proyectos que celebren sus contratos en los términos de la presente medida puedan solicitar también una extensión de las Fechas Programadas de Avance de Obras, siempre que cumplan con los requisitos que se establecen al efecto.

Que el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174 del 2 de marzo de 2018 y sus modificatorios establece que esta Secretaría de Gobierno de Energía ejerce las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174/2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establecer que los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, podrán solicitar una prórroga de las Fechas Programadas de Avance de Obras, con las siguientes condiciones:

a) Para obtener una prórroga de ciento ochenta (180) días corridos de la Fecha Programada de Cierre Financiero, la Fecha Programada de Comienzo de Construcción y la Fecha Programada de Principio Efectivo de Ejecución, deberán incrementar la Garantía de Cumplimiento de Contrato en un treinta por ciento (30%) de su monto original. Quienes al momento de solicitar esta prórroga hubieren incrementado la garantía citada en más del treinta por ciento (30%) del monto original por el previo incumplimiento de hitos, podrán reducir la garantía al monto original con más un treinta por ciento (30%).

b) Para obtener una prórroga de hasta trescientos sesenta y cinco (365) días corridos de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, deberán cumplir con dos (2) de los siguientes tres (3) requisitos, a elección del peticionante:

1) Comprometerse a cumplimentar un mínimo de treinta por ciento (30%) de Componente Nacional Declarado (CND), conforme lo indicado en el apartado e) del artículo 12.1.3 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la resolución 275 del 16 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-275-APN-MEM). A quienes se hayan comprometido, en el Contrato suscripto, a integrar como mínimo el porcentaje de CND mencionado en el párrafo anterior, se les tendrá por cumplido el requisito previsto en este inciso, manteniéndose el porcentaje de integración comprometido en el Contrato.

La aplicación y control del cumplimiento de este requisito se efectuará de acuerdo con lo establecido en el artículo 2°.

2) Acepte una reducción del Período de Abastecimiento del Contrato, equivalente a seis (6) veces la cantidad de días corridos transcurridos entre la Fecha Programada de Habilitación Comercial y la Fecha de Habilitación Comercial, tal como se las define en el Contrato.

3) Acepte una reducción del Factor de Incentivo (Anexo C del Contrato de Abastecimiento), resultante de la aplicación de lo establecido en el artículo 3°.

ARTÍCULO 2°. - A los efectos previstos en el apartado 1 del inciso b del artículo 1°, el interesado deberá manifestar únicamente el porcentaje de CND que se compromete a incorporar al proyecto. La autoridad de aplicación fiscalizará el cumplimiento del CND con posterioridad a la Fecha de Habilitación Comercial. Dicha fiscalización se realizará mediante una auditoría técnico-contable que tendrá en cuenta tanto los componentes físicos efectivamente incorporados como sus precios de adquisición.

En caso de que la autoridad de aplicación verificase una deficiencia en el cumplimiento del CND comprometido para acceder a la prórroga en los términos de la presente resolución, la sociedad titular del proyecto será pasible, bajo el Contrato de Abastecimiento, de una multa equivalente al cuarenta por ciento (40%) de la facturación mensual (calculada como la Energía Comprometida sobre 12 meses por el Precio Adjudicado, tal como se define a cada término en el Contrato de Abastecimiento) por cada punto porcentual (1%) de deficiencia en el cumplimiento del CND.

En el caso de los interesados que cumplan este requisito por haber comprometido en el Contrato suscripto un porcentaje de CND igual o mayor al treinta por ciento (30%), deberán cumplir con el porcentaje comprometido y se aplicará lo establecido en los párrafos segundo y tercero del artículo 25.1 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la citada resolución 275/2017.

En cualquiera de los casos mencionados, si se incumpliera el CND, además de la multa prevista se aplicará la reducción del Período de Abastecimiento del Contrato y la reducción del Factor de Incentivo, en los términos establecidos en los apartados 2 y 3 del inciso b del artículo anterior.

ARTÍCULO 3°. - A los efectos previstos en el apartado 3 del inciso b del artículo 1°, el Factor de Incentivo establecido en el Anexo C del Contrato de Abastecimiento suscripto por el interesado se reducirá, para cada año calendario, de acuerdo con los términos expresados a continuación:

$$FIM_{\text{Año Calendario}} = [FIO_{\text{Año Calendario}} - 1] * [1 - D / 365] + 1$$

Donde:

$FIM_{\text{Año Calendario}}$: es el Factor de Incentivo Modificado por aplicación de la presente resolución, para cada Año Calendario, a incluir en el Anexo C del Contrato de Abastecimiento.

$FIO_{\text{Año Calendario}}$: es el Factor de Incentivo Original establecido en el Anexo C del Contrato de Abastecimiento suscripto, que será reemplazado por el $FIM_{\text{Año Calendario}}$.

"D" = diferencia entre la Fecha de Habilitación Comercial y la Fecha Programada de Habilitación Comercial, expresada en días corridos.

ARTÍCULO 4°.- La solicitud de prórroga de la Fecha Programada de Cierre Financiero, la Fecha Programada de Comienzo de Construcción y la Fecha Programada de Principio Efectivo de Ejecución deberá ser presentada ante la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORÍSTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) hasta el 30 de abril de 2019, inclusive. La Garantía de Cumplimiento de Contrato, constituida en los términos del inciso a del artículo 1° deberá presentarse, a satisfacción de CAMMESA, con anterioridad a la suscripción de la adenda del Contrato que incorpore la prórroga de los plazos otorgada.

La solicitud de prórroga de la Fecha Programada de Habilitación Comercial deberá ser presentada ante CAMMESA con una antelación no menor a quince (15) días hábiles a la Fecha Programada de Habilitación Comercial prevista en cada Contrato de Abastecimiento de Energía Renovable. En la nota de solicitud el interesado deberá especificar los dos (2) requisitos que escoge cumplir, de acuerdo con lo previsto en el inciso b del artículo 1°.

En el caso de los proyectos cuya Fecha Programada de Habilitación Comercial sea anterior al 15 de marzo de 2019, inclusive, podrán solicitar la prórroga hasta el 29 de marzo de 2019, inclusive.

ARTÍCULO 5°.- Trascurrido el plazo de prórroga de ciento ochenta (180) días de la Fecha Programada de Cierre Financiero, la Fecha Programada de Comienzo de Construcción y la Fecha Programada de Principio Efectivo de Ejecución sin que se acredite el cumplimiento del hito respectivo, la sociedad titular del proyecto deberá incrementar en cada caso la Garantía de Cumplimiento de Contrato en un veinte por ciento (20%) del monto de dicha garantía vigente en la fecha del incumplimiento.

ARTÍCULO 6°.- Transcurrido el plazo máximo de trescientos sesenta y cinco (365) días corridos de ampliación de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, otorgado en los términos de la presente resolución, sin que se hubiere alcanzado la habilitación comercial de la central de generación, será de aplicación lo previsto en la cláusula 7.2.(b).ii del Contrato de Abastecimiento y en la resolución 285 del 14 de junio de 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2018-285-APN-MEM).

ARTÍCULO 7°.- Establecer que los adjudicatarios que no han suscripto los Contratos de Abastecimiento y sus respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en el plazo previsto al efecto en el artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones o en las prórrogas otorgadas por las resoluciones 212 del 18 de mayo de 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2018-212-APN-MEM), 64 del 6 de agosto de 2018 del ex Ministerio de Energía (RESOL-2018-64-APN-MEN) y 37 del 10 de octubre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-37-APN-SGE#MHA), podrán hacerlo siempre que cumplan dos (2) de los siguientes tres (3) requisitos, a elección del peticionante:

a) Comprometerse a cumplimentar un mínimo de treinta por ciento (30%) de Componente Nacional Declarado (CND), conforme lo indicado en el apartado e) del artículo 12.1.3 del Pliego de Bases y Condiciones. A quienes se hayan comprometido, en su Oferta, a integrar como mínimo el porcentaje de CND mencionado en el párrafo anterior, se les tendrá por cumplido el requisito previsto en este inciso manteniéndose el porcentaje de integración comprometido en la Oferta.

La aplicación y control del cumplimiento de este requisito se efectuará de acuerdo con lo establecido en el artículo 2° de la presente resolución, con excepción de su último párrafo. Si se incumpliera el CND, además de la multa prevista en el citado artículo 2°, se aplicará la reducción del Período de

Abastecimiento del Contrato y la eliminación del Factor de Incentivo, en los términos establecidos en los incisos b y c del presente artículo.

b) Acepte una reducción del Período de Abastecimiento del Contrato de Abastecimiento de seis (6) años, resultando un Período de Abastecimiento de catorce (14) Años de Producción desde la Fecha de Habilitación Comercial, tal como estos conceptos se definen en el Contrato.

c) Acepte la eliminación plena del Factor de Incentivo establecido en el Anexo C del Contrato de Abastecimiento a suscribir.

ARTÍCULO 8°.- La suscripción de los contratos incluidos en el artículo anterior podrá realizarse hasta el 30 de abril de 2019, inclusive, y deberá solicitarse a CAMMESA con al menos diez (10) días hábiles de anticipación a la fecha mencionada precedentemente.

En la nota de solicitud, los interesados deberán especificar los dos (2) requisitos que escogen cumplir, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7°.

ARTÍCULO 9°.- El cómputo de los plazos programados para cada hito contenidos en cada oferta para determinar las Fechas Programadas de Avance de Obras de los contratos que se suscriban en el marco de lo previsto en el artículo 7°, deberá contabilizarse desde el 1° de junio de 2018.

ARTÍCULO 10.- Las sociedades comprendidas en el artículo 7° podrán solicitar a CAMMESA un cambio de Socio Estratégico previamente a la suscripción del Contrato de Abastecimiento, en un plazo no menor a quince (15) días hábiles anteriores a la fecha establecida en el artículo 8°.

La solicitud de cambio de Socio Estratégico deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 12.3.8 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la citada resolución 275/2017.

ARTÍCULO 11.- Las sociedades comprendidas en el artículo 7° podrán solicitar a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno un cambio de tecnología del proyecto previamente a la suscripción del Contrato de Abastecimiento, en un plazo no menor a quince (15) días hábiles anteriores a la fecha establecida en el artículo 8°.

La solicitud de cambio de tecnología deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 19.5 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la citada resolución 275/2017.

Para la emisión del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables será aplicable lo establecido en el artículo 7° de la citada resolución 212/2018.

ARTÍCULO 12.- Establecer que las sociedades comprendidas en el artículo 7° podrán solicitar prórroga de las Fechas Programadas de Avance de Obras, de acuerdo con lo establecido a continuación:

a) De ciento ochenta (180) días corridos para la Fecha Programada de Cierre Financiero, la Fecha Programada de Comienzo de Construcción y la Fecha Programada de Principio Efectivo de Ejecución, de acuerdo con lo establecido en el inciso a del artículo 1° y en el primer párrafo del artículo 4°.

b) De hasta trescientos sesenta y cinco (365) días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial, siempre que cumplan con el requisito no escogido al solicitar la suscripción del contrato –referido al CND, al Período de Abastecimiento o al Factor de Incentivo– con el alcance que para cada caso se establece en los artículos 1°, inciso b, 2° y 3° de la presente resolución.

La solicitud de prórroga de la Fecha Programada de Habilitación Comercial deberá ser presentada ante CAMMESA con una antelación no menor a quince (15) días hábiles previos a la Fecha Programada de Habilitación Comercial prevista en el Contrato.

Será aplicable lo previsto en los artículos 5° y 6° de esta resolución. En la nota de solicitud el interesado deberá manifestar que acepta cumplir el requisito correspondiente, de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 13.- En los casos en que se hubiere solicitado la prórroga de la Fecha Programada de Habilitación Comercial de acuerdo con lo previsto en el inciso b del artículo anterior y se incumpliera con el CND comprometido, la sociedad titular del proyecto será pasible, bajo el Contrato de Abastecimiento, de una multa equivalente al cincuenta por ciento (50%) de la facturación mensual (calculada como la Energía Comprometida sobre 12 meses por el Precio Adjudicado, tal como se define a cada término en el Contrato de Abastecimiento) por cada punto porcentual (1%) de deficiencia en el cumplimiento del CND.

ARTÍCULO 14.- Instruir a CAMMESA para que informe a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética sobre todas las presentaciones realizadas y las prórrogas otorgadas en el marco de la presente disposición.

ARTÍCULO 15.- Facultar a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética a dictar los actos que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en la presente medida.

ARTÍCULO 16.- Instruir a CAMMESA para que notifique la presente resolución a las sociedades titulares de los proyectos adjudicados por las resoluciones 473/2017 y 488/2017.

ARTÍCULO 17.- Notificar a CAMMESA y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR (BICE).

ARTÍCULO 18.- La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación.

ARTÍCULO 19.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

e. 19/02/2019 N°9595/19 v. 19/02/2019

RESOL-2019-81-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.070 del 08/03/2019

BUENOS AIRES, 07 DE MARZO DE 2019

Visto el expediente EX-2018-04987104-APN-DDYME#MEM, las leyes 27.328 y 27.431, el decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios, los decretos 174 del 2 de marzo de 2018 y 802 del 5 de septiembre de 2018, y la resolución 951 del 20 de noviembre de 2018 del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-951-APN-MHA), y

CONSIDERANDO:

Que mediante la ley 27.328 se implementó un régimen relativo a los Contratos de Participación Público Privada con el fin de desarrollar proyectos en los campos de infraestructura, vivienda, actividades y servicios, inversión productiva, investigación aplicada e innovación tecnológica.

Que la citada ley fue reglamentada mediante el decreto 118 del 17 de febrero de 2017, modificado por los decretos 936 del 14 de noviembre de 2017 y 987 del 1° de noviembre de 2018.

Que el artículo 12 de la citada ley establece que la selección del contratista se hará mediante el procedimiento de licitación o concurso público, nacional o internacional.

Que por el expediente citado en el Visto, tramita el Proyecto de Participación Público Privada “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”, propiciado por esta Secretaría de Gobierno de Energía en su carácter de autoridad convocante.

Que el ex Ministerio de Energía, a través de la ex Secretaría de Coordinación de Política Energética, emitió el informe preliminar y el informe dispuesto por el artículo 13 de la ley 27.328, obrantes en el expediente citado en el Visto, para licitar el Proyecto de Participación Público Privada denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”.

Que la expansión del sistema de transporte eléctrico es esencial a los fines de satisfacer necesidades de interés público, ya que unifica zonas de competencia, induciendo a una operación más eficiente del sistema y optimizando el despacho de generación.

Que de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Participación Público Privada el período de vigencia contractual establecido es de quince (15) años desde la fecha de suscripción del contrato, e incluye el período de construcción y el período de prestación de servicios de operación y mantenimiento.

Que por la resolución 20 del 12 de octubre de 2018 de la ex Secretaría de Coordinación de Política Energética dependiente de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-20-APN-SCPE#MHA) se dio inicio al Procedimiento Transparente de Consulta, finalizando el 26 de octubre de 2018 (EX-2018-49832175-APN-DGDOMEN#MHA).

Que como consecuencia del Procedimiento Transparente de Consulta se ha enriquecido la documentación licitatoria del Proyecto de Participación Público Privada denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”.

Que la Secretaría de Gobierno de Energía y la entonces Secretaría de Participación Público Privada del Ministerio de Hacienda han elaborado de forma conjunta los proyectos de documentos contractuales y licitatorios para el referido Proyecto.

Que el servicio jurídico permanente ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se suscribe en virtud de las atribuciones conferidas por la ley 27.328 y la resolución 951 del 20 de noviembre de 2018 del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-951-APN-MHA).

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Llamar a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”, el cual comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias, y la posterior

prestación de los servicios de operación y mantenimiento, bajo el régimen de la ley 27.328 y su decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios para el Proyecto de Participación Público-Privada denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión en 500 kV E.T. Río Diamante - Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”.

ARTÍCULO 2°.- Aprobar el Pliego de Bases y Condiciones (IF-2019-10267320-APN-DNPE#MHA) y sus anexos (anexo I: IF-2019-10267434-APN-DNPE#MHA, subanexos: IF-2018-62043601-APN-DNPE#MHA, anexo II: IF-2019-10267234-APN-DNPE#MHA, anexo III: IF-2018-62049287-APN-DNPE#MHA, anexo IV: IF-2018-62049885-APN-DNPE#MHA, anexo V: IF-2018-62050382-APN-DNPE#MHA, anexo VI: IF-2018-62052576-APN-DNPE#MHA, anexo VII: IF-2018-62053506-APN-DNPE#MHA, anexo VIII 132 kV y 66 kV: IF-2018-62053874-APN-DNPE#MHA, anexo VIII 500 kV: IF-2018-62054420-APN-DNPE#MHA, anexo IX: IF-2018-62054794-APN-DNPE#MHA, anexo X: IF-2018-62055313-APN-DNPE#MHA y anexo XI: IF-2018-62055648-APN-DNPE#MHA), que integran esta medida.

ARTÍCULO 3°.- Disponer que el Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos, y el modelo de Contrato de Participación Público Privada podrán consultarse y descargarse (i) de la página web de la Secretaría de Gobierno de Energía (https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/linea-extra-alta-tension-rio-diamante); y/o (ii) de la página web de la Subsecretaría de Participación Público Privada (https://www.argentina.gob.ar/jefatura/ppp).

ARTÍCULO 4°.- Fijar el domicilio para la presentación de las ofertas en Hipólito Yrigoyen 250, piso 5°, el 27 de mayo de 2019, en el horario de las 15:00 horas.

ARTÍCULO 5°.- Finalizada la recepción de las ofertas se procederá a la apertura del Sobre N° 1.

ARTÍCULO 6°.- Publicar el aviso de la licitación pública nacional e internacional en el Boletín Oficial de la República Argentina por el término de tres (3) días y en el sitio web de las Naciones Unidas –Un Development Business.

ARTÍCULO 7°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución no se publica/n.

e. 08/03/2019 N° 14296/19 v. 08/03/2019

RESOL-2019-82-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.070 del 08/03/2019

BUENOS AIRES, 07 DE MARZO DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-13526565- -APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 17.319, 24.076, 26.197, y los decretos 1738 del 18 de septiembre de 1992 y 966 del 16 de agosto de 2005, y

CONSIDERANDO:

Que en el artículo 3° de la ley 17.319 se establece que el Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Que en el artículo 1° de la ley 26.741 se declara como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

Que el gas natural representa más del cincuenta y siete por ciento (57%) de la oferta interna total de energía de la República Argentina.

Que la implementación de programas destinados a la promoción de inversiones en producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales, especialmente de la cuenca Neuquina, ha generado un sustancial incremento de la producción de gas natural de esa cuenca, particularmente impulsado por las inversiones realizadas en esta nueva forma de explotación.

Que, como resultado de esos programas, la producción de gas natural de reservorios no convencionales creció un cuarenta y tres por ciento (43%) entre enero de 2018 y enero de 2019.

Que ese incremento en la producción doméstica de gas natural contribuyó, en 2018, a reducir en un catorce por ciento (14%) las necesidades de recurrir a gas natural importado, incluyendo gas natural licuado (GNL), y a disminuir el uso de combustibles líquidos para la generación eléctrica.

Que a los fines de continuar incrementando la producción de gas natural de la cuenca Neuquina, resulta necesario contar con la correspondiente infraestructura de captación, tratamiento, transporte y almacenaje de los hidrocarburos.

Que en la ley 24.076 se establecen los principios generales que regulan la actividad de transporte de gas natural.

Que entre los objetivos para la regulación del transporte y distribución del gas natural, en el inciso b) del artículo 2° de la ley 24.076, se contempla promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que resulta necesario generar las condiciones que propicien la construcción de un nuevo sistema de transporte de hidrocarburos gaseosos e instalaciones asociadas, o la ampliación significativa de los gasoductos existentes, compatible con el desarrollo de las reservas de hidrocarburos antes señalado.

Que en el artículo 4° de la ley 24.076 se establece que el transporte y la distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado a las que el Poder Ejecutivo Nacional haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, licencia o permiso, previa selección por licitación pública.

Que el desarrollo de un nuevo sistema de transporte enfrenta una mayor incertidumbre, en varios aspectos, respecto de los gasoductos ya establecidos y en operación, que obedece a que puede no tener previamente comprometida la totalidad de su demanda, dado que se propone abastecer un mercado no completamente maduro.

Que la particularidad antes mencionada hace necesario que la regulación pueda prever incentivos para este tipo de proyectos a fin de despejar la incertidumbre referida.

Que esa regulación de incentivos requiere la definición de reglas particulares en cuanto a las condiciones económicas de prestación del servicio vinculado con el desarrollo del nuevo sistema de transporte, particularmente en lo atinente al acceso a la capacidad y a las tarifas aplicables.

Que la regulación particular del acceso a la capacidad puede aplicarse para el período de repago de la inversión por parte de los desarrolladores del nuevo sistema de transporte.

Que, en este sentido, existen numerosos antecedentes internacionales, como es el caso del artículo 36 de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo, que compila reglas comunes para el funcionamiento de los mercados domésticos de gas natural y permite la posibilidad de otorgar, a solicitud del interesado, una exención al régimen de acceso abierto a las infraestructuras de gas natural, a condición de que se satisfagan cinco criterios: a) la inversión debe reforzar la competencia en el suministro de gas natural y potenciar la seguridad del suministro; b) el nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que ésta no se llevaría a cabo de no concederse la exención; c) la infraestructura debe ser propiedad de una persona física o jurídica distinta, por lo menos en su personalidad jurídica, de los gestores de redes en cuyas redes vaya a construirse; d) se cobran cánones a los usuarios de la infraestructura; e) la exención no va en detrimento de la competencia ni del funcionamiento efectivo del mercado interior del gas natural, ni tampoco del funcionamiento eficiente de la red regulada a la que está conectada la infraestructura.

Que conforme a la mencionada directiva, los citados criterios se aplican también a los aumentos significativos de capacidad en las infraestructuras ya existentes, y a las modificaciones de dichas infraestructuras que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas.

Que en el marco descripto, resulta conveniente establecer un procedimiento participativo para la identificación de posibles soluciones a la necesidad de captación, tratamiento, transporte y almacenaje de gas natural proveniente de la cuenca Neuquina, mediante la convocatoria a manifestaciones de interés para construir un nuevo sistema de transporte o desarrollar una ampliación significativa de la capacidad de transporte desde la citada cuenca hasta los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral, con capacidad para desplazar volúmenes significativos de gas natural licuado (GNL) importado.

Que se contempla la posibilidad de que el Fondo de Garantía de Sustentabilidad de la Administración Nacional de la Seguridad Social participe en una parte sustancial del financiamiento, en condiciones de mercado.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta resolución se dicta en virtud de las facultades conferidas por el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174 del 3 de marzo de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Convocar a la presentación de manifestaciones de interés para la construcción de un nuevo gasoducto, o la ampliación significativa de la capacidad de transporte existente, para la evacuación de gas natural producido en la cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral, con potencial para desplazar volúmenes significativos de gas natural licuado (GNL) importado, conforme a los términos de referencia que integran este acto como anexo (IF-2019-13785008-APN-SSHYC#MHA).

ARTÍCULO 2º.- Las presentaciones podrán realizarse hasta el 8 de abril del corriente, en la Mesa de Entradas de esta Secretaría, sita en Balcarce 186, 1° piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ARTÍCULO 3º.- Facultar a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles a dictar los actos que sean necesarios y evacuar las consultas que se efectúen durante el período indicado en el artículo anterior.

ARTÍCULO 4°.- La mencionada Subsecretaría, previo análisis de las propuestas presentadas y las condiciones informadas para su eventual desarrollo, las elevará junto con su evaluación y la del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) para consideración de esta Secretaría.

En función de la eficacia y eficiencia de su contribución al logro del objetivo de esta convocatoria, las propuestas evaluadas podrán ser consideradas, total o parcialmente (i) para su integración a las bases y condiciones que serán determinadas conforme al inciso h) del artículo 52 de la ley 24.076, para la realización de un ulterior proceso de selección por licitación pública, para la construcción y operación de un nuevo sistema de transporte de gas natural e instalaciones conexas, o (ii) para la ampliación significativa de los gasoductos existentes.

ARTÍCULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 08/03/2019 N° 14295/19 v. 08/03/2019

ANEXO

Archivo.pdf

RESOL-2019-90-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.072 del 12/03/2019

BUENOS AIRES, 11 DE MARZO DE 2019

Visto el expediente EX-2018-56478734-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, los decretos 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, 882 del 21 de julio de 2016 y 471 del 30 de junio de 2017 y la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), y

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 1° de la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA) se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (el "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3"), con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en representación de Agentes Distribuidores del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprobó por el artículo 2° de la citada medida.

Que en los fundamentos de la citada resolución se expresó que debido a las restricciones de capacidad de transporte existentes en las líneas de Alta y Extra Alta Tensión –ciento treinta y dos kilovoltios (132 kV) y quinientos kilovoltios (500 kV)– y las capacidades disponibles en las redes de Media Tensión –trece coma dos kilovoltios (13,2 kV), treinta y tres kilovoltios (33 kV) y sesenta y seis kilovoltios (66 kV)– todas ellas de titularidad de los Agentes Distribuidores y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), resulta conveniente convocar a la presentación de proyectos de menor escala, en comparación con las rondas anteriores del Programa RenovAr, contribuyendo a una mayor estabilidad en las redes, a acercar la generación a la demanda disminuyendo así las pérdidas eléctricas y a fomentar el desarrollo regional, al mismo tiempo que fomentar la sustitución de generación forzada de combustibles alternativos existentes.

Que debido a la orientación dada a la citada convocatoria, se presentaron diferencias respecto de las anteriores rondas del Programa RenovAr, en atención a la menor escala de los proyectos, el nivel de tensión al que éstos se conectarán y la necesaria participación de los Agentes Distribuidores y, en su caso, de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), aspectos que justificaban un diseño específico tanto del procedimiento de selección, como del contrato de abastecimiento a celebrar y de la estructura de garantías a otorgar.

Que al preverse que los nuevos proyectos se conectarán en redes de titularidad de los Agentes Distribuidores y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), resulta necesario contar con la conformidad expresa de aquéllos para permitir la conexión técnica de los proyectos a las citadas redes.

Que, desde el punto de vista comercial, se requirió el compromiso de los Agentes Distribuidores de tomar para el abastecimiento de su propia demanda el total de la energía entregada en cumplimiento del contrato de abastecimiento de energía renovable por parte del proyecto y de afrontar, dentro de las compras mensuales de energía que el Agente Distribuidor realice en el MEM, los costos económicos del citado contrato, en ambos casos durante todo el periodo de vigencia del contrato, sin perjuicio de las competencias de los entes regulatorios jurisdiccionales.

Que también en el aspecto comercial de la relación con los Agentes Distribuidores se consideró necesario requerir de estos últimos el compromiso de no permitir el ingreso de nueva generación renovable en el punto de entrega o en el área de influencia de éste, que impida o dificulte la inyección de la generación renovable del proyecto durante toda la duración del contrato de abastecimiento de energía renovable que se suscriba en caso de resultar adjudicado.

Que la fecha de presentación de ofertas establecida en la citada convocatoria es el 27 de marzo de 2019.

Que a partir de un reexamen de las bases y condiciones de la convocatoria efectuada por la resolución 100/2018 se considera conveniente introducir ciertas modificaciones en aquéllas, en línea con la estructura contractual propia de las rondas anteriores del Programa RenovAr, sin desatender las características específicas de MiniRen/Ronda 3, derivadas específicamente de la escala de los proyectos y el nivel de tensión en que se conectarán.

Que, en ese marco, resulta conveniente establecer que CAMMESA celebrará los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable como parte compradora, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– como en las rondas previas del Programa RenovAr, en lugar de hacerlo en representación de los Agentes Distribuidores del MEM exclusivamente.

Que, como consecuencia, corresponde eliminar los compromisos de carácter comercial que debía asumir el Agente Distribuidor, de acuerdo con el diseño inicial de la convocatoria.

Que, por lo tanto, los costos económicos de los contratos que se celebren serán asumidos por el total de la demanda, en los mismos términos establecidos para las rondas anteriores del Programa RenovAr.

Que, por otro lado, se considera conveniente modificar el monto de la multa a aplicar en caso de retraso en alcanzar la habilitación comercial, con el fin de establecer un monto proporcional en función del Valor de Referencia para Inversiones correspondiente a cada Tecnología, manteniendo como monto máximo al originalmente establecido, de manera de considerar las diferencias existentes en los costos de inversión en cada una de las Tecnologías incluidas en la convocatoria.

Que atento a las modificaciones que se introducen, corresponde ratificar las circulares emitidas por CAMMESA en ejercicio de la facultad establecida en el artículo 5° del Pliego de Bases y Condiciones, con excepción de los puntos que no se ajustan a las modificaciones mencionadas, los cuales deben ser dejados sin efecto.

Que si bien los cambios que se introducen facilitan la elaboración y presentación de ofertas en esta convocatoria, es conveniente prorrogar la fecha de presentación de ofertas por un plazo razonable, para permitir el completo análisis de las modificaciones dispuestas por parte de todos los interesados y potenciales oferentes.

Que a raíz de ello es necesario establecer un nuevo cronograma completo para la convocatoria.

Que atento a la prórroga para la presentación de ofertas que se establece por este acto, se considera conveniente fijar un nuevo plazo para que los Agentes Distribuidores tengan la posibilidad de abonar a CAMMESA la deuda o saldo impago que tenían al 1° de enero de 2019, o acordar el plan de pagos correspondiente, en los casos en que la deuda o saldo resulte mayor al pago equivalente al facturado por CAMMESA en diciembre de 2018, con el fin de que exista una mayor cantidad de Agentes Distribuidores disponibles para la conexión de proyectos en sus redes, manteniendo el criterio establecido al respecto en la resolución 100/2018.

Que, por otra parte, corresponde precisar que las facultades otorgadas a esta autoridad de aplicación relativas a la calificación y adjudicación de las Ofertas, según lo previsto en el Pliego de Bases y Condiciones, serán ejercidas por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía, de acuerdo con la delegación efectuada por el inciso c del artículo 1° de la resolución 1 del 11 de enero de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA).

Que la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética ha tomado la intervención que le compete.

Que el servicio jurídico permanente dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los artículos 35, 36 y 84 de la ley 24.065, el artículo 12 de la ley 27.191, el artículo 84 del decreto 1398 del 6 de agosto de 1992; los artículos 5° y 8° del anexo I y 12 del anexo II, del decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y del apartado VIII bis del anexo II del decreto 174 del 2 de marzo de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. - Sustituir el artículo 1° de la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA) por el siguiente:

“ARTÍCULO 1°.- Convócase a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”– con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica

Renovable, con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM– de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprueba por el artículo 2° de esta resolución.”.

ARTÍCULO 2°. - Aprobar las modificaciones al Pliego de Bases y Condiciones y sus anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”, aprobado como anexo (IF-2018-58327856-APNDNER#MHA) de la resolución 100/2018, establecidas en el anexo I (IF-2019-13981331-APN-DNER#MHA) que integra esta resolución.

ARTÍCULO 3°. - Sustituir el artículo 12 de la resolución 100/2018 de esta Secretaría de Gobierno de Energía por el siguiente:

“ARTÍCULO 12.- Establécese que los oferentes deberán presentar, con su oferta, una Carta de Acuerdo de Conexión Técnica, que se incluye como anexo 3 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de este acto, suscripta por el oferente y el Agente Prestador del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica del MEM (Distribuidor o Cooperativa Eléctrica), a cuyas instalaciones el Proyecto se vincule directa o indirectamente y/o esté bajo responsabilidad de dicho Agente MEM el abastecimiento de cualquier demanda que se localice en el área donde se instalará el Proyecto. En caso de que la central de generación se conecte en una red de titularidad de un Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), éste último también deberá suscribir la Carta de Acuerdo, prestando expresa conformidad sobre las condiciones técnicas de conexión a la red eléctrica por la potencia del proyecto en el punto de entrega que establezcan.”.

ARTÍCULO 4°. - Sustituir el artículo 14 de la resolución 100/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía por el siguiente:

“ARTÍCULO 14.- Las Centrales de Generación que se construyan como resultado de la adjudicación en el marco de esta convocatoria no poseerán prioridad de despacho frente a otras centrales de generación, autogeneración o cogeneración renovable que operen en el MEM en caso de congestión del Sistema Argentino de Interconexión (S.A.D.I.), quedando excluidas de la prioridad prevista por el inciso 3 del artículo 7° de la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM).

El Organismo Encargado del Despacho (OED) realizará las adecuaciones necesarias en las capacidades de transporte disponibles para la incorporación de energía producida por centrales de generación, cogeneración o autogeneración de fuentes renovables que publica periódicamente, para favorecer la no congestión entre proyectos renovables futuros y los que se construyan como resultado de la adjudicación en el marco de esta convocatoria.”.

ARTÍCULO 5°. - Sustituir el artículo 16 de la resolución 100/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía por el siguiente:

“ARTÍCULO 16.- CAMMESA, mientras asuma la representación de la demanda de los Distribuidores y los Grandes Usuarios del MEM, como parte compradora en los Contratos de Abastecimiento del Mercado a Término del MEM, emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente a los Contratos de Abastecimiento, todo de acuerdo con Los Procedimientos del MEM.”.

ARTÍCULO 6°. - Sustituir el artículo 17 de la resolución 100/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía por el siguiente:

“ARTÍCULO 17.- CAMMESA emitirá la documentación comercial correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable hasta el dictado de la regulación que transfiera dicha emisión a los Agentes Vendedores.

En tanto CAMMESA emita la aludida documentación comercial certificará, conforme a las constancias publicadas en el Documento de Transacciones Económicas, en favor del Agente Vendedor en un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que así lo solicite, la parte proporcional de la deuda mensual en mora de los Agentes Demandantes del MEM, correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable del Agente Vendedor solicitante.”

ARTÍCULO 7°. - Establecer que para otorgar la autorización para la conexión técnica de los proyectos que participen en la convocatoria iniciada por la resolución 100/2018, en los términos establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones, los Agentes Distribuidores no deberán tener, al 1° de enero de 2019, deuda o saldo impago a CAMMESA que resulte mayor al monto facturado por ésta con vencimiento en diciembre de 2018.

Los Agentes Distribuidores que tuvieren deuda o saldo impago a la fecha indicada, para poder otorgar la autorización mencionada, deberán regularizar dicha deuda hasta el 30 de abril de 2019, inclusive.

A los efectos indicados en el presente artículo, no serán considerados deuda o saldo impago los montos incluidos en acuerdos de deuda y/o acuerdos de pago que se encuentren vigentes y en cumplimiento por parte de los Agentes Distribuidores.

ARTÍCULO 8°. - Sustituir el “Anexo 1: Cronograma de la Convocatoria” del Pliego de Bases y Condiciones aprobado como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) de la resolución 100/2018, por el anexo II (IF-2019-13981694-APN-DNER#MHA) que integra esta resolución.

ARTÍCULO 9°.- Sustituir el “Anexo 3: Carta de Acuerdo de Conexión Técnica y Comercial con el Agente Distribuidor o PAFTT” del Pliego de Bases y Condiciones aprobado como anexo (IF-2018-58327856-APNDNER#MHA) de la resolución 100/2018, por el anexo III (IF-2019-13981902-APN-DNER#MHA) que integra esta resolución.

ARTÍCULO 10.- Ratificar la circular 1 del 21 de diciembre de 2018, emitida por CAMMESA, con excepción de los puntos que se indican a continuación, los cuales se dejan sin efecto:

a) segundo párrafo del punto “1.2. PBC – Art 3.8 – anexo 3 – Carta de Acuerdo de Conexión Técnica y Comercial con el Agente Distribuidor o PAFTT”; y

b) punto “1.3. PBC – anexo 3 – Carta de Acuerdo de Conexión Técnica y Comercial con el Agente Distribuidor o PAFTT”.

ARTÍCULO 11.- Ratificar el punto “2.1. PBC – Art 3.8 – Distancia entre proyectos” de la circular 2 del 4 de febrero de 2019, emitida por CAMMESA y dejar sin efecto el punto “2.2. PBC – anexos 4, 5 y 8” de la citada circular y los anexos allí mencionados.

CAMMESA publicará por circular los nuevos anexos 4, 5 y 8, contemplando las modificaciones introducidas por esta resolución.

ARTÍCULO 12.- Establecer que las facultades otorgadas a esta Autoridad de Aplicación relativas a la calificación y adjudicación de las Ofertas, según lo previsto en los artículos 16 y 19 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) de la resolución 100/2018, respectivamente, serán ejercidas por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía, de acuerdo con la delegación efectuada por el inciso c del artículo 1° de la resolución 1 del 11 de enero de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA).

ARTÍCULO 13.- La Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética elaborará el texto ordenado del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la resolución 100/2018, con la incorporación de las modificaciones establecidas por este acto y lo comunicará a CAMMESA para publicarlo en su página web (portalweb.cammesa.com).

ARTÍCULO 14.- Notificar esta medida a CAMMESA y al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), en su calidad de Fiduciario del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

ARTÍCULO 15.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 12/03/2019 N° 15143/19 v. 12/03/2019

ANEXO 1

Archivo.pdf

ANEXO 2

Archivo.pdf

ANEXO 3

Archivo.pdf

RESOL-2019-230-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.104 del 30/04/2019

BUENOS AIRES, 26 DE ABRIL DE 2019

Visto el expediente EX-2019-36268352-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, el decreto 531 del 30 de marzo de 2016, la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM), y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190, modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2025.

Que el mencionado régimen se orienta a estimular las inversiones en generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que el artículo 8° de la ley 27.191 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura de los consumos anuales con energía eléctrica de fuente renovable.

Que el artículo 9° de la ley 27.191 dispone que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW), deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo 8° de la ley 27.191 y, a tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación, todo ello bajo las regulaciones que establezca la autoridad de aplicación.

Que el artículo 9° del anexo II del decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, reglamentario de las leyes 26.190 y 27.191, dispone que la obligación impuesta por el artículo 9° de la ley 27.191 a los sujetos allí individualizados podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables; o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) o el ente que designe la autoridad de aplicación.

Que por la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM) se regula el Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER), por el cual los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9° de la ley 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

Que por la citada resolución se establece un sistema de asignación de prioridad de despacho para las centrales de generación que utilicen fuentes renovables, que permite brindar certeza sobre las posibilidades de despacho de la energía eléctrica generada.

Que las centrales de generación que operen en el MATER mantienen la prioridad asignada en la medida en que alcancen la habilitación comercial en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses o en la fecha comprometida, en caso de haber accedido a la prioridad asignada por medio del procedimiento de desempate regulado en el artículo 9° del anexo de la resolución 281/2017.

Que en caso de no cumplir con los plazos establecidos, la central de generación pierde la mencionada prioridad y, además, el Organismo Encargado del Despacho (OED) procede a la ejecución de la garantía constituida como requisito para acceder a la prioridad de despacho mencionada, de acuerdo con lo previsto en los artículos 10, 11 y 12 del anexo de la resolución 281/2017.

Que el citado artículo 11 establece que los plazos en los cuales debe alcanzarse la habilitación comercial podrán ser prorrogados por un plazo máximo de ciento ochenta días (180) por el OED, siempre que la prórroga se solicite al menos ciento ochenta días (180) antes del vencimiento de aquél y se acredite como mínimo un avance de obra a la fecha de la solicitud del sesenta por ciento (60%), calculado respecto del valor de referencia de las inversiones de la tecnología correspondiente, fijado por la ex

Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería, actualmente Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía, conforme lo establecido en el inciso m del artículo 1° de la resolución 1 del 14 de enero de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA).

Que el artículo 12 del anexo mencionado prevé que, en caso de solicitarse prórroga del plazo para alcanzar la habilitación comercial, el peticionante deberá acreditar, junto con la solicitud, un incremento de la caución por la suma allí establecida, con un plazo de vigencia suficiente para cubrir la prórroga solicitada más ciento veinte (120) días.

Que la aplicación práctica del régimen regulado por la resolución 281/2017 evidenció que el plazo de antelación establecido para que los proyectos soliciten la prórroga mencionada resultó ser excesivamente extenso, motivo por el cual se considera conveniente flexibilizar dicho requisito temporal para obtener la referida extensión del plazo para alcanzar la habilitación comercial.

Que asimismo, resulta conveniente adicionar a la única oportunidad ya prevista para solicitar la prórroga mencionada, una instancia más en la que se habilite dicha solicitud, con el fin de brindar cobertura a los casos en los que no se alcance el sesenta por ciento (60%) de avance de obra en el plazo referido precedentemente, requiriendo en esos casos el pago de un cargo por la prórroga solicitada.

Que también corresponde definir el criterio para evaluar el cumplimiento del avance de obra requerido por el artículo 11 del anexo de la resolución 281/2017.

Que además de los casos referidos anteriormente, tendientes a obtener la prórroga de ciento ochenta (180) días prevista en el citado artículo 11, se considera oportuno y necesario prever la posibilidad de solicitar una prórroga adicional para alcanzar la habilitación comercial de los proyectos a los que se les ha asignado prioridad de despacho, con el fin de evitar situaciones en las que se expongan a perder la prioridad y a la ejecución de la garantía pese a que alcancen la habilitación comercial en un plazo razonable, aunque en forma tardía.

Que para esos casos, se prevé la aplicación de un cargo superior, por tratarse de un retraso mayor.

Que en otro orden, corresponde atender las solicitudes efectuadas por distintos actores que participan o tienen interés en participar en el MATER, respecto de la flexibilización de las oportunidades para que los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) informen al OED su decisión de quedar excluidos de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 17 del anexo de la resolución 281/2017.

Que en este aspecto, la experiencia acumulada desde la entrada en vigencia del MATER permite asumir que dicha flexibilización otorgará mayor dinamismo al sistema en beneficio de todos los actores involucrados.

Que por otra parte, por el decreto 962 del 24 de noviembre de 2017 se derogaron los apartados i y ii del inciso 4 del artículo 9° y los incisos 1 y 3 del artículo 11, y se modificó el inciso 2 de este último artículo, todos del anexo II del decreto 531/2016, referidos a la acreditación por parte de los grandes usuarios de la suscripción del contrato por el que se aseguren el abastecimiento de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir individualmente los objetivos establecidos en el artículo 8° de la ley 27.191 o bien presentar el proyecto de autogeneración o cogeneración a desarrollar con dicho fin, por lo que corresponde derogar los artículos de la resolución 281/2017 que establecen los procedimientos a seguir para cumplir con la obligación derogada y modificar el referido al incumplimiento del consumo obligatorio, con el fin de reflejar las modificaciones normativas señaladas.

Que en aras de dinamizar el procedimiento de obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables previsto en el artículo 8° del anexo I del decreto 531/2016 y los beneficios fiscales correspondientes por parte de los titulares de proyectos de generación que se desarrollen en el MATER, resulta conveniente establecer que, para solicitar y obtener el mencionado certificado por el procedimiento establecido en el anexo I de la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, los requisitos relacionados con la habilitación ambiental del organismo jurisdiccional correspondiente; la habilitación como Agente Generador, Autogenerador o Cogenerador, de acuerdo con el anexo 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus normas modificatorias y complementarias (Los Procedimientos) y el Acceso a la Capacidad de Transporte y/o Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica otorgado por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de esta Secretaría de Gobierno de Energía, de acuerdo con el anexo 16 de Los Procedimientos, se cumplen con la acreditación del inicio de los respectivos procedimientos administrativos para su obtención.

Que por otra parte, tanto a CAMMESA como a los órganos competentes de esta secretaría de gobierno se han realizado consultas informales y se han presentado solicitudes formales de autorización para modificar la localización de proyectos de distintas tecnologías que se desarrollan en el marco del MATER y que cuentan con prioridad de despacho asignada en los términos de la resolución 281/2017, con el fin de instalarse en un sitio distinto al indicado originalmente, por diferentes motivos.

Que es conveniente establecer un régimen general y objetivo para regular los términos y condiciones bajo los cuales se autorizará la modificación de la localización de los proyectos que, sin alterar las reglas del procedimiento de asignación de prioridad de despacho, viabilice el desarrollo de aquéllos.

Que a estos efectos cabe tomar como referencia lo normado en la resolución 292 del 25 de junio de 2018 del ex Ministerio de Energía (RESOL-2018-292-APN-MEM), por la cual se reguló la relocalización de proyectos comprometidos en Contratos de Abastecimiento celebrados o a celebrarse entre sus titulares y CAMMESA en el marco de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr y de la resolución 202-E del 28 de septiembre de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-202-E-APN-MEM).

Que no obstante debe atenderse a las diferencias existentes entre los proyectos desarrollados en el marco del MATER y los que participan en el Programa RenovAr, a los efectos de establecer condiciones adecuadas para acceder a la relocalización de aquéllos.

Que en línea con lo previsto en la resolución 292/2018 respecto a la reducción del precio del Contrato de Abastecimiento suscripto en el marco del Programa RenovAr para quienes soliciten la modificación del sitio, se considera necesario prever una consecuencia económica para la relocalización de proyectos a los que se les hubiere asignado la prioridad de despacho.

Que en estos casos resulta razonable establecer el pago de una suma de dinero determinada en función de la cantidad de tiempo transcurrido entre el momento en el que se le asignó la prioridad y la oportunidad en que el interesado solicite la relocalización, habida cuenta de que durante dicho período la capacidad de transporte y transformación relacionada con la prioridad asignada no estuvo disponible para otros interesados.

Que a tales efectos debe tenerse presente que la prioridad de despacho se asigna trimestralmente, de acuerdo con el procedimiento establecido en la resolución 281/2017.

Que en consecuencia es adecuado establecer que, en estos casos, los interesados deberán abonar una suma equivalente a la prevista para la obtención de la primera prórroga contemplada en esta resolución –por cada megavatio de potencia por el que se asignó la prioridad–, multiplicada por la cantidad de trimestres transcurridos entre la asignación y la solicitud de relocalización.

Que corresponde prever que lo recaudado por CAMMESA por los pagos previstos en esta resolución se destinará a solventar los gastos derivados de la implementación del Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, regulado por las leyes 26.190 y 27.191.

Que, asimismo, es conveniente establecer que la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, en ejercicio de las competencias que corresponden a la Secretaría de Gobierno de Energía en su carácter de Autoridad de Aplicación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), delegadas por el inciso f del artículo 1° de la resolución 1 del 11 de enero de 2019 de esta secretaría de gobierno (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA), podrá instruir a CAMMESA a transferir todo o parte de los recursos mencionados al FODER, creado por el artículo 7° de la ley 27.191, para el cumplimiento de su objeto.

Que las normas que se establecen por esta resolución cumplen con la finalidad perseguida por las leyes 26.190 y 27.191 y el decreto 531/2016, en cuanto establecen que la autoridad de aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al MEM, de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los objetivos establecidos en la ley 27.191.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado de este acto surgen de lo dispuesto por el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174 del 2 de marzo de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Sustituir el artículo 11 del anexo a la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM) por el siguiente:

"ARTÍCULO 11.- MANTENIMIENTO DE LA PRIORIDAD OTORGADA. La prioridad asignada a favor de los proyectos se aplicará siempre que la central respectiva obtenga la habilitación comercial de acuerdo con Los Procedimientos, en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses, contado desde la fecha en la que el OED comunicó la asignación de prioridad, según lo previsto en el primer párrafo del artículo anterior, o bien, en el plazo de habilitación comercial declarado en el caso previsto en el artículo 9° de este anexo. Vencido el plazo aplicable, y sus eventuales prórrogas conforme lo previsto en este artículo, quedará sin efecto en forma automática la prioridad de despacho asignada y se ejecutará la caución constituida.

Los plazos mencionados en el párrafo anterior podrán ser prorrogados por un plazo de hasta ciento ochenta (180) días por el OED, con las siguientes condiciones:

a) que la prórroga se solicite al menos treinta (30) días antes del vencimiento del plazo original y se acredite que con ciento ochenta (180) días de antelación a dicho vencimiento el proyecto alcanzó como mínimo un avance de obra del sesenta por ciento (60%), de conformidad con lo previsto en el artículo siguiente; o bien,

b) que independientemente del avance de obra alcanzado, la prórroga se solicite antes del vencimiento del plazo y, junto con la solicitud, se abone al OED la cantidad de pesos equivalente a mil quinientos dólares estadounidenses (USD 1.500) por megavatio por cada treinta (30) días de prórroga solicitada. La solicitud y el pago podrán efectuarse cada treinta (30) días y por cada período de treinta (30) días de prórroga que se solicite, por un máximo de ciento ochenta (180) días de prórroga;

c) que en los supuestos contemplados en los incisos a y b, con la primera solicitud de prórroga se incremente la caución de acuerdo con lo establecido en el segundo párrafo del artículo 12.

Antes del vencimiento de la prórroga de hasta ciento ochenta (180) días prevista precedentemente, los titulares de proyectos podrán solicitar al OED una prórroga adicional, por un plazo máximo de trescientos sesenta (360) días, independientemente del avance de obra alcanzado. Junto con la solicitud, deberán abonar al OED la cantidad de pesos equivalente a cuatro mil quinientos dólares estadounidenses (USD 4.500) por megavatio por cada treinta (30) días de prórroga solicitados. La solicitud y el pago podrán efectuarse cada treinta (30) días y por el plazo de prórroga que se solicite, por un máximo de trescientos sesenta (360) días de prórroga.

En el supuesto previsto en el párrafo anterior deberá mantenerse la vigencia de la caución constituida para obtener la primera prórroga de acuerdo con lo establecido en el tercer párrafo del artículo 12.

El OED establecerá las formas de pago de las sumas previstas en este artículo. El tipo de cambio a utilizar es el Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista) publicado por el Banco Central de la República Argentina para el día hábil inmediato anterior al día del pago."

ARTÍCULO 2°.- Incorporar como artículo 11 bis del anexo a la resolución 281/2017, el siguiente:

"ARTÍCULO 11 BIS.- A los efectos de acreditar el sesenta por ciento (60%) de avance de obra requerido en el inciso a del artículo anterior, se considerarán erogaciones de fondos asociadas al proyecto hasta ese porcentaje en relación con el valor de referencia de las inversiones de la tecnología correspondiente, fijado por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de conformidad con lo previsto en el artículo 4° de este anexo.

También se considerará cumplido dicho porcentaje si el titular del proyecto presenta la documentación que se detalla a continuación:

a) orden/es de compra de la totalidad de los equipos electromecánicos de generación que integran la central de generación, emitida/s antes del ciento ochenta (180) días previos al vencimiento del plazo original del proyecto, y acredita el pago de al menos el quince por ciento (15%) del monto total de dicha/s orden/es, con la misma antelación indicada precedentemente;

b) orden/es de proceder o contrato/s suscripto/s con la/s empresa/s encargada/s de la construcción de la central, emitida/s o suscripto/s antes del ciento ochenta (180) días previos al vencimiento del plazo original del proyecto, y acredita el pago de al menos el quince por ciento (15%) del monto total de la/s orden/es o contrato/s, con la misma antelación indicada precedentemente; y

c) en caso de realizar la construcción de la central por cuenta propia, declaración jurada suscripta por su representante legal indicando que se han iniciado los trabajos de obra civil en sitio, antes de los ciento ochenta (180) días previos al vencimiento del plazo original del proyecto. Los trabajos a realizar son las

actividades que se requieren para la acreditación del “Inicio de Obras de Infraestructura” a los efectos de la aplicación del beneficio de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, para cada tecnología, definidos por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. La mencionada subsecretaría podrá realizar las inspecciones en sitio que resulten necesarias para verificar la veracidad de lo declarado.”

ARTÍCULO 3°.- Sustituir el artículo 12 del anexo a la resolución 281/2017 por el siguiente:

“ARTÍCULO 12.- CAUCIÓN. La caución presentada según lo previsto en el artículo 10 de este anexo será por un monto de doscientos cincuenta mil dólares estadounidenses (USD 250.000) por cada megavatio de potencia declarada para el proyecto y deberá tener una vigencia mínima que alcance hasta la fecha prevista de habilitación comercial más ciento veinte (120) días, prorrogable ante una eventual extensión del plazo mencionado, según lo previsto en el artículo 11.

En caso de solicitarse la prórroga del plazo para alcanzar la habilitación comercial de hasta ciento ochenta (180) días prevista en el artículo 11, el peticionante deberá acreditar por única vez, junto con la solicitud, un incremento de la caución en sesenta y dos mil quinientos dólares estadounidenses (USD 62.500) por megavatio, con un plazo de vigencia suficiente para cubrir el plazo total de ciento ochenta (180) días de prórroga más ciento veinte (120) días.

En caso de solicitarse la prórroga de hasta trescientos sesenta (360) días, el peticionante deberá mantener la caución por el monto indicado en el párrafo anterior, con un plazo de vigencia suficiente para cubrir el plazo total de trescientos sesenta (360) días de prórroga más ciento veinte (120) días.

Las cauciones recibidas serán remitidas por el OED al Fiduciario del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), con el fin de que las mantenga en custodia en una cuenta especial del citado fondo. Dentro del plazo de diez (10) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo otorgado para la obtención de la habilitación comercial de la central, con su prórroga en caso de corresponder, el titular del proyecto deberá acreditar ante el Fiduciario del FODER, la obtención de la mencionada habilitación de acuerdo con Los Procedimientos.

Las cauciones deberán ser constituidas a satisfacción del OED.

A los efectos previstos en este artículo, es aplicable lo establecido en el artículo 11 de la resolución que este anexo integra.”

ARTÍCULO 4°. - Sustituir el artículo 17 del anexo a la resolución 281/2017 por el siguiente:

“ARTÍCULO 17.- EJERCICIO DE LA OPCIÓN. Los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) deberán informar al OED su decisión de quedar excluidos de las Compras Conjuntas.

El OED considerará trimestralmente las presentaciones efectuadas, en correspondencia con las programaciones semestrales o reprogramaciones trimestrales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A tal efecto, el GUH deberá notificar al OED de su decisión a más tardar con treinta (30) días de anticipación a la fecha de inicio de cada período trimestral.

El GUH, al ejercer la opción, deberá informar de manera fehaciente la fecha a partir de la cual decide quedar excluido de las Compras Conjuntas, la que podrá ser como mínimo la fecha de inicio del período trimestral y deberá coincidir con un inicio de mes.

El GUH que hubiere ejercido la opción podrá modificarla hasta treinta (30) días antes de la fecha que ha escogido para quedar excluido de las Compras Conjuntas. En caso de no informar novedad, la opción quedará firme.”

ARTÍCULO 5°. - Sustituir el título del capítulo IV del anexo a la resolución 281/2017, por el siguiente:

“CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS”.

ARTÍCULO 6°. - Derogar los artículos 26, 27, 28 y 41 del anexo a la resolución 281/2017.

ARTÍCULO 7°. - Sustituir el artículo 42 del anexo a la resolución 281/2017, por el siguiente:

“ARTÍCULO 42.- INCUMPLIMIENTO DEL CONSUMO OBLIGATORIO. Finalizado cada año calendario, el OED verificará el cumplimiento del objetivo que corresponda al año fiscalizado por cada GUH excluido de las Compras Conjuntas, de acuerdo con lo establecido en el capítulo VI. En caso de detectar faltantes, en los términos de lo previsto en los artículos 36, 38 o 39, según corresponda, lo informará a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

La nómina de GUH con faltantes detectados será remitida a la Dirección Nacional de Energías Renovables dependiente de la citada subsecretaría, la que emplazará a cada uno de los GUH

individualizados a formular su descargo y presentar la documentación correspondiente, en el plazo de quince (15) hábiles contados desde la recepción de la notificación.

Vencido dicho plazo, la Dirección Nacional de Energías Renovables elaborará el informe pertinente, indicando si corresponde la aplicación de la penalidad. En todos los casos, deberá considerar una tolerancia del diez por ciento (10%) del valor obligatorio, que podrá ser compensado en el siguiente año calendario, de acuerdo con lo previsto en el inciso 9 del artículo 11 del anexo II del decreto 531/2016.

Confeccionado el informe, se dará intervención a la Dirección General de Asuntos Jurídicos dependiente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda.

Una vez emitido el dictamen jurídico, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética resolverá sobre la aplicación de la penalidad. En caso de aplicarse penalidad, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética instruirá al OED para su aplicación al GUH a través del Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes siguiente."

ARTÍCULO 8°.- Establecer, con carácter de excepción, que los titulares de proyectos de generación con prioridad de despacho cuyos plazos para alcanzar la habilitación comercial se hubieren vencido con anterioridad a la publicación de esta resolución podrán solicitar las prórrogas previstas en el artículo 11 del anexo de la resolución 281/2017, modificado por esta resolución, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación de esta resolución.

Los titulares de proyectos de generación con prioridad de despacho cuyos plazos para alcanzar la habilitación comercial venzan en los sesenta (60) días siguientes a dicha publicación, podrán solicitar la prórroga prevista en el inciso a del artículo 11 del anexo de la resolución 281/2017, modificado por esta resolución, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación de esta resolución.

ARTÍCULO 9°. - Establecer que para la solicitud y obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y los beneficios fiscales correspondientes por el procedimiento regulado en el anexo I de la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, los requisitos que se detallan a continuación se cumplen con la presentación de las constancias de inicio de los respectivos procedimientos administrativos para su obtención:

a) habilitación ambiental del organismo jurisdiccional correspondiente;

b) habilitación como Agente Generador, Autogenerador o Cogenerador, de acuerdo con el anexo 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus normas modificatorias y complementarias (Los Procedimientos); y

c) acceso a la Capacidad de Transporte y/o Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica otorgado por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de esta Secretaría de Gobierno de Energía, de acuerdo con el anexo 16 de los Procedimientos.

ARTÍCULO 10.- Establecer que podrá modificarse el sitio en el que se localizarán los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable a los que se les hubiere asignado prioridad de despacho en los términos del artículo 10 del anexo a la resolución 281/2017, siempre que cumplan con los siguientes requisitos y condiciones:

a) Mantengan el mismo Punto de Interconexión (PDI) en el que se les asignó la prioridad de despacho u obtengan la autorización expresa del Organismo Encargado de Despacho (OED) para modificar dicho PDI, siempre que el mencionado cambio:

1. no afecte la capacidad de transporte y transformación considerada para la adjudicación de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en las Rondas del Programa RenovAr o para los contratos celebrados en el marco de la resolución 202-E del 28 de septiembre de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-202-E-APN-MEM);

2. no afecte la prioridad de despacho asignada a otros proyectos hasta la fecha en la que el interesado solicitó la relocalización, en los términos establecidos en la resolución 281/2017 y sus normas complementarias.

b) Presenten, debidamente completos con los datos correspondientes a la relocalización, el "Formulario A - Alta de Empresa", el "Formulario B - Alta Proyecto" y el Formulario "Información del Proyecto", que se encuentran publicados para su descarga, a los efectos de la inscripción del proyecto en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER), en el sitio web www.argentina.gob.ar/energía/mater/procedimiento-de-inscripcion-al, correspondiente a la

tecnología de que se trate. Asimismo, deberá acompañar la documentación respaldatoria en los casos en que se solicita.

c) En el caso de los proyectos que obtuvieron la prioridad de despacho por el procedimiento de desempate regulado en el artículo 9° del anexo de la resolución 281/2017, el titular deberá informar el Factor de Capacidad del proyecto en la nueva localización, según los datos del Reporte de Producción de Energía (RPE) indicados en el Formulario “Información del Proyecto”, calculado de acuerdo con lo establecido en el citado artículo 9°. En ningún caso, el Factor de Capacidad informado respecto de la nueva localización puede ser inferior al declarado ante el OED en el procedimiento de desempate.

d) Mantengan o reduzcan el plazo para alcanzar la habilitación comercial del proyecto, contado desde la fecha en la que el OED comunicó la asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en el primer párrafo del artículo 11 del anexo de la resolución 281/2017, modificado por esta resolución, sin perjuicio de las eventuales prórrogas previstas en el mismo artículo.

e) En el caso de los proyectos que obtuvieron la prioridad de despacho por el procedimiento de desempate regulado en el artículo 9° del anexo de la resolución 281/2017, no podrán solicitar beneficios fiscales que excedan el monto de beneficios fiscales por megavatio declarado a los efectos del mencionado procedimiento de desempate.

f) El titular del proyecto acepte abonar al OED la cantidad de pesos equivalente a mil quinientos dólares estadounidenses (USD 1.500) por megavatio del proyecto a relocalizar multiplicado por la cantidad de trimestres transcurridos desde el trimestre en el que se le otorgó la prioridad hasta el que se encuentre en curso en la fecha de presentación de la solicitud, inclusive. Será aplicable el Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista) publicado por el Banco Central de la República Argentina para el día hábil inmediato anterior al día del pago.

ARTÍCULO 11.- Las solicitudes de relocalización de proyectos, en los términos de esta resolución, deberán presentarse ante el OED.

En el plazo de cinco (5) días hábiles, el OED elevará la solicitud con el correspondiente análisis a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía.

La citada subsecretaría evaluará la solicitud y, en caso de corresponder, aprobará la relocalización, instruirá la modificación de la inscripción del proyecto en el RENPER con los datos correspondientes a la relocalización, y notificará la decisión al OED.

Recibida por el OED la notificación de la aprobación de la solicitud, aquél la comunicará al interesado y le indicará los medios por los cuales podrá efectuar el pago previsto en el inciso f del artículo precedente.

El interesado deberá realizar el pago en el plazo de diez (10) días hábiles contados desde la comunicación efectuada por el OED. Vencido dicho plazo la aprobación de la relocalización quedará sin efecto.

ARTÍCULO 12.- Establecer que desde la presentación de una solicitud de relocalización en los términos de esta resolución o de la resolución 292 del 25 de junio de 2018 del ex Ministerio de Energía (RESOL-2018-292-APN-MEM), la capacidad de transporte y transformación correspondiente al PDI en donde se relocalizará el proyecto, en caso de resultar aprobada la solicitud, será excluida de la capacidad de transporte y transformación disponible para la incorporación de energía de fuente renovable publicada por el OED de acuerdo con lo establecido en el artículo 6° de la resolución 281/2017.

En caso de que la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética rechace la solicitud o que el interesado no efectúe el pago previsto en el inciso f del artículo 10 en el plazo establecido en el artículo anterior, la capacidad de transporte y transformación correspondiente a la relocalización será incluida nuevamente en la capacidad disponible publicada por el OED.

Aprobada la relocalización y abonado el pago previsto en el inciso f del artículo 10, la capacidad de transporte y transformación correspondiente al PDI por la cual se había otorgado originalmente la prioridad de despacho se incluirá en la capacidad disponible publicada por el OED.

ARTÍCULO 13.- Establecer que lo recaudado por el OED por los pagos correspondientes a las solicitudes de prórroga previstos en el artículo 11 del anexo de la resolución 281/2017, modificado por esta resolución, y por la solicitud de relocalización de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 12 de esta resolución, se destinará a solventar los gastos derivados de la implementación del Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, regulado por las leyes 26.190 y 27.191.

A tales efectos, el OED deberá mantener dichos fondos en una cuenta especial.

La Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética podrá instruir al OED a transferir todo o parte de los recursos mencionados al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), creado por el artículo 7° de la ley 27.191, para el cumplimiento de su objeto.

ARTÍCULO 14.- Facultar a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética a dictar los actos que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en esta medida.

ARTÍCULO 15.- Notificar a CAMMESA y al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), en su calidad de fiduciario del FODER.

ARTÍCULO 16.- Esta medida entrará en vigencia a partir del día siguiente a su publicación.

ARTÍCULO 17.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

e. 30/04/2019 N° 28741/19 v. 30/04/2019

NO-2020-13324925-APN-SSEE-MDP

Archivo.pdf

RESOL-2019-293-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.123 del 28/05/2019

BUENOS AIRES, 24 DE MAYO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-47355494-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 15.336, 24.065, 25.827 y 27.328, los decretos 1174 del 10 de julio de 1992, 916 del 10 de junio de 1994, 118 del 17 de febrero de 2017 y 936 del 14 de noviembre de 2017 y la resolución 210 del 28 de junio de 2002 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía, y

CONSIDERANDO:

Que a partir de 2016 se llevaron adelante acciones tendientes a garantizar la disponibilidad de potencia firme en la oferta eléctrica y a desarrollar los procesos necesarios para dar cumplimiento al objetivo de diversificación de la matriz energética mediante la progresiva incorporación de energías renovables.

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190 y modificado y ampliado por la ley 27.191, previó el incremento de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica, hasta alcanzar un ocho por ciento (8%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando esa participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre del año 2025.

Que en tal marco, resulta necesario realizar obras de ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, a efectos de atender necesidades de abastecimiento de la demanda e incrementar la confiabilidad del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Que resulta conveniente arbitrar los medios que permitan la concreción de las obras de ampliación, a fin de cumplir con los objetivos asociados a mejoras en la calidad y seguridad del servicio de transporte de energía eléctrica.

Que la ley 27.328 implementó un nuevo régimen legal de asociación y participación entre el sector público y el privado, con el fin de desarrollar proyectos de infraestructura, lo que constituye una herramienta jurídica eficaz para desarrollar las referidas ampliaciones.

Que el Reglamento de Acceso y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica aprobado mediante el decreto 2743 del 29 de diciembre de 1992 y modificado mediante la resolución 7 del 26 de marzo de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Gobierno de Energía, prevé la existencia de un órgano Iniciador Institucional de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Que, en consecuencia, corresponde designar un órgano o ente del Sector Público Nacional que actúe como Ente Contratante y/o Iniciador Institucional en los procesos licitatorios que se lleven a cabo, por instrucción de esta Secretaría de Gobierno de Energía, para la construcción, operación y mantenimiento de las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, en el marco de la citada ley 27.328, el Reglamento de Acceso y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y demás procedimientos de ampliación del sistema de transporte.

Que a través del decreto 1174 del 10 de julio de 1992 se creó, en el ámbito de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, la Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacyretá (UESTY), como organismo autárquico, con el objetivo de llevar a cabo todos aquellos actos que fueran necesarios para la puesta en operación del primer tramo del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica de Yacyretá.

Que el decreto 916 del 10 de junio de 1994 amplió el objeto de la UESTY, determinando que dicho organismo llevaría a cabo todos aquellos actos que fueran menester para la puesta en operación del segundo tramo y de los tramos futuros del Sistema de Transmisión asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá, delegando, asimismo, en la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, la facultad de identificar las obras que integrarían los tramos futuros.

Que de los considerandos de la resolución 210 del 28 de junio de 2002 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Economía surge que, en función de la múltiple experiencia desarrollada por la UESTY en materia de ampliaciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión, fue convocada a intervenir en las diferentes etapas del Plan Federal de Transporte en quinientos kilovoltios (500 kV).

Que el artículo 27 de la ley 25.827 dispone que la UESTY tendrá a su cargo, además de las funciones específicas definidas en los decretos 1174/1992 y 916/1994, aquellas que la ex Secretaría de Energía

dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios le identifique y encomiende respecto de las ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Que la UESTY reúne los requisitos necesarios para cumplir con la función de Iniciador Institucional y/o Entidad Contratante realizando las gestiones necesarias para llevar adelante las obras de ampliaciones del citado sistema de transporte.

Que por lo expuesto, y en virtud de las funciones encomendadas respecto del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, resulta procedente adoptar la denominación de Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE).

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta de conformidad con lo dispuesto por el artículo 27 de la ley 25.827 y el apartado VIII bis del anexo II del decreto 174 del 2 de marzo de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Facultar a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Yacyretá (UESTY) a actuar en carácter de Iniciador Institucional y/o Ente Contratante del Sector Público Nacional en el marco de los procesos de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal del Marco Regulatorio Eléctrico, incluyendo los efectuados mediante la ley 27.328 y sus normas reglamentarias y complementarias, según le instruya la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Gobierno de Energía.

ARTÍCULO 2º.- Instruir a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Yacyretá (UESTY) a adoptar la denominación de Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) a los fines de ejecutar todas las tareas que sean menester para propender al cumplimiento de los objetivos previstos en el presente acto.

ARTÍCULO 3°.- Delegar en la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, las facultades previstas en el artículo 3° del decreto 1174 del 10 de julio de 1992 y la facultad de designar al representante de esta Secretaría de Gobierno de Energía en el Consejo Consultivo de acuerdo con lo previsto en el artículo 5° del citado decreto y encomendarle la instrumentación de todos los actos necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en esta resolución.

ARTÍCULO 4º.- Este acto comenzará a regir a partir de la fecha de publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 5º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

e. 28/05/2019 N° 37052/19 v. 28/05/2019

RESOL-2019-414-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.160 del 24/07/2019

BUENOS AIRES, 22 DE JULIO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-47932522-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, y las resoluciones 72 del 17 de mayo de 2016 y 281 del 18 de agosto de 2017 (RESOL-2017-281-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190 y modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2025.

Que mediante el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios se reglamentaron las leyes 26.190 y 27.191.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 5° del anexo I del decreto 531/2016 modificado por el decreto 476 del 10 de julio de 2019, esta Secretaría de Gobierno de Energía ha sido designada como autoridad de aplicación de dicho régimen.

Que entre las competencias atribuidas a esta Secretaría de Gobierno de Energía en su calidad de autoridad de aplicación se incluyen en los artículos 8° y 9° del anexo I y 14 del anexo II del decreto 531/2016 y sus modificatorios la reglamentación de los procedimientos para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables (el Certificado de Inclusión) y de los beneficios fiscales correspondientes.

Que mediante la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, se aprobaron como anexos I y II, el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y el Procedimiento para el Control de Inversiones y la Aplicación de Beneficios Fiscales, respectivamente.

Que por el procedimiento citado en primer término pueden obtener el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes a las personas jurídicas titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios de obras nuevas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables por los respectivos proyectos que se desarrollen en el marco de contratos individuales celebrados con los sujetos incluidos en el artículo 9° de la ley 27.191 –sea en forma directa o a través de comercializadores– o que se traten de proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Que por el procedimiento regulado en el anexo II de la citada resolución 72/2016, se regula el control de las inversiones y la aplicación de los beneficios fiscales otorgados, tanto por quienes los han obtenido de acuerdo con el procedimiento regulado en el anexo I como por los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se presenten en el marco de los procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) o el ente que la autoridad de aplicación designe, según lo dispuesto en los artículos 9° y 12 del anexo II del decreto 531/2016, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2° de la resolución 72/2016.

Que el procedimiento citado en el párrafo anterior también rige para el control de las inversiones y la aplicación de los beneficios fiscales otorgados a los proyectos relacionados con Contratos de Abastecimiento celebrados de acuerdo con lo establecido en la resolución 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2016-202-E-APN-MEM), conforme lo previsto en el artículo 9° de la citada resolución.

Que por la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM) se aprobó el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, por el cual los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9° de la ley 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

Que por el artículo 3° del anexo de la resolución 281/2017 se establece que los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables habilitados para suministrar la

energía eléctrica requerida por los Grandes Usuarios comprendidos en el párrafo anterior deben estar inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER), creado por el artículo 9° de la citada resolución.

Que por el artículo 4° del anexo de la resolución 281/2017 se establece que los agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores titulares de los proyectos que operen bajo el mencionado régimen, podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las leyes 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la resolución 72/2016, es decir, mediante el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

Que también se prevé que para el caso de ampliaciones de proyectos comprometidos en contratos con CAMMESA o el ente que designe la autoridad de aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9° y 12 del anexo II del decreto 531/2016 y sus modificatorios, deben llevar contabilidad independiente y un detallado registro de los activos que correspondan a cada caso.

Que el control de las inversiones y la aplicación de los beneficios promocionales otorgados a los proyectos comprendidos en la resolución 281/2017 se llevarán a cabo de acuerdo con lo establecido en el artículo 3° de la resolución 72/2016 –es decir, el Procedimiento para el Control de Inversiones y la Aplicación de Beneficios Fiscales – y sus normas complementarias.

Que la reforma de la estructura del Estado Nacional dispuesta por los decretos 801 y 802, ambos del 5 de septiembre de 2018, y de la conformación organizativa del Ministerio de Hacienda y de esta Secretaría de Gobierno de Energía efectuada por el decreto 958 del 25 de octubre de 2018, tornan necesario un rediseño de los procedimientos mencionados.

Que la derogación del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta dispuesta por el artículo 76 de la ley 27.260 para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019, torna abstracto el beneficio previsto en el inciso 3 del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la ley 27.191, motivo por el cual no corresponde regular su aplicación.

Que el beneficio de exención de derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, previsto en el artículo 14 de la ley 27.191 ha caducado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16 de la misma ley, motivo por el cual tampoco corresponde regular su aplicación.

Que por el decreto 814 del 11 de octubre de 2017 se estableció la alícuota del cero por ciento (0%) correspondiente al Derecho de Importación Extrazona (D.I.E.) para la importación de bienes destinados a los proyectos de energías renovables, por las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) y sus respectivas referencias, que se consignan en los anexos I (IF-2017-23610222-APN-MP) y II (IF-2017-23610234-APN-MP) que integran la citada medida, de los cuales permanece vigente el primero de ellos, debido a que el arancel establecido en el anexo II tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018.

Que por la resolución conjunta 2 del 16 de mayo de 2018 del ex Ministerio de Producción y del ex Ministerio de Energía y Minería (RESFC-2018-2-APN-MEM) se estableció que los bienes a importar por los sujetos titulares de proyectos de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable en el marco del decreto 814/2017 deben estar incluidos en el Certificado de Inclusión otorgado al beneficiario importador, razón por la cual debe contemplarse la incorporación del citado beneficio en los procedimientos que se modifican por esta medida.

Que como consecuencia de las modificaciones normativas reseñadas precedentemente y de la experiencia recogida desde el dictado de la resolución 72/2016 resulta necesario y conveniente modificar la norma citada, con el fin de adecuar los procedimientos a la normativa vigente y a la nueva estructura organizativa y, a la vez, simplificar los procedimientos de referencia.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la resolución 72/2016 y en el primer párrafo del artículo 4° del anexo de la resolución 281/2017, el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, en los términos establecidos en esta medida, resulta aplicable para el otorgamiento del Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes a los titulares de proyectos que se desarrollen en el marco de la citada resolución 281/2017.

Que conforme lo previsto en el artículo 3° de la resolución 72/2016, en el artículo 9° de la resolución 202/2016 y en el último párrafo del artículo 4° del anexo de la resolución 281/2017, el Procedimiento para el Control de Inversiones y la Aplicación de Beneficios Fiscales, en los términos establecidos en esta medida, resulta aplicable a todos los beneficiarios del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, independientemente de que hubieren obtenido el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes mediante el procedimiento mencionado en el párrafo anterior, por haber

resultado adjudicatarios en procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante CAMMESA o el ente que la autoridad de aplicación designe -de acuerdo con lo previsto en el artículo 2° de la resolución 72/2016- o por haber celebrado dicho contrato en los términos de la resolución 202/2016.

Que el Certificado de Inclusión será emitido por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía, de acuerdo con la delegación establecida en el inciso e del artículo 1° de la resolución 1 del 11 de enero de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA).

Que en atención al nuevo procedimiento que se establece por esta medida para la obtención del Certificado de Inclusión, corresponde derogar el artículo 9° de la resolución 230 del 26 de abril de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-230-APN-SGE#MHA), referido a ciertos requisitos a cumplir para obtener el Certificado de Inclusión, con el fin de unificar la normativa referida a la materia.

Que en otro orden, en el marco de la Ronda 3/MiniRen del Programa RenovAr, convocada por la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la resolución 90 del 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de esta Secretaría de Gobierno de Energía, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética aclaró por la nota NO-2019-49029829-APN-SSERYEE#MHA del 24 de mayo de 2019, publicada y comunicada a todos los interesados como circular 7 de CAMMESA, en relación con lo establecido en el artículo 12.4 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la resolución 100/2018, que los Oferentes que resulten adjudicados y opten por suscribir el Contrato de Abastecimiento a través de una sociedad –sea o no Sociedad de Propósito Específico (SPE)– podrán acceder a los beneficios fiscales establecidos en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

Que esa aclaración es conteste con lo establecido en esta resolución, motivo por el cual corresponde su ratificación.

Que la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética ha tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las leyes 26.190 y 27.191, los artículos 5°, 8° y 9° del anexo I del decreto 531/2016 y sus modificatorios y el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174 del 2 de marzo de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Sustituir el anexo I de la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería, por el anexo I (IF-2019-65154093-APN-DNER#MHA) que integra esta medida.

ARTÍCULO 2°.- Sustituir el anexo II de la resolución 72/2016 por el anexo II (IF-2019-65153612-APN-DNER#MHA) que integra esta medida.

ARTÍCULO 3°.- Derogar el artículo 9° de la resolución 230 del 26 de abril de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-230-APN-SGE#MHA).

ARTÍCULO 4°.- Ratificar la nota NO-2019-49029829-APN-SSERYEE#MHA del 24 de mayo de 2019 de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Secretaría de Gobierno de Energía, publicada y comunicada a todos los interesados como circular 7 de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3”–.

ARTÍCULO 5°.- Facultar a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética a dictar todas las normas y actos aclaratorios y complementarios de esta resolución que resulten necesarios para su aplicación.

ARTÍCULO 6°.- Esta medida entrará en vigencia a partir del día siguiente a su publicación.

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 24/07/2019 N° 53476/19 v. 24/07/2019

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

ANEXO I

PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE INCLUSIÓN EN EL RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo I Presentación

ARTÍCULO 1°.- PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD. Los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios cuyos proyectos se desarrollen en el marco de lo establecido en la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM), interesados en obtener el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables previsto en el artículo 8° del anexo I del decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios (el Certificado de Inclusión) con los beneficios fiscales contemplados en el artículo 6° de la ley 27.191 y en el decreto 814 del 11 de octubre de 2017, deben presentar su solicitud de acuerdo con lo establecido en esta resolución.

ARTÍCULO 2°.- INSCRIPCIÓN EN EL RENPER. Únicamente se dará curso a la solicitud del Certificado de Inclusión si el proyecto de que se trata se encuentra inscripto en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER), creado por el artículo 9° de la resolución 281/2017.

Si el proyecto no se encuentra inscripto, en primer término, se dispondrá su inscripción, en caso de corresponder, y, posteriormente, se dará curso a la solicitud del Certificado de Inclusión, de acuerdo con lo previsto en la resolución 281/2017 y su normativa complementaria.

La inscripción de un proyecto en el RENPER implica su aprobación por esta autoridad de aplicación, en los términos previstos en el primer párrafo del artículo 6° de la ley 27.191.

ARTÍCULO 3°.- PERSONA JURÍDICA TITULAR. La persona jurídica titular de un proyecto puede ser:

a) una Sociedad de Propósito Específico (SPE), cuyo objeto social sea exclusivamente el desarrollo y la explotación del proyecto por el que solicita el Certificado de Inclusión;

b) una sociedad de cualquier tipo, siempre que en su objeto social incluya la generación de energía eléctrica, excepto cuando se trate de proyectos de Autogeneración o Cogeneración exclusivamente, en cuyo caso este requisito no será exigible. Quedan incluidas en esta categoría las sociedades titulares de proyectos comprometidos en contratos con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) o el ente que designe la autoridad de aplicación en cumplimiento de lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) -Compras Conjuntas-, y 12 del anexo II del decreto 531/2016 y su modificatorio, por las ampliaciones de dichos proyectos que se desarrollen en el marco de la resolución 281/2017. Las sociedades incluidas en este inciso deben llevar contabilidad separada y un detallado registro de los activos correspondientes a cada proyecto.

ARTÍCULO 4°.- REQUISITOS. Las personas jurídicas titulares de proyectos pueden solicitar el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales correspondientes mediante una presentación dirigida a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía.

Cada solicitud debe referirse a un único proyecto.

Con la solicitud, los interesados deben acompañar, debidamente completos en formato físico y digital, los Formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales" de la tecnología que corresponda, publicados para su descarga en la página web de esta autoridad de aplicación, con la información referida a la sociedad peticionante, al proyecto y a los beneficios fiscales solicitados. Asimismo, deben acompañar la documentación respaldatoria que se indica en los artículos 5°, 6° y 7° de este anexo.

La Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética establecerá los requisitos a cumplir para la solicitud de beneficios fiscales para proyectos que se desarrollen por etapas y la forma y condiciones de su otorgamiento.

ARTÍCULO 5°.- INFORMACIÓN DE LA SOCIEDAD. Respecto de la sociedad peticionante, deben completarse los Formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales" y presentarse lo siguiente:

a) Copia simple del poder por el que se otorga la representación legal, firmada por el apoderado.

b) Copia simple del estatuto social, debidamente inscripto, y de la última acta de asamblea y de directorio debidamente inscriptas, de donde surjan las designaciones de las autoridades de la sociedad.

c) Plan de Cuentas Certificado. En el caso de las sociedades que no sean SPE deberán llevar su contabilidad de forma separada y por proyecto, permitiendo identificar las cuentas asociadas a cada uno de ellos. Los estados contables deben contener en sus notas explicativas todas las cuentas y saldos relacionados con los proyectos, individualizados y discriminados.

d) Declaración jurada -rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes- especificando que los beneficios solicitados no han sido otorgados mediante los regímenes establecidos en las leyes 25.019 y 26.360.

En caso de que el proyecto de inversión presentado hubiere obtenido los beneficios previstos en las leyes citadas en el párrafo anterior y siempre que no hubiere comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados, el titular deberá presentar una declaración jurada de renuncia o desistimiento de los beneficios mencionados, la que tendrá eficacia a partir de la efectiva incorporación del interesado en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables mediante el otorgamiento del Certificado de Inclusión, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del anexo I del decreto 531/2016 y sus modificatorios. A tales efectos, el interesado deberá completar el formulario de no aplicación de otros regímenes o de renuncia a éstos, que se encuentra publicado para su descarga en la página web de esta autoridad de aplicación, denominado "No Aplicación Regímenes Leyes 25.019 y 26.360", o bien "Renuncia a Regímenes Leyes 25.019 y 26.360", según corresponda, y presentarlo impreso y debidamente suscripto, con firma certificada por escribano público.

e) Declaración jurada -rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes- especificando que por el proyecto presentado no se ha celebrado contrato alguno bajo las resoluciones 220 del 18 de enero de 2007, 712 del 9 de octubre de 2009 o 108 del 29 de marzo de 2011, todas de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, o en el marco de los procedimientos de contratación públicos y competitivos que lleve adelante CAMMESA o el ente que esta autoridad de aplicación designe, según lo dispuesto en los artículos 9° y 12 del anexo II del decreto 531/2016 y sus modificatorios.

A tales efectos, el interesado deberá completar el formulario de no aplicación de otros regímenes que se encuentra publicado para su descarga en la página web de esta autoridad de aplicación, denominado "No aplicación de otros regímenes contractuales" y presentarlo impreso y debidamente suscripto, con firma certificada por escribano público.

f) Declaración jurada -rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes- de la que surja que los peticionantes no se encuentran comprendidos en ninguna de las situaciones previstas en los incisos a, b, c y d del artículo 11 de la ley 26.190, modificada por la ley 27.191. A tales efectos, deberá completarse el formulario denominado "Art. 11, incisos a), b), c) y d), Ley 26.190" y presentarse impreso y debidamente suscripto, con firma certificada. En caso de una sociedad en estado de quiebra por la que se hubiere dispuesto la continuidad de la explotación, deberá acreditarse dicha situación mediante la presentación de la copia certificada de la resolución judicial correspondiente.

g) Comprobante del desistimiento de las acciones y derechos a que se refiere la parte final del último párrafo del artículo 11 de la ley 26.190, modificada por la ley 27.191, o, en su defecto, renuncia -rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes- a la promoción de las acciones judiciales o administrativas respecto de los supuestos que menciona dicha norma. La renuncia tendrá eficacia a partir del otorgamiento del Certificado de Inclusión. A los efectos de la renuncia, el interesado deberá completar el formulario denominado "Renuncia artículo 11 Ley 26.190" y presentarlo impreso y debidamente suscripto, con firma certificada por escribano público.

ARTÍCULO 6°.- INFORMACIÓN DEL PROYECTO. Respecto del proyecto por el que se solicita el Certificado de Inclusión y los beneficios fiscales, la sociedad peticionante debe completar los Formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales" y presentar lo siguiente:

a) Memoria descriptiva del proyecto. La memoria descriptiva del proyecto debe contener una propuesta técnica sintética que identifique su alcance y características generales, acompañando los planos y esquemas que la clarifiquen.

Esta autoridad de aplicación puede solicitar toda la información que necesite a los fines de poder evaluar la factibilidad técnica del proyecto.

b) Fechas clave. Deben declararse los plazos programados de los siguientes hitos:

1) Inicio de obra.

2) Cumplimiento del principio efectivo de ejecución en los términos del artículo 9° de la ley 26.190, modificada por la ley 27.191, y el artículo 6° de esta última.

3) Habilitación comercial de la central, de acuerdo con los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, resolución 61 del 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus normas modificatorias y complementarias (Los Procedimientos). A los efectos de la aplicación de los beneficios fiscales, el plazo para el cumplimiento de los hitos mencionados precedentemente comenzará a contarse a partir de la fecha de emisión del Certificado de Inclusión otorgado al beneficiario, excepto lo previsto en el párrafo siguiente.

En caso en que el plazo programado de habilitación comercial quede definido por el plazo declarado por el titular del proyecto en el procedimiento para la obtención de la prioridad de despacho en los términos de la resolución 281/2017 y su normativa complementaria, y hubiere obtenido dicha prioridad, debe declararse por dicho hito el mismo plazo declarado en el mencionado procedimiento, el que se computará desde la fecha en la que el Organismo Encargado del Despacho (OED) comunicó la asignación de prioridad, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9° del anexo de la resolución 281/2017. El plazo correspondiente, conforme lo indicado precedentemente, se consignará en el Certificado de Inclusión.

El plazo declarado para la habilitación comercial en ningún caso puede superar los mil cuatrocientos sesenta (1460) días.

Asimismo, deben declararse, a mero título informativo, los datos de avance de obras mensual, de acuerdo con lo requerido en el formulario correspondiente. c) Disponibilidad del inmueble. La persona jurídica debe presentar la documentación, debidamente legalizada, que acredite la disponibilidad del inmueble durante toda la vigencia que se prevea para el proyecto del que se trate, mediante un título de propiedad, un contrato de alquiler, superficie, usufructo o comodato y/u opción irrevocable de alquiler, superficie, usufructo o comodato y/o un compromiso irrevocable traslativo de dominio. En los instrumentos mediante los cuales se acredite la disponibilidad del inmueble se debe identificar claramente la matrícula del dominio y los límites del o de los inmuebles afectados a la instalación y operación del proyecto. Además, en la presentación debe identificarse claramente dichos límites con sus respectivas coordenadas georeferenciales mediante el sistema UTM WGS84 y a través de las planchetas de catastro correspondientes. En el caso de bienes de dominio público se deben acompañar los actos administrativos que permitan la utilización del inmueble para la instalación y operación del proyecto.

d) Disponibilidad o factibilidad del recurso. En los casos en que los recursos naturales a ser utilizados como fuente energética estén afectados al dominio público y requieran una concesión para su aprovechamiento otorgada por autoridad competente de acuerdo con la normativa vigente -con especial atención a la utilización de recursos marítimos, hidrológicos y geotérmicos-, los interesados deben presentar copia certificada de los actos administrativos que permitan su utilización.

e) Uso del Suelo. Todas las actividades a desarrollar y los establecimientos involucrados en el proyecto, deben estar correctamente encuadrados y habilitados para la actividad que prevén realizar de acuerdo con la normativa nacional, provincial, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o municipal, según corresponda, relativa al uso de suelo, debiéndose acompañar la documentación que lo acredite.

Los establecimientos involucrados deben estar identificados y localizados mediante mapas, cartas satelitales, planos y esquemas donde se detalle la localización de la central y las principales vías de acceso y circulación.

f) Tecnología. Se deben incluir los estudios y documentación que permitan acreditar el rendimiento de las máquinas y equipos comprometidos en la propuesta, la potencia a instalar y la descripción técnica de todos los componentes de la central, equipos y obras complementarias, en particular, de la/s unidad/es generadora/s que serán habilitadas, su descripción técnica y consumo específico medio, cuando corresponda.

También deben especificar los proveedores y el origen del equipamiento electromecánico y de los componentes a utilizar.

Adicionalmente, debe proporcionarse las certificaciones de los equipos, las que deben estar realizadas bajo normas internacionales comúnmente aceptadas, y el programa de operación y mantenimiento de la central, incluyendo plantel de operadores con sus turnos y el plan de mantenimiento con los datos operativos correspondientes.

g) Cálculo de Producción. Debe presentarse un reporte de producción de energía, elaborado por un consultor independiente, que demuestre los modelos de simulación del sitio para determinar los valores medios anuales aprovechables de acuerdo con la configuración y el tipo de tecnología a utilizar, y la manera en que han estimado el recurso a utilizar.

Deben acompañarse mapas del diseño, planos y esquemas de la central, especificando los criterios y herramientas utilizados para el diseño. Esta autoridad de aplicación puede solicitar las mediciones realizadas para la elaboración de este reporte, junto con otras características del recurso (por ejemplo, para proyectos de biomasa y biogás, entre otros, indicar el origen, características, disponibilidad, suministro, poder calorífico y sostenibilidad en el tiempo del recurso).

h) Habilitación ambiental. Copia de la documentación emitida por el ente gubernamental competente -sea nacional, provincial, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y/o municipal, según corresponda- para la habilitación ambiental del proyecto, que permita desde el punto de vista ambiental el desarrollo inmediato del proyecto sin necesidad de obtener ninguna otra habilitación, autorización, permiso o acto equivalente, según la legislación vigente.

Copia en formato digital del Estudio de Impacto Ambiental aprobado por la autoridad de aplicación ambiental, acompañado del listado de los profesionales a cargo de su elaboración.

Debe presentarse una nota, con carácter de declaración jurada -rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes-, manifestando que los equipos no contienen policloruros de bifenilos (PCBs) ni se almacenan o almacenarán dichos productos en el predio. i) Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Se debe presentar la constancia de inicio del procedimiento administrativo para obtener la habilitación como Agente del MEM, como agente Generador, Autogenerador o Cogenerador, de acuerdo con el anexo 17 de Los Procedimientos. j) Acceso a la Capacidad de Transporte. Se debe presentar la constancia de inicio del procedimiento administrativo para obtener el Acceso a la Capacidad de Transporte y/o Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica que otorga el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el anexo 16 de Los Procedimientos.

ARTÍCULO 7°.- SOLICITUD Y CUANTIFICACIÓN DE BENEFICIOS FISCALES. A los efectos de solicitar y cuantificar los beneficios fiscales, la sociedad peticionante debe completar los formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales" con la información allí requerida, de acuerdo con lo que se establece en este artículo.

Los montos de los beneficios solicitados deben ser calculados en dólares estadounidenses tomando como referencia el tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina del último día hábil del mes anterior al que se realiza la presentación indicada en el artículo 4° de este anexo. El monto total de beneficios solicitados por megavatio de potencia del proyecto no podrá superar el monto máximo de beneficios fiscales a otorgar por megavatio para cada tecnología establecido por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Si el peticionante hubiere declarado un monto de beneficios fiscales a solicitar -con exclusión del Certificado Fiscal- en el marco del procedimiento de asignación de prioridad de despacho regulado en la resolución 281/2017 y su normativa complementaria y hubiere obtenido dicha prioridad, el monto total de beneficios fiscales solicitados por el procedimiento regulado en este anexo -con exclusión del Certificado Fiscal- no puede superar el monto declarado en aquel procedimiento; si lo hiciere, la Dirección Nacional de Energías Renovables ajustará los montos solicitados.

La cuantificación de los beneficios fiscales solicitados debe realizarse del siguiente modo:

a) Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA). A los efectos de determinar el monto de este beneficio, conforme lo previsto en los incisos 1 y 3 del artículo 6° de la ley 27.191, debe calcularse la suma del monto del IVA a abonar correspondiente a las erogaciones efectuadas por la compra de bienes, servicios y/o ejecución de obras que integren el costo de las obras de infraestructura comprendidas en el proyecto sujeto a beneficio, desde la inscripción del proyecto en el RENPER hasta la

habilitación comercial de la central. La resultante de esa suma es el monto del beneficio fiscal que se puede solicitar.

Cuando la titular del proyecto sea una sociedad incluida en el inciso b del artículo 3° de este anexo, puede solicitar la devolución anticipada del IVA para el proyecto en cuestión, siempre que lleve una contabilidad separada e identifique con claridad las erogaciones atribuidas a dicho proyecto. El interesado debe completar el formulario de "Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado", que integra los formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales".

b) Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias. El peticionante debe manifestar que la forma de practicar las amortizaciones se hará de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias texto ordenado en 1997, o conforme al régimen que se establece en el inciso 2 del artículo 6° de la ley 27.191. En caso de optar por el régimen de la ley 27.191, a los efectos de atribuir el monto correspondiente debe calcularse la diferencia resultante entre el monto anual de las cuotas de amortización con y sin beneficio imputables al conjunto de bienes del proyecto sujetos al beneficio. A esa diferencia, debe aplicarse la alícuota prevista en el artículo 69 de la Ley de Impuesto a las Ganancias texto ordenado en 1997. Luego, debe multiplicarse el valor resultante por el número de años por los que se habilita la amortización acelerada; el resultado final es el monto del beneficio fiscal solicitado. Se considerarán los comprobantes por adquisición de bienes amortizables desde la inscripción del proyecto en el RENPER hasta la fecha de habilitación contable del bien. El interesado debe completar el formulario de "Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias", que integra los formularios "Técnicos de Beneficios Fiscales".

Cuando la sociedad que solicite este beneficio sea una sociedad incluida en el inciso b del artículo 3° de este anexo, la fecha de inicio de obra a considerar conforme el inciso 2 del artículo 6° de la ley 27.191 no puede ser anterior a la fecha de inscripción en el RENPER.

c) Certificado Fiscal. El monto de este beneficio, aplicable según lo dispuesto en el inciso 6 del artículo 9° de la ley 26.190 y el inciso 5 del artículo 6° de la ley 27.191, es el equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, excluidos los gastos correspondientes a la obra civil, al transporte y al montaje del equipamiento.

La cuantificación y aplicación de este beneficio se debe realizar de acuerdo con lo establecido en las normas específicas dictadas al efecto. El interesado debe completar el formulario de "Certificado Fiscal", que integra los formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales".

d) Beneficios a la importación. A los efectos de la aplicación de lo establecido en el decreto 814 del 11 de octubre de 2017 y de la normativa complementaria que se dicte al efecto, respecto de la aplicación de alícuotas diferenciales para los derechos de importación extrazona (D.I.E.), para los bienes nuevos importados en forma definitiva que se encuentren individualizados en el Certificado de Inclusión, el interesado debe completar el formulario de "Beneficios a la Importación", que integra los formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales".

ARTÍCULO 8°.- OTROS BENEFICIOS. Los titulares de un Certificado de Inclusión pueden realizar la compensación de quebrantos con ganancias, en los términos establecidos en el inciso 2 del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la ley 27.191, aplicable según lo dispuesto en el inciso 5 del artículo 6° de la ley 27.191.

Asimismo, pueden deducir de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto por el que obtuvieron el Certificado de Inclusión, en los términos establecidos en el inciso 4 del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la ley 27.191, aplicable según lo dispuesto en el inciso 5 del artículo 6° de la ley 27.191. En los formularios "Técnicos y de Beneficios Fiscales" no se incluye información relativa a los beneficios mencionados en este artículo ni es necesaria su cuantificación; tampoco se consignarán en los Certificados de Inclusión que se emitan.

Capítulo II

Garantías

ARTÍCULO 9°.- CONSTITUCIÓN DE GARANTAS. Los interesados deben constituir garantías por la ejecución del proyecto presentado, vinculadas con cada uno de los beneficios solicitados que se indican en este artículo y en relación con cada Certificado de Inclusión que obtienen.

Cada garantía debe constituirse por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del total de cada uno de los beneficios fiscales solicitados en concepto de:

a) devolución anticipada del IVA;

b) amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, y

c) certificado Fiscal.

Una vez emitido el informe previsto en el artículo 18 de este anexo, la Dirección Nacional de Energías Renovables dependiente de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Energía notificará al peticionante el monto por el que deberá constituir las garantías correspondientes a cada beneficio.

El plazo de la garantía debe ser el correspondiente al plazo programado de habilitación comercial declarado, más trescientos sesenta y cinco (365) días. Las garantías previstas precedentemente tendrán como beneficiario a esta Secretaría de Gobierno de Energía.

ARTÍCULO 10.- LIBERACIÓN DE GARANTAS. Emitido el Certificado de Inclusión, las garantías previstas en el artículo anterior se liberarán del siguiente modo:

a) la correspondiente a la devolución anticipada del IVA, una vez constituida la garantía prevista en el inciso a del artículo 15 del anexo II de esta resolución, por la primera solicitud;

b) la correspondiente a la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, una vez realizadas las auditorias técnico/contables correspondientes, en el plazo de trescientos sesenta y cinco (365) días contados a partir de la fecha de habilitación comercial; y

c) la referida al Certificado Fiscal, en la oportunidad establecida en la normativa específica que regula el otorgamiento y aplicación de este beneficio.

En caso de que la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética disponga rechazar la solicitud del Certificado de Inclusión y los beneficios correspondientes, en el acto administrativo que lo decida se dispondrá la liberación de las garantías constituidas.

Los originales de las garantías presentadas deben ser remitidos para su custodia a la Tesorería de esta Secretaría de Gobierno de Energía y se debe adjuntar al expediente del procedimiento regulado en este anexo una copia de aquellas. La Tesorería es el organismo encargado de devolver las garantías y para ello debe haber recibido la correspondiente comunicación de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

ARTÍCULO 11.- FORMAS DE CONSTITUCIÓN. Todas las garantías contempladas en este anexo pueden ser constituidas de las formas y con los requisitos que se indican a continuación:

a) Fianza o Aval Bancario: debe ser irrevocable, incondicional y prorrogable; otorgada por un banco de primera línea que debe constituirse como liso, llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de excusión, división, retractación e interpelación judicial previa al deudor, en los términos de los artículos 1584 y 1589 del Código Civil y Comercial de la Nación, pagadera a la vista y a primer requerimiento de esta autoridad de aplicación y con firma certificada del Banco Central de la República Argentina (BCRA) en el caso de bancos locales o firma autenticada y legalizada en caso de bancos extranjeros, confirmada por banco local con domicilio en la República Argentina.

b) Póliza de Seguro de Caución: de acuerdo con pólizas aprobadas por la Superintendencia de Seguros de la Nación, organismo descentralizado en el ámbito del Ministerio de Hacienda, con su correspondiente recibo de pago; debe ser extendida por una compañía de seguros de primera línea que se encuentre habilitada para emitir pólizas electrónicas de acuerdo con lo indicado en el "Registro de Entidades Emisoras de Garantía" previsto en el artículo 36 de la resolución general 3885 del 20 de mayo de 2016 de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, y que cumplimente el "Cupo para Operar" otorgado, de acuerdo con la información disponible en la página web del citado ente recaudador. La compañía de seguros debe constituirse en fiadora solidaria, lisa y llanamente pagadora.

c) Carta de Crédito Stand By: debe ser irrevocable, incondicional y prorrogable; otorgada por un banco de primera línea que debe constituirse como liso, llano y principal pagador, con renuncia a los beneficios de excusión, división, retractación e interpelación judicial previa al deudor en los términos de los artículos 1584 y 1589 del Código Civil y Comercial de la Nación, pagadera a la vista y a primer requerimiento de esta autoridad de aplicación y con firma certificada del BCRA en el caso de bancos locales o firma autenticada y legalizada en caso de bancos extranjeros, confirmada por banco con domicilio en la República Argentina.

d) En efectivo, mediante depósito bancario en la cuenta que esta autoridad de aplicación establezca al efecto.

e) Cheque certificado contra una entidad bancaria, con domicilio en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ARTÍCULO 12.- ENTIDADES. Las entidades que otorguen dichas garantías deben estar inscriptas en el "Registro de Entidades Emisoras de Garantías" previsto en el artículo 36 de la citada resolución general 3885/2016.

ARTÍCULO 13.- CONTROL. La Dirección Nacional de Energías Renovables evaluará las garantías presentadas y dispondrá su rechazo en caso de considerar que no cumplen con los requisitos exigidos, quedando facultada para solicitar las aclaraciones o la documentación adicional que considere necesaria para evaluar la procedencia y seguridad de las garantías ofrecidas.

ARTÍCULO 14.- EJECUCIÓN DE LA GARANTA. La constitución, sustitución o ampliación de las garantías exigidas en el artículo 9° implica para el asegurador o garante, el otorgamiento de una autorización expresa e irrevocable a favor de esta autoridad de aplicación para proceder a su ejecución, en forma conjunta, alternativa o separada con el deudor de la obligación principal garantizada, en los términos y condiciones previstos en el instrumento respectivo y en esta resolución.

ARTÍCULO 15.- GASTOS. Los gastos, comisiones y demás erogaciones generados como consecuencia de la tramitación de las garantías que deban constituirse y/o de su cancelación parcial o total o su ejecución, están exclusivamente a cargo del titular del proyecto solicitante de los beneficios.

ARTÍCULO 16.- RENUNCIA TÁCITA. La falta de retiro de las garantías dentro del plazo de noventa (90) días corridos a contar desde la fecha de la notificación del acto que dispone su devolución, por parte de los solicitantes, implica la renuncia tácita a favor del Estado Nacional de lo que constituya la garantía, en cuyo caso la Tesorería de esta Secretaría de Gobierno de Energía debe:

a) Realizar el ingreso patrimonial de lo que constituye la garantía, cuando la forma de la garantía permita tal ingreso.

b) Destruir aquellas garantías que no puedan ser integradas patrimonialmente, como las pólizas de seguro de caución, aval bancario u otra fianza.

En el acto en que se destruyan las garantías debe estar presente un representante de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, uno de la Tesorería y uno de la Unidad de Auditoria Interna de esta autoridad de aplicación. La Tesorería debe comunicar con cuarenta y ocho (48) horas de antelación a la citada subsecretaría y a la Unidad de Auditoría Interna, el día, lugar y hora en que se realizará el acto de destrucción de las garantías.

Capítulo III

Análisis de los proyectos

ARTÍCULO 17.- EVALUACIÓN. La Dirección Nacional de Energías Renovables, por intermedio de sus dependencias, realizará un análisis y evaluación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente procedimiento y en la normativa aplicable.

En caso de que en la presentación se hubiese omitido o incumplido alguno de los requisitos establecidos, la dependencia interviniente notificará al peticionario, quien deberá presentar la documentación faltante o rectificativa en el plazo razonable que se fije al efecto, bajo apercibimiento de tener por desestimada la presentación realizada.

La Dirección Nacional de Energías Renovables está facultada para intercambiar información con otros órganos y entes competentes en las materias involucradas, a los efectos de verificar el cumplimiento de los requisitos exigidos.

ARTÍCULO 18.- INFORME TÉCNICO. La Dirección Nacional de Energías Renovables elaborará un informe técnico de cada proyecto presentado, en el que emitirá su opinión técnica sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos para el otorgamiento del Certificado de Inclusión y sobre los beneficios fiscales que corresponde otorgar al solicitante, en función de las características y necesidades del proyecto, indicando la cuantía de cada uno de éstos en dólares estadounidenses.

Sobre la base de la información suministrada por la empresa y del análisis efectuado, en el informe se identificarán:

a) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los proyectos susceptibles de ser alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del IVA y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, estableciendo la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

b) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal;

c) los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos de origen importado que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar el beneficio previsto en el decreto 814/2017 o en el que lo sustituya.

En el mismo informe se indicará si existe cupo fiscal suficiente para otorgar los beneficios establecidos en las leyes 26.190 y 27.191, en función de la cuantificación realizada, teniendo en cuenta el cupo fiscal presupuestado para el ejercicio en curso y los montos de beneficios fiscales otorgados en dicho ejercicio.

ARTÍCULO 19.- LIBRE DEUDA. La Dirección Nacional de Energías Renovables consultará el servicio web "Consulta - Proveedores Del Estado" disponible en la página web de la AFIP, según lo establecido por la resolución general 4164-E del 29 de noviembre de 2017 de la AFIP (RESOG-2017-4164-APN-AFIP), para verificar si el interesado registra deuda ante la AFIP. Si de la consulta surgiere que la sociedad peticionante, identificada por su Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT), tiene deuda con el citado ente recaudador, la mencionada dirección nacional notificará a la peticionante que hasta tanto no regularice su situación fiscal no podrá emitirse el Certificado de Inclusión solicitado.

ARTÍCULO 20.- RESIDUOS. En los casos de los proyectos cuya fuente renovable de generación sean residuos, independientemente de la tecnología empleada, con carácter previo a la emisión del informe mencionado en el artículo 18 de este anexo, la Dirección Nacional de Energías Renovables debe dar intervención a la autoridad nacional de aplicación en materia ambiental, a los fines de que emita opinión sobre la elegibilidad del proyecto, en lo relativo a las materias propias de su competencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.2 del anexo II del decreto 531/2016 y sus modificatorios.

ARTÍCULO 21.- GARANTAS. Emitido el informe técnico previsto en el artículo 18 de este anexo, la Dirección Nacional de Energías Renovables notificará al peticionante el monto por el cual debe constituir las garantías correspondientes, conforme lo previsto en el artículo 9° de este anexo, en el plazo que se fije al efecto, bajo apercibimiento de tener por desestimada la presentación realizada. Una vez constituidas las garantías a satisfacción de la citada dirección nacional, se remitirán las actuaciones al servicio jurídico permanente para su intervención.

En ningún caso se emitirá un Certificado de Inclusión con alguno de los beneficios fiscales enumerados en el artículo 9° de este anexo si no se hubieren constituido las garantías previstas en dicho artículo.

Capítulo IV

Otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables

ARTÍCULO 22 - EMISIÓN DEL CERTIFICADO DE INCLUSIÓN. En caso de corresponder, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética emitirá el Certificado de Inclusión solicitado, el que deberá contener:

a) Individualización del sujeto beneficiario, con número de CUIT.

b) Denominación del proyecto de inversión beneficiado, con la asignación de un Número de Identificación de Proyecto (NIPRO).

c) Indicación de los plazos declarados para el cumplimiento de los hitos de inicio de obra, principio efectivo de ejecución y habilitación comercial.

d) Detalle de los beneficios fiscales otorgados y cuantificación por beneficio. La cuantificación deberá ser en dólares estadounidenses.

e) Indicación de:

1) los bienes de capital, servicios y obras que formen parte integrante de los proyectos alcanzados por los beneficios de devolución anticipada del I.V.A. y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y la vida útil a ser asignada a los bienes de capital y a las obras;

2) los bienes de origen nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, considerados para la cuantificación del Certificado Fiscal; y

3) los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos de origen importado que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad en cada caso, con el fin de efectivizar el beneficio previsto en el decreto 814/2017 o el que lo sustituya.

f) Manifestación de que los beneficios fiscales otorgados podrán aplicarse únicamente por erogaciones o facturación, según corresponda, relacionadas con el proyecto, producidas con posterioridad a su inscripción en el RENPER.

g) Manifestación de que, si una vez producida la habilitación comercial de la central, el beneficiario acreditara la efectiva incorporación en las instalaciones electromecánicas de componente nacional suficiente para obtener el Certificado Fiscal o incrementara el ya obtenido, podrá solicitar en esa oportunidad a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética el otorgamiento de dicho beneficio por el monto que corresponda cuando no se le hubiere otorgado en el Certificado de Inclusión, o bien, requerir el incremento del Certificado Fiscal ya obtenido, siendo el otorgamiento o el incremento imputables al cupo fiscal disponible en el año en que se dispongan, de acuerdo con lo previsto en la normativa específica que regula el citado beneficio.

Si por la potencia a instalar el beneficiario hubiere obtenido prioridad de despacho mediante el procedimiento de desempate, de acuerdo con lo previsto en la resolución 281/2017 y su normativa complementaria, no podrá otorgarse un plazo para alcanzar la habilitación comercial mayor al comprometido en dicho procedimiento ni otorgarse mayor cantidad de beneficios fiscales al declarado en el mismo procedimiento, con exclusión del Certificado Fiscal. El Certificado de Inclusión se comunicará a la AFIP.

ARTÍCULO 23.- INSUFICIENCIA DE CUPO FISCAL. En caso de insuficiencia de cupo fiscal para otorgar los beneficios establecidos en las leyes 26.190 y 27.191, la Subsecretaría de Energías Renovables elaborará un orden de mérito entre los proyectos cuyas solicitudes estén pendientes de resolución, en función del monto de beneficios fiscales solicitados por megavatio de potencia de cada proyecto, considerando exclusivamente los montos correspondientes a devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y a amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, y se asignará el cupo fiscal disponible priorizando a los proyectos que soliciten un monto menor de beneficios por megavatio, hasta agotar el cupo fiscal disponible.

IF-2019-65154093-APN-DNER#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2019-65154093-APN-DNER#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 18 de Julio de 2019

Referencia: Anexo I. Modificación Resolución ex MEyM N° 72/2016. Beneficios Fiscales. Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 24 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.07.18 14:12:28 -03'00'

Perez Andrich Esteban
Director Nacional
Dirección Nacional de Energías Renovables
Ministerio de Hacienda

ANEXO II

PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LAS INVERSIONES Y LA APLICACIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES

Capítulo I Objeto y ámbito de aplicación

ARTÍCULO 1°.- OBJETO. Este procedimiento tiene como objeto efectuar el control sobre las inversiones y las obras relacionadas con los proyectos por los que esta autoridad de aplicación ha emitido un Certificado de Inclusión y efectivizar la aplicación de los beneficios fiscales otorgados.

ARTÍCULO 2°. - ÁMBITO DE APLICACIÓN. Este procedimiento es aplicable a los beneficiarios que obtuvieron el Certificado de Inclusión y los beneficios correspondientes por:

a) la celebración de un contrato de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el marco de los procedimientos de contratación públicos y competitivos realizados por CAMMESA o el ente que designe esta autoridad de aplicación;

b) el procedimiento regulado en el anexo I de esta resolución; y

c) lo dispuesto en la resolución 202 del 28 de septiembre de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2016-202-E-APN-MEM).

El presente procedimiento será cumplido por esta autoridad de aplicación, a través de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética y sus dependencias técnicas.

ARTÍCULO 3°. - COMIENZO DE LA APLICACIÓN DE BENEFICIOS. Los beneficiarios de un Certificado de Inclusión pueden solicitar la aplicación de los beneficios otorgados de acuerdo con lo establecido en este anexo, una vez acreditado el principio efectivo de ejecución del proyecto de que se trate, con excepción del beneficio a las importaciones previsto en el inciso d del artículo 7° del anexo I de esta resolución, que podrá solicitarse desde la notificación del Certificado de Inclusión.

La acreditación del principio efectivo de ejecución debe realizarse de acuerdo con lo establecido en la disposición 57 del 14 de agosto de 2017 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Energía y Minería (DI-2017-57-APN-SSER#MEM) o la que en el futuro la reemplace.

Capítulo II

Control de las inversiones

ARTÍCULO 4°.- CONTROL DE LAS INVERSIONES. El control de las inversiones se realiza en función de la aplicación de los beneficios otorgados. Está sujeto a control el cumplimiento de los hitos declarados por el beneficiario, de acuerdo con lo previsto en el inciso b del artículo 6° del anexo I de esta resolución. El cumplimiento del principio efectivo de ejecución determina el momento a partir del cual los beneficiarios pueden solicitar la aplicación de los beneficios otorgados, conforme lo indicado en el artículo anterior.

La fecha de inicio de obra, acreditada conforme lo establecido en la disposición 68 del 15 de noviembre de 2017 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables (DI-2017-68-APN-SSER#MEM), determina la forma en la que el beneficiario puede realizar la amortización de las inversiones, de acuerdo con lo previsto en el inciso 2 del artículo 6° de la ley 27.191.

La habilitación comercial de la central, de acuerdo con Los Procedimientos y con el alcance establecido en los artículos 17 y 18 de este anexo, implicará el cumplimiento de la inversión comprometida al solicitar los beneficios fiscales.

Asimismo, se verificarán las erogaciones asociadas al proyecto para la aplicación del beneficio de devolución anticipada del IVA y las facturas, notas de crédito, débito y otros comprobantes de curso legal para el beneficio de amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, de acuerdo con lo establecido en este anexo y en la disposición 68/2017 o en la que en el futuro la reemplace.

Conforme lo previsto en el artículo 14 de este anexo, se realizará la comprobación de destino de los bienes importados con la exención prevista en el artículo 14 de la ley 27.191 o con la aplicación del beneficio a las importaciones previsto en el inciso d del artículo 7° del anexo I de esta resolución.

ARTÍCULO 5°.- FACULTADES DE LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN. Esta autoridad de aplicación, a través de las dependencias técnicas de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, está facultada para realizar inspecciones en el lugar de las obras para controlar su grado de avance y el cumplimiento de los demás compromisos asumidos en la presentación que dio origen a la aprobación del proyecto y al otorgamiento de los beneficios fiscales. Dicho control también puede ser realizado por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), organismo descentralizado actuante en la órbita del Ministerio de Producción y Trabajo, u otra entidad habilitada por esta autoridad de aplicación, a requerimiento de esta última.

Capítulo III

Aplicación de los beneficios

ARTÍCULO 6°.- MONEDA APLICABLE.- Todos los beneficios fiscales serán aplicados en pesos.

No obstante, a los efectos del cómputo de la utilización de los siguientes beneficios, la Dirección Nacional de Energías Renovables realizará la conversión a dólares estadounidenses utilizando la cotización divisas del tipo de cambio vendedor del

Banco de la Nación Argentina, como se indica a continuación:

a) para la devolución anticipada del IVA, convertirá el monto aprobado de los importes destinados a la aplicación de dicho beneficio expresado en pesos, utilizando el tipo de cambio del último día hábil del mes anterior a la fecha de generación del lote en el que se incluyó el comprobante de que se trate; b) para la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, convertirá el monto aprobado de los importes netos destinados a la aplicación de dicho beneficio expresado en pesos, utilizando el tipo de cambio del último día hábil del mes anterior a la fecha de la solicitud de aplicación del beneficio en el sitio web de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), Servicio Web "Ley 26190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía".

Asimismo, para la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, se aplicará lo establecido en el último párrafo del artículo 10 de este anexo.

ARTÍCULO 7°.-. DEVOLUCIÓN ANTICIPADA DEL VA Y AMORTIZACIÓN ACELERADA EN EL IMPUESTO A LAS GANANCIAS. A los efectos de solicitar los beneficios de devolución anticipada del IVA y de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, el solicitante debe cumplimentar el procedimiento establecido en el anexo II de la disposición 68/2017 o la que en el futuro la reemplace.

El beneficiario debe ingresar al sitio web de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), Servicio Web "Ley 26190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía", mediante "Clave Fiscal" habilitada con Nivel de Seguridad 3 como mínimo, obtenida según el procedimiento dispuesto por la resolución general 3713 del 22 de enero de 2015 de la AFIP.

El solicitante debe detallar en dicho servicio los comprobantes por las operaciones de compra de bienes de capital, obras civiles, electromecánicas, de montaje y otros servicios, comprendidos en el proyecto, por los cuales solicita el/los beneficio/s, como así también información vinculada al proyecto. En ningún caso se otorgarán beneficios relacionados con la operación, mantenimiento, reemplazo y/o modernización del equipamiento de la central.

La Dirección Nacional de Energías Renovables controlará los comprobantes informados, conforme se establece en el artículo siguiente.

Una vez efectuado dicho control, y a los efectos de la prosecución del trámite respectivo, la citada dirección nacional detallará el resultado en el Servicio Web de la AFIP, informando los comprobantes aprobados, aprobados parcialmente o rechazados, quedando el beneficiario notificado a través del mismo Servicio Web.

ARTÍCULO 8°.- CONTROL DE LOS COMPROBANTES. La Dirección Nacional de Energías Renovables controlará la compatibilidad de los comprobantes informados en el Servicio Web de la AFIP mencionado en el artículo anterior, por los que se solicita la devolución del IVA y la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, con los compromisos asumidos y consignados en el Certificado de Inclusión otorgado por el proyecto.

Los beneficiarios deben presentar copia de los comprobantes informados en el Servicio Web de la AFIP y de las constancias de pago de dichos comprobantes. Hasta tanto se habilite la plataforma electrónica de Trámites a Distancia (TAD) para la presentación por medios electrónicos, dicha documentación deberá ser presentada ante esta autoridad de aplicación mediante una nota dirigida a la Dirección Nacional de Energías Renovables.

Exclusivamente para la devolución anticipada del IVA, la citada dirección nacional verificará que los comprobantes informados en el Servicio Web se encuentren efectivamente abonados, parcial o totalmente. En el caso en que se hubieren abonado parcialmente, se aprobará el beneficio hasta lo efectivamente abonado.

ARTÍCULO 9°.- DEVOLUCIÓN ANTICIPADA DEL VA. A los efectos de la aplicación de la devolución anticipada del IVA, se consideran -según corresponda a cada caso- las erogaciones a partir de:

a) la fecha de notificación de la resolución de adjudicación producida en el procedimiento de contratación público y competitivo realizado por CAMMESA o el ente designado por esta autoridad de aplicación en el marco del cual el beneficiario obtuvo el Certificado de Inclusión;

b) la fecha de inscripción del proyecto en el RENPER, en el caso de los beneficiarios que obtuvieron el Certificado de Inclusión por el procedimiento regulado en el anexo I de la presente resolución; o

c) la fecha de notificación del Certificado de Inclusión, considerándose alcanzadas por el beneficio a las erogaciones efectuadas por el beneficiario, debidamente documentadas, con carácter de anticipo, adelanto o concepto equivalente, con posterioridad a la publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina de la resolución 202/2016 -el 29 de septiembre de 2016- y antes de la notificación del citado Certificado, siempre que el saldo de precio se abone luego de esta última.

En todos los casos, se consideran las erogaciones realizadas con anterioridad a la fecha de habilitación comercial de la central.

ARTÍCULO 10°.- AMORTIZACIÓN ACELERADA EN EL IMPUESTO A LAS GANANCIAS. A los efectos de la aplicación de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, los beneficiarios del Régimen deben solicitar la aplicación del beneficio en el Sistema Web establecido por la AFIP, antes de la fecha de vencimiento para la presentación de la declaración jurada correspondiente, y detallar en el mencionado Servicio la información relativa a la vida útil y tasa de amortización aplicable.

Para este beneficio, se consideran los comprobantes por la adquisición de bienes amortizables posteriores a las fechas indicadas en los incisos a y b del artículo anterior, para los casos allí previstos, y a la fecha de notificación del Certificado de Inclusión, para quienes lo obtuvieron en el marco de la resolución 202/2016, y en todos los casos anteriores a la fecha de habilitación contable del bien.

Para el cómputo de la utilización de este beneficio, el monto obtenido por la realización del cálculo que establece el segundo párrafo del inciso b del artículo 7° del anexo I de esta resolución debe convertirse de acuerdo con lo establecido en el inciso b del artículo 6° de este anexo.

ARTÍCULO 11.- CERTIFICADO FISCAL. La aplicación del beneficio de Certificado Fiscal se realizará de acuerdo con lo establecido en la normativa específica dictada al efecto.

ARTÍCULO 12.- BENEFICIO A LA IMPORTACIÓN. El importador definitivo de las mercaderías debe ser el titular del Certificado de Inclusión.

Para poder hacer efectivo el beneficio a la importación establecido en el decreto 814/2017, los importadores deben gestionar las correspondientes licencias en el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), en los términos establecidos en la resolución conjunta general 4185 del 5 de enero de 2018 de la AFIP y la ex Secretaría de Comercio dependiente del ex Ministerio de Producción (RESGC-2018-4185-APN-AFIP) y en la disposición 58 del 28 de mayo de 2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (DI-2018-58-APN-SSER#MEM), o en las normas que las reemplacen. Para su control, los beneficiarios deben presentar copia de las licencias obtenidas en el SIMI. Hasta tanto se habilite la plataforma electrónica de TAD para la presentación por medios electrónicos, dicha documentación deberá ser presentada ante esta autoridad de aplicación mediante una nota dirigida a la Dirección Nacional de Energías Renovables.

La citada dirección nacional aprobará, en caso de corresponder, las declaraciones que se registren a tal efecto a través del mencionado Sistema, oportunidad en la que verificará el cumplimiento de lo dispuesto en el Certificado de Inclusión respecto de las posiciones arancelarias autorizadas, identificadas por su Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) y su cantidad. A tales efectos, utilizará el Servicio Web provisto por la AFIP para la aprobación de las licencias SIMI, o el que en el futuro lo reemplace.

Las autorizaciones de las correspondientes licencias en el SIMI, se otorgarán por las posiciones arancelarias y dentro de los plazos previstos en el decreto 814/2017. Los bienes susceptibles de ser importados en el marco del decreto 814/2017 deben ser nuevos en todos los casos.

El beneficiario debe manifestar, con carácter de declaración jurada, que no ingresa al país bienes o componentes de bienes comprendidos dentro del marco de la ley 24.051 y sus modificatorias de Residuos Peligrosos y de la ley 24.040 de Compuestos Químicos.

ARTÍCULO 13.- DESPACHO DE IMPORTACIÓN. En las importaciones que se realicen en el marco del decreto 814/2017, los beneficiarios importadores deben consignar bajo declaración jurada en los respectivos despachos de importación que los bienes ingresados están destinados a integrar los proyectos a que se refiere la presente resolución, debiéndose cumplir con la disposición 58/2018. Asimismo, el registro en los libros contables se debe realizar a través de cuentas que individualicen estos bienes, las que deben contar con la leyenda "Decreto 814/2017".

Una vez concluida cada importación, el beneficiario debe presentar ante la Dirección Nacional de Energías Renovables copia certificada del despacho de importación a consumo cumplido, dentro del plazo de sesenta (60) días corridos a partir de la fecha de producido. Hasta tanto se habilite la plataforma electrónica de TAD para la presentación por medios electrónicos, dicha documentación deberá ser presentada ante esta autoridad de aplicación mediante una nota dirigida a la citada dirección nacional.

ARTÍCULO 14.- COMPROBACIÓN DE DESTINO. Los bienes importados con la exención prevista en el artículo 14 de la ley 27.191 o con el beneficio establecido en el decreto 814/2017, están sujetos a la respectiva comprobación de destino, la cual se realizará por intermedio del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), organismo descentralizado actuante en la órbita del Ministerio de Producción y Trabajo, u otra entidad habilitada al efecto por esta autoridad de aplicación, en carácter de organismo específico de fiscalización, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 6° de la resolución conjunta 2 del 16 de mayo de 2018 del ex Ministerio de Producción y del ex Ministerio de Energía y Minería (RESFC-2018-2-APN-MEM) para las importaciones realizadas con el beneficio establecido en el decreto 814/2017.

El costo de la comprobación será asumido íntegramente por el beneficiario. Dicha comprobación de destino se realizará una vez producida la habilitación comercial de la central y, posteriormente, cuando la Dirección Nacional de Energías Renovables lo considere oportuno, durante todo el plazo del proyecto, incluida la operación.

Capítulo IV

Garantías

ARTÍCULO 15.- GARANTAS. Al solicitar la aplicación de los beneficios otorgados, el beneficiario debe constituir las siguientes garantías:

a) Garantía por la devolución anticipada del IVA: se debe constituir una garantía por cada presentación de solicitud y por un monto equivalente al cien por ciento (100%) de la devolución anticipada peticionada en esa presentación. Dicha garantía debe mantenerse vigente desde su constitución y hasta trescientos sesenta y cinco (365) días contados a partir de la fecha de habilitación comercial. Las garantías se liberarán una vez realizadas las auditorias técnico/contables correspondientes, en el plazo mencionado precedentemente.

b) Garantía por el Certificado Fiscal solicitado en forma anticipada: es aplicable lo establecido en la normativa específica que regula el citado beneficio.

c) Garantía por el beneficio a la importación: es aplicable lo establecido en el artículo 5° de la resolución conjunta 2/2018 del ex Ministerio de Producción y del ex Ministerio de Energía y Minería.

Las garantías previstas en este artículo deben tener como beneficiaria a la AFIP.

ARTÍCULO 16.- NORMAS APLICABLES. La constitución, sustitución, ampliación, liberación y ejecución de las garantías previstas en el presente anexo II debe cumplir con lo establecido en la resolución general 3885 del 20 de mayo de 2016 de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Capítulo V

Ejecución del proyecto

ARTÍCULO 17.- EJECUCIÓN TOTAL DEL PROYECTO. La habilitación comercial del proyecto, de acuerdo con Los Procedimientos, por el total de potencia consignada y en el plazo establecido en el Certificado de Inclusión, o su eventual prórroga de acuerdo con lo previsto en el artículo 19 de este anexo, implica el cumplimiento de la inversión comprometida por el beneficiario.

ARTÍCULO 18.- EJECUCIÓN PARCIAL DEL PROYECTO. En caso de que el proyecto alcance, en el plazo establecido en el Certificado de Inclusión, o su eventual prórroga de acuerdo con lo previsto en el artículo 19 de este anexo, la habilitación comercial por una potencia menor a la consignada en el mencionado Certificado, la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética cancelará los beneficios fiscales proporcionales a la potencia no habilitada y restituirá las garantías correspondientes. Si se comprobare que el beneficiario ha aplicado beneficios fiscales proporcionalmente superiores a la potencia habilitada comercialmente, se dispondrá la ejecución de las garantías por los montos excedentes y se comunicará la decisión a la AFIP para que persiga su cobro.

ARTÍCULO 19.- PRÓRROGAS. Los titulares de proyectos que se desarrollan en el marco de la resolución 281/2017, cuenten o no con prioridad de despacho, pueden solicitar ante la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética prórroga del plazo comprometido para alcanzar la habilitación comercial del proyecto, exclusivamente a los efectos del mantenimiento de los beneficios fiscales, expresando los motivos de la solicitud, antes del vencimiento de dicho plazo. La citada subsecretaría evaluará las razones invocadas y decidirá fundadamente sobre el otorgamiento o denegación de la prórroga solicitada. El otorgamiento de la prórroga tendrá efectos exclusivamente para la aplicación de los beneficios fiscales; no producirá efecto alguno sobre la fecha de habilitación comercial comprometida para obtener la prioridad de despacho en los términos de la resolución

281/2017 ni sobre los vínculos contractuales y los respectivos derechos y obligaciones que pueda tener el beneficiario con relación al proyecto.

Sin perjuicio de lo previsto en el párrafo anterior, a los titulares de proyectos que se desarrollan en el marco de la resolución 281/2017 que cuenten con prioridad de despacho y que obtengan prórroga para alcanzar la habilitación comercial en los términos del artículo 11 y siguientes del anexo de la citada resolución, se les otorgará igual prórroga a los efectos de la aplicación de los beneficios fiscales, a su requerimiento.

Los beneficiarios que desarrollen sus proyectos en el marco de un Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica adjudicado en los procedimientos públicos y competitivos realizados por CAMMESA o el ente que designe esta autoridad de aplicación o en los términos de la resolución 202/2016, deben obtener la prórroga del plazo programado para la habilitación comercial de acuerdo con lo establecido en el contrato respectivo. Obtenida dicha prórroga contractual, se les otorgará igual prórroga a los efectos de la aplicación de los beneficios fiscales, a su requerimiento.

En todos los casos en los que se otorguen prórrogas del plazo establecido en el Certificado de Inclusión para la habilitación comercial a los efectos de la aplicación de los beneficios fiscales, el beneficiario deberá extender la vigencia de las garantías constituidas según la presente resolución vigentes en ese momento, para cubrir el plazo de trescientos sesenta y cinco (365) días posteriores a la nueva fecha de habilitación comercial.

Capítulo VI

Sanciones

ARTÍCULO 20.- INCUMPLIMIENTOS. Se consideran incumplimientos del Régimen de Fomento de las Energías Renovables por parte de los beneficiarios, en lo concerniente a los beneficios fiscales otorgados, los siguientes:

a) no alcanzar el principio efectivo de ejecución del proyecto en el plazo consignado en el Certificado de Inclusión;

b) no alcanzar la habilitación comercial de la central, total o parcialmente de acuerdo con lo establecido en los artículos 17 y 18 de este anexo, en el plazo consignado en el Certificado de Inclusión o sus eventuales prórrogas;

c) incumplimiento de los compromisos técnicos -normas de calidad de los productos utilizados, entre otros-, productivos y comerciales asumidos en la presentación que dio origen al otorgamiento de los beneficios;

d) incumplimiento del porcentaje de integración de componente nacional consignado en el Certificado de Inclusión, cuando se hubiere otorgado el Certificado Fiscal;

e) incumplimiento de la destinación a otorgar a los bienes importados con la exención prevista en el artículo 14 de la ley 27.191 o con el beneficio establecido en el decreto 814/2017;

f) acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos a, b, c y d del artículo 11 de la ley 26.190, modificada por la ley 27.191;

g) otros incumplimientos graves de normas aplicables para el desarrollo del proyecto.

ARTÍCULO 21.- SANCIONES. Acreditados los incumplimientos enumerados en el artículo anterior, corresponde:

a) hasta tanto se acredite el cumplimiento del principio efectivo de ejecución, no se aplicarán los beneficios de devolución anticipada del IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias y certificado fiscal;

b) en el caso previsto en el inciso b del artículo anterior, se podrá disponer la pérdida de los beneficios fiscales, el reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones y la ejecución de las garantías constituidas;

c) por los incumplimientos indicados en el inciso c del artículo anterior, se intimará al beneficiario a subsanar el incumplimiento en un plazo razonable, en función de cada caso; si no lo hiciere y la gravedad del incumplimiento lo justifica, se podrá disponer la pérdida de los beneficios fiscales, el reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones y la ejecución de las garantías constituidas;

d) por el incumplimiento referido en el inciso d del artículo anterior, se aplicará lo que establezca la normativa específica que regula el beneficio de certificado fiscal;

e) en el caso del incumplimiento previsto en el inciso e del artículo anterior, se comunicará a la AFIP a los efectos de iniciar las acciones correspondientes para perseguir el cobro de los tributos no abonados, con más sus intereses, y ejecutar la garantía constituida;

f) en el supuesto previsto en el inciso f del artículo anterior, se podrá disponer la pérdida de los beneficios fiscales y el reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones y la ejecución de l as garantías constituidas;

g) en el supuesto previsto en el inciso g del artículo anterior, se intimará al beneficiario a subsanar el incumplimiento en un plazo razonable, en función de cada caso; si no lo hiciere y la gravedad del incumplimiento lo justifica, se podrá disponer la pérdida de los beneficios fiscales y el reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones y la ejecución de las garantías constituidas.

ARTÍCULO 22.- SUSPENSIÓN DE BENEFICIOS. La intimación a subsanar los incumplimientos, prevista en los incisos c y g del artículo anterior, implica la suspensión automática de la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias y certificado fiscal, la que se reanudará una vez subsanado el incumplimiento.

ARTÍCULO 23.- COMPETENCIA. Las intimaciones a subsanar incumplimientos y la pérdida de los beneficios fiscales, de acuerdo con lo previsto en el artículo 21, serán dispuestas por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. ARTÍCULO 24.- PROCEDIMIENTO. Cuando de las inspecciones realizadas o de las informaciones presentadas por los beneficiarios surgiere la presunción de la existencia de algún incumplimiento, la Dirección Nacional de Energías Renovables notificará al beneficiario dicha circunstancia, individualizando el incumplimiento que se le atribuye, y le otorgará un plazo de diez (10) días para formular su descargo. Al formular su descargo, el beneficiario debe exponer todo lo que haga a su defensa, acompañando los documentos que tuviera en su poder y ofreciendo todas las demás pruebas de que intentare valerse.

La Dirección Nacional de Energías Renovables, de oficio o a pedido de parte, podrá disponer la producción de prueba, de acuerdo con lo dispuesto en el título VI del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72 T.O. 2017. Producida la prueba y presentado el alegato o vencido el plazo para su presentación, la citada dirección nacional elaborará el informe técnico correspondiente y dará intervención al servicio jurídico permanente de esta autoridad de aplicación.

Cumplido ello, se elevarán las actuaciones a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, para su resolución.

ARTÍCULO 25.- COMUNICACIÓN. El acto administrativo que disponga la pérdida de los beneficios fiscales será comunicado a la AFIP a los efectos establecidos en el artículo 10 del anexo I del decreto 531/2016 y sus modificatorios.

Capítulo VII

Documentación adicional

ARTÍCULO 26.- DOCUMENTACIÓN ADICIONAL. FISCALZACIÓN. Sin perjuicio de la información y documentación requerida en los artículos precedentes, la Dirección Nacional de Energías Renovables está facultada para solicitar a los beneficiarios toda la documentación e información complementaria que estime pertinente para efectuar un adecuado seguimiento y control de los beneficios fiscales otorgados. Asimismo, puede efectuar inspecciones en el lugar en que se desarrollen los proyectos, a cuyos efectos puede solicitar la colaboración del INTI o de otra entidad habilitada por esta autoridad de aplicación.

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2019-65153612-APN-DNER#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 18 de Julio de 2019

Referencia: Anexo II. Modificación Resolución ex MEyM N° 72/2016. Beneficios Fiscales. Régimen de Fomento de las Energías Renovables.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 15 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.07.18 14:11:41 -03'00'

Perez Andrich Esteban
Director Nacional
Dirección Nacional de Energías Renovables
Ministerio de Hacienda

RESFC-2019-3-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.195 del 11/09/2019

BUENOS AIRES, 10 DE SEPTIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-75138375-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que por la resolución conjunta 1 del 16 de mayo de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería y del ex Ministerio de Producción, se establecieron descuentos sobre los Precios Estacionales de Referencia para empresas caracterizadas como Grandes Demandas de Distribuidores, y sobre el precio medio de compra aplicable a cada usuario para aquellas caracterizadas como Grandes Usuarios Directos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que la recomposición en el sistema de precios y tarifas necesaria para reconstruir el sector eléctrico, ha generado impactos en determinados usuarios del sector productivo que ameritan ser considerados en particular, en virtud de tratarse de usuarios con alto nivel de consumo energético que evidencian dificultades para adaptar su estructura de costos a los nuevos valores del suministro eléctrico.

Que a los efectos de propender a una adaptación progresiva y paulatina hacia una normalización del MEM que permita la contractualización a largo plazo entre sus agentes, resulta conveniente prorrogar el régimen de descuento aplicable a los Precios Estacionales de Referencia aprobado por la resolución conjunta 1/2017 hasta el 31 de diciembre del año 2020 inclusive, siempre que los beneficiarios se encontraren en curso normal de cumplimiento de las previsiones dispuestas en la citada resolución.

Que asimismo resulta necesario establecer mecanismos que permitan a aquellos beneficiarios que utilicen equipos de autogeneración realizar los mantenimientos que esos equipos requieran, permitiendo durante ese lapso la adquisición de energía necesaria en condiciones compatibles con los fines de esta norma.

Que han tomado intervención los servicios jurídicos competentes.

Que esta resolución se dicta en uso de las facultades conferidas por la ley de ministerios (texto ordenado por decreto 438 del 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, el artículo 37 de la ley 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la ley 24.065 y el artículo 8° del decreto 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

Y

EL MINISTRO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO

RESUELVEN:

ARTÍCULO 1°.- Prorrogar la vigencia de los mecanismos y descuentos establecidos en la resolución conjunta 1 del 16 de mayo de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería y del ex Ministerio de Producción, para aquellas empresas que hubieran resultado beneficiarias de los descuentos previstos en los artículos 1° y 2° de la citada resolución o del precio diferencial previsto en su artículo 4°, y se encontraren en curso normal de cumplimiento de las previsiones dispuestas en el anexo V de la referida medida, a partir del 31 de diciembre de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, inclusive.

ARTÍCULO 2°.- Establecer que los usuarios Ultraelectrointensivos beneficiarios del régimen previsto en la resolución conjunta 1/2017, en el período en el que se realice un mantenimiento programado y acordado de sus equipos de autogeneración, podrán adquirir la energía eléctrica que consuman por encima del volumen establecido mediante los mecanismos definidos en la citada resolución, al costo marginal horario definido a partir del despacho que se realiza para la fijación del Precio de Mercado (PM) del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme a lo establecido al respecto en la resolución 240 del 14 de agosto de 2003 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Los cargos correspondientes a la potencia incremental se asignarán según la metodología vigente.

El volumen de energía a transaccionar en estas condiciones no podrá ser superior al que produciría el equipo en mantenimiento programado acordado.

ARTÍCULO 3°. - Notificar a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio

de Hacienda, a los Entes Reguladores Provinciales y a las Empresas Prestatarias del Servicio Público de Distribución de Electricidad, el dictado de esta medida.

ARTÍCULO 4°. - La presente resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 5°. - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui - Dante Sica

e. 11/09/2019 N° 68190/19 v. 11/09/2019

RESOL-2019-570-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.205 del 25/09/2019

BUENOS AIRES, 24 DE SEPTIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2017-17043707-APN-DDYME#MEM y sus asociados EX-2019-61987179-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2019-62958766-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2018-28830429-APN-DGDO#MEM y EX-2019-64235954-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, las resoluciones 275 del 16 de agosto de 2017 (RESOL-2017-275-APN-MEM), 450 del 23 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-450-APN-MEM) y 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM), todas del ex Ministerio de Energía y Minería, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 275 del 16 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-275-APN-MEM) se convocó al Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el “Programa RenovAr (Ronda 2)”–, con el fin de celebrar un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que como anexo (IF 2017-17397723-APN-SSER#MEM) integra la mencionada resolución.

Que cumplida la etapa de evaluación del Sobre “A” de las Ofertas, se dictó la resolución 450 del 23 de noviembre de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-450 -APN-MEM), por la cual se determinó la calificación de las ofertas presentadas.

Que por el artículo 2° de la resolución 450/2017, se estableció que los beneficios fiscales reconocidos a favor de los proyectos que resultaron calificados en la Ronda 2 son los indicados en el anexo II (IF-2017-29429858-APN-SSER#MEM) que integra la citada medida, los cuales debían incorporarse al Certificado de Inclusión a emitirse a favor de los oferentes que resultaran adjudicatarios.

Que por las resoluciones 473 del 30 de noviembre de 2017 (RESOL-2017-473-APN-MEM) y 488 del 19 de diciembre de 2017 (RESOL-2017-488-APN-MEM), ambas del ex Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron ochenta y ocho (88) Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la resolución 275/2017 a las ofertas que, para cada tecnología, se detallan en los anexos I (IF-2017-30464580-APN DNER#MEM e IF-2017-33426894-APN-DNER#MEM, respectivamente) que integran aquellas resoluciones.

Que mediante la nota del 29 de mayo de 2019 (NO-2019-50151826-APN-DNER#MHA), la Dirección Nacional de Energías Renovables dependiente de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de esta Secretaría de Gobierno de Enegía solicitó información a CAMMESA respecto de la potencia ofertada por seis (6) proyectos incluidos en el anexo II “Resumen de Ofertas Precalificadas” (IF-2017-29439374-APN-DDYME#MEM) del informe de ofertas recibidas (IF-2017-29438899-APN-DDYME#MEM), remitido oportunamente por CAMMESA en el procedimiento de selección mencionado.

Que mediante la nota B-140470-1 del 5 de julio de 2019 (IF-2019-62028089-APN-DGDOMEN#MHA), obrante en el expediente EX-2019-61987179-APN-DGDOMEN#MHA, CAMMESA respondió a la nota NO-2019-50151826-APN DNER#MHA y adjuntó documentación referida a los proyectos BG-512, Central Térmica Santiago Energías Renovables, presentado por el oferente Los Amores Sociedad Anónima, y EOL-004, Parque Eólico General Acha, presentado por los oferentes Miguel Oneto y Latinoamericana de Energía Sociedad Anónima (IF-2019-62028168-APN-DGDOMEN#MHA).

Que en el expediente EX-2019-62958766-APN-DGDOMEN#MHA, CAMMESA presentó la nota B-140470-2 del 12 de julio de 2019 (IF-2019-63007758-APN-DGDOMEN#MHA), a la que adjuntó la documentación referida a los proyectos PAH-714, Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico Salto 40 del oferente Skru Sociedad Anónima ; PAH-715, Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico Salto 11 del oferente Skru Sociedad Anónima; SFV-284, Parque Solar Zapata de los oferentes Kuntur Energía Sociedad Anónima y Monteverdi & Gray Group Limited y SFV-301, Parque Solar Cura Brochero del oferente Harz Energy LLC (IF-2019-63007747-APN-DGDOMEN#MHA).

Que del análisis de la documentación remitida por CAMMESA, correspondiente a las ofertas presentadas, la Dirección Nacional de Energías Renovables detectó errores materiales en la información consignada en la columna “Potencia Ofertada (MW)” del anexo II (IF-2017 29429858-APN-SSER#MEM) de la resolución 450/2017, de acuerdo con lo detallado en el informe IF-2019-78928028-APN-DNER#MHA, obrante en el orden 486 del expediente principal citado en el Visto, a cuyos términos se remite.

Que en consecuencia, corresponde modificar el anexo II (IF-2017-29429858-APN SSER#MEM) de la resolución 450/2017, para consignar correctamente en la columna “Potencia Ofertada (MW)” las potencias ofertadas por los proyectos mencionados.

Que por otra parte, mediante la nota del 15 de junio de 2018 IF-2018-28841455-APN-DGDO#MEM obrante en el expediente EX-2018-28830429-APN-DGDO#MEM, la firma Resener Sociedad Anónima, sociedad de propósito específico, titular del proyecto Central Termoeléctrica Resener I presentado por el oferente Inmade Sociedad Anónima, identificado bajo el código BG-510, solicitó la rectificación material del precio adjudicado del proyecto BG-510 indicado en el anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) de la resolución 473/2017, debido a que el precio consignado en el mencionado anexo fue de ciento setenta y seis dólares estadounidenses por megavatio hora (USD 176 MWh), en lugar de ciento setenta y seis dólares estadounidenses con cuarenta centavos por megavatio hora (USD 176,40 MWh).

Que en efecto, al precio ofertado por Inmade Sociedad Anónima por el proyecto BG-510 de ciento cincuenta y tres dólares estadounidenses por megavatio hora (USD 153 MWh), se le adicionó el incentivo por escala proporcional a la potencia adjudicada de cero coma setenta y dos megavatios hora (0,72 MWh), que fue veintitrés dólares estadounidenses con cuarenta centavos (USD 23,40) y del cálculo resultante el precio final adjudicado fue de ciento setenta y seis dólares estadounidenses con cuarenta centavos por megavatio hora (USD 176,40 MWh).

Que por lo tanto corresponde rectificar el anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) de la resolución 473/2017, respecto del referido proyecto BG-510, dado que existe un error material en el ítem “Precio Adjudicado [USD/MWh]”.

Que mediante la nota del 16 de julio de 2019 IF-2019-64248097-APN-DGDOMEN#MHA, obrante en el expediente EX-2019-64235954-APN-DGDO#MEM, la firma Central Bioeléctrica Uno Sociedad Anónima Unipersonal, sociedad de propósito específico, titular del proyecto BG-514, Ampliación 2 Central Bioeléctrica, presentado por el oferente Biomass Crop Sociedad Anónima, realizó una presentación en la que manifestó que ha detectado un error en el precio adjudicado al proyecto en la resolución 473/2017, consistente en la inclusión del incentivo por tecnología en el precio adjudicado, pese a tratarse su proyecto de una ampliación.

Que analizada la cuestión planteada se advierte que en la columna “Precio Adjudicado [US$/MWh]” del anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) de la resolución 473/2017, en referencia al proyecto Ampliación 2 Central Bioeléctrica, se consignó erróneamente ciento sesenta y nueve dólares estadounidenses (USD 169) cuando debió indicarse ciento sesenta dólares estadounidenses (USD 160).

Que la diferencia radica en la adición del incentivo por escala regulado en el anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones aprobado por la resolución 275/2017.

Que el punto 5.7 de la circular 5 del 11 de octubre de 2017 establece que “de igual forma, en caso de ampliaciones o repotenciaciones, a los fines de determinar el monto del Incentivo por Escala que corresponda otorgar, se considerará la potencia total de la planta, es decir, la potencia preexistente más la nueva”.

Que en el caso del proyecto C.T. Ampliación 2 Central Bioéléctrica, la potencia total de la planta sería tres coma dos megavatios (3,2 MW), siendo este el resultado de la suma de dos megavatios (2 MW) de BG-01 C.T. Río Cuarto I (adjudicado en la Ronda 1 del Programa RenovAr) y de uno coma dos megavatios (1,2 MW) de BG-514 C.T. Ampliación 2 Central Bioéléctrica.

Que esa potencia total excede el límite de potencia establecido en el anexo 20 del Pliego de Bases y Condiciones para el otorgamiento del incentivo para los proyectos de Biogás, fijado en uno coma cinco megavatios (1,5 MW), motivo por el cual corresponde su rectificación.

Que las rectificaciones de errores materiales establecidas por esta resolución no alteran en absoluto los resultados de la calificación y de la adjudicación de las ofertas presentadas en la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Que el artículo 5° del anexo I del decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios designa a esta Secretaría de Gobierno de Energía como autoridad de aplicación de las leyes 26.190 y 27.191.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el el artículo 5° del anexo I del decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174/2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Rectificar los errores materiales incurridos en la columna de “Potencia Ofertada (MW)” del anexo II (IF-2017-29429858-APN-SSER#MEM) de la resolución 450 del 23 de noviembre de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-450-APN-MEM), como se establece a continuación:

a) respecto del proyecto BG-512, Central Termoeléctrica Santiago Energías Renovables, donde dice “3,00” (tres) debe decir “6,00” (seis);

b) respecto del proyecto EOL-004, Parque Eólico General Acha, donde dice “60,00” (sesenta) debe decir “63,00” (sesenta y tres);

c) respecto del proyecto PAH-714, Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico Salto 40, donde dice “0,52” (cero coma cincuenta y dos) debe decir “0,60” (cero coma sesenta);

d) respecto del proyecto PAH-715, Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico Salto 11, donde dice “0,51” (cero coma cincuenta y uno) debe decir “0,60” (cero coma sesenta);

e) respecto del proyecto SFV-284, Parque Solar Zapata, donde dice “37,00” (treinta y siete) debe decir “37,50” (treinta y siete con cincuenta); y

f) respecto del proyecto SFV-301, Parque Solar Cura Brochero, donde dice “17,00” (diecisiete) debe decir “17,676” (diecisiete coma seiscientos setenta y seis).

ARTÍCULO 2°. - Rectificar los errores materiales incurridos en la columna de “Precio Adjudicado [US$/MWh]” del anexo I (IF-2017-30464580-APN-DNER#MEM) de la resolución 473 del 30 de noviembre de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL 2017-473-APN-MEM), como se establece a continuación:

a) respecto del proyecto BG-510, Central Termoeléctrica Resener I del oferente Inmade Sociedad Anónima, donde dice “176,00” (ciento setenta y seis) debe decir “176,40” (ciento setenta y seis con cuarenta); y

b) respecto del proyecto BG-514, Ampliación 2 Central Bioeléctrica del oferente Biomass Crop Sociedad Anónima, donde dice “169” (ciento sesenta y nueve) debe decir “160” (ciento sesenta).

ARTÍCULO 3°. - Instruir a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a suscribir las adendas a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable correspondientes, a los efectos de reflejar las rectificaciones dispuestas en los artículos precedentes.

ARTÍCULO 4°. - Notificar a Los Amores Energías Renovables Sociedad Anónima, Parque Eólico General Acha Sociedad Anónima, Nauco Energía Sociedad Anónima, Liuco Energía Sociedad Anónima, Kuntur Energía Sociedad Anónima, Parque Solar Cura Brochero Sociedad Anónima Unipersonal, Resener Sociedad Anónima y Central Bioeléctrica Uno Sociedad Anónima Unipersonal –en sus respectivas calidades de sociedades de propósito específico titulares de los proyectos alcanzados por esta medida– y a CAMMESA.

ARTÍCULO 5°. - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

e. 25/09/2019 N° 72670/19 v. 25/09/2019

RESOL-2019-580-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.209 del 01/10/2019

BUENOS AIRES, 27 DE SEPTIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-70501390-APN-DGDOMEN#MHA, la ley 27.328, su decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios, y la resolución 951 del 20 de noviembre de 2018 del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-951-APN-MHA), y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 81 del 7 de marzo de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-81-APN-SGE#MHA) se llamó a licitación pública nacional e internacional con el objeto de contratar la construcción del proyecto de Participación Público-Privada denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”, la cual comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias, y la posterior prestación de los servicios de operación y mantenimiento, bajo el régimen de la ley 27.328 y su decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios.

Que por el artículo 2° de la resolución 81/2019 se aprobaron: el Pliego de Bases y Condiciones (IF-2019-10267320-APNDNPE#MHA) y sus anexos (anexo I: IF-2019-10267434-APN-DNPE#MHA, subanexos: IF-2018-62043601-APN-DNPE#MHA, anexo II: IF-2019-10267234-APN-DNPE#MHA, anexo III: IF-2018-62049287-APN-DNPE#MHA, anexo IV: IF-2018-62049885-APN-DNPE#MHA, anexo V: IF-2018-62050382-APN-DNPE#MHA, anexo VI: IF-2018-62052576-APN-DNPE#MHA, anexo VII: IF-2018-62053506-APN-DNPE#MHA, anexo VIII 132 kV y 66 kV: IF-2018-62053874-APN-DNPE#MHA, anexo VIII 500 kV: IF-2018-62054420-APN-DNPE#MHA, anexo IX: IF-2018-62054794-APN-DNPE#MHA, anexo X: IF-2018-62055313-APN-DNPE#MHA y anexo XI: IF-2018-62055648-APN-DNPE#MHA).

Que por el expediente EX-2019-40930243-APN-DGDOMEN#MHA tramitó la Circular Modificatoria 1 del 8 de mayo de 2019 vinculada al citado proceso licitatorio, mediante la cual se designó como Ente Contratante a esta Secretaría de Gobierno de Energía o quien ésta designe.

Que por el artículo 1° de la resolución 293 del 24 de mayo de 2019 de esta Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-293-APN-SGE#MHA) se facultó a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Yacyretá (UESTY) para actuar en carácter de Iniciador Institucional y/o Ente Contratante del Sector Público Nacional en el marco de los procesos de ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Distribución Troncal del Marco Regulatorio Eléctrico, incluyendo los efectuados mediante la ley 27.328 y sus normas reglamentarias y complementarias, según le instruya la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente de esta Secretaría de Gobierno de Energía.

Que por el artículo 2° de la resolución 293/2019, se instruyó a la UESTY a adoptar la denominación de Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) a los fines de ejecutar todas las tareas que sean menester para propender al cumplimiento de los objetivos previstos en la citada resolución.

Que por lo expuesto y toda vez que la UESTEE reúne los requisitos necesarios para cumplir con la función de Ente Contratante del citado proyecto de Participación Público Privada a fin de realizar las gestiones pertinentes para su ejecución, resulta necesario proceder a su designación.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en uso de las facultades conferidas por la ley 27.328, la resolución 951 del 20 de noviembre de 2018 del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-951-APN-MHA), el artículo 27 de la ley 25.527 y el apartado VIII bis del anexo II al decreto 174 del 2 de marzo de 2018.

Por ello,

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Designar a la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) como Ente Contratante del proyecto de Participación Público-Privada denominado “Líneas de Transmisión – Etapa I: Línea de Extra Alta Tensión 500 kV E.T. Río Diamante – Nueva E.T. Charlone, Estaciones Transformadoras y obras complementarias en 132 kV”, la cual comprende la interconexión eléctrica en 500 kV E.T. Río Diamante – E.T. Charlone y obras complementarias, y la posterior

prestación de los servicios de operación y mantenimiento, bajo el régimen de la ley 27.328 y su decreto reglamentario 118 del 17 de febrero de 2017 y sus modificatorios.

ARTÍCULO 2°.- Disponer que esta resolución podrá consultarse y descargarse (i) de la página web de esta Secretaría de Gobierno de Energía (https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/linea-extra-altatension-rio-d iamante); y/o (ii) de la página web de la Subsecretaría de Participación Público Privada dependiente de la Secretaría de Evaluación Presupuestaria, Inversión Pública y Participación Pública Privada de la Jefatura de Gabinete de Ministros (https://www.argentina.gob.ar/jefatura/ppp).

ARTÍCULO 3°.- Publicar en el Boletín Oficial de la República Argentina por el término de tres (3) días y en el sitio web de las Naciones Unidas – UN Development Business.

ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Gustavo Sebastián Lopetegui

e. 01/10/2019 N° 74480/19 v. 03/10/2019

RESGC-2019-4618-E-AFIP-AFIP

Publicación Boletín Oficial N° 34.229 del 30/10/2019

BUENOS AIRES, 29 DE OCTUBRE DE 2019

VISTO las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, el Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, y la Resolución N° 479 del 14 de agosto de 2019 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA dependiente del MINISTERIO DE HACIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un VEINTE POR CIENTO (20%) de los consumos anuales totales al 31 de diciembre de 2025.

Que en el marco del régimen mencionado se establecen beneficios fiscales para los titulares de proyectos de inversión en generación de energía eléctrica de fuente renovable.

Que entre ellos se encuentra la emisión de un certificado fiscal, que se otorgará en función de la integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas de las centrales de generación, excluida la obra civil, y será aplicable al pago de saldos de declaraciones juradas y anticipos de los impuestos a las ganancias, a la ganancia mínima presunta, al valor agregado e internos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS.

Que mediante el Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, se reglamentó el citado régimen y se designó como autoridad de aplicación a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA dependiente del MINISTERIO DE HACIENDA.

Que asimismo, facultó a la Autoridad de Aplicación y a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS para regular, en forma conjunta, las formas y condiciones de emisión, utilización y cesión del certificado fiscal así como los efectos derivados de su cancelación.

Que en ejercicio de sus competencias propias, la citada Secretaría dictó la Resolución N° 479/2019 (SGE), estableciendo los requisitos y condiciones a cumplir para obtener el certificado fiscal, las garantías a constituir y el alcance del mencionado beneficio.

Que en virtud de ello resulta necesario abordar las cuestiones que, de acuerdo con lo establecido en el citado decreto, deben ser reguladas en forma conjunta por la Autoridad de Aplicación del Régimen de Fomento y el Ente Recaudador.

Que los servicios jurídicos permanentes de los organismos involucrados han tomado la intervención de su competencia.

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el inciso 6 del Artículo 9° del Decreto N° 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, y por el Artículo 7° del Decreto N° 618 del 10 de julio de 1997, sus modificatorios y sus complementarios.

Por ello

EL ADMINISTRADOR FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS

Y

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

RESUELVEN:

A – CERTIFICADO FISCAL. ALCANCE

ARTÍCULO 1°.- Los certificados fiscales obtenidos en el marco de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, y emitidos en los términos de la Resolución Nº 479/2019 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, tendrán la modalidad de bono electrónico y se identificarán de la siguiente forma:

a) Prefijo 202 - Certificado fiscal final.

b) Prefijo 203 - Certificado fiscal anticipado. En este supuesto, deberá encontrarse previamente constituida la garantía a favor de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS por un importe equivalente al del certificado emitido, conforme lo previsto en la citada resolución.

La garantía deberá mantenerse hasta la extinción de las obligaciones del beneficiario, y autorizar a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS a proceder a su ejecución o liberación, según corresponda.

La Autoridad de Aplicación será la encargada de la afectación de la garantía, siempre que el cupo asignado al garante resulte suficiente. Cumplida dicha afectación, el Organismo Recaudador pondrá a disposición del beneficiario el bono electrónico correspondiente.

ARTÍCULO 2°.- Los certificados fiscales emitidos por la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA tendrán una vigencia de CINCO (5) años, contados desde el 1° de enero del año siguiente al de su fecha de otorgamiento.

Vencido dicho plazo caducarán automáticamente, sin necesidad de acto alguno por parte de la Autoridad de Aplicación, y no podrán ser utilizados para cancelar las obligaciones fiscales del beneficiario, o el cesionario en su caso, ni podrán ser cedidos.

ARTÍCULO 3°.- El beneficiario podrá solicitar el fraccionamiento de los aludidos certificados en hasta CINCO (5) bonos electrónicos, cada uno por un importe igual.

B - DEBER DE INFORMACIÓN DE LA EMISIÓN DE LOS CERTIFICADOS FISCALES

ARTÍCULO 4°.- La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA, a través de la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, informará a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS la nómina de los certificados fiscales emitidos.

La información referida en el párrafo anterior, se confeccionará utilizando el formulario de declaración jurada Nº 1400, y contendrá los siguientes datos:

a) Clave Única de Identificación Tributaria (C.U.I.T.) del beneficiario.

b) Tipo de certificado (prefijo identificatorio 202 ó 203, según corresponda).

c) Número de certificado.

d) Monto del certificado.

e) Año de emisión del certificado.

f) Fecha del expediente.

g) Fecha desde (validez).

h) Fecha hasta (validez).

i) Estado (válido).

ARTÍCULO 5º.- La presentación del citado formulario Nº 1400 se formalizará mediante transferencia electrónica de datos vía “Internet” a través del sitio “web” institucional de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (http://www.afip.gob.ar).

La remisión de la información deberá efectuarse en oportunidad de aprobarse la emisión de los respectivos certificados fiscales.

Como constancia de la presentación realizada, el sistema emitirá un comprobante que tendrá el carácter de acuse de recibo.

ARTÍCULO 6º.- Los importes de los bonos fiscales informados de acuerdo con el procedimiento indicado en los artículos precedentes, serán registrados por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS como créditos a favor de los contribuyentes y/o responsables involucrados y podrán aplicarse a la cancelación de las obligaciones fiscales emergentes de los impuestos a las ganancias, a la ganancia mínima presunta, al valor agregado e internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos.

C - CONSULTA E IMPUTACIÓN DE LOS BONOS FISCALES

ARTÍCULO 7°.- Los contribuyentes y/o responsables, a efectos de realizar la consulta e imputación de los bonos fiscales, deberán ingresar al servicio “Administración de Incentivos y Créditos Fiscales” disponible en el sitio “web” (http://www.afip.gob.ar), a cuyos fines se utilizará la respectiva “Clave Fiscal” habilitada con Nivel de Seguridad 3 como mínimo, obtenida según el procedimiento dispuesto por la Resolución General N° 3.713, sus modificatorias y su complementaria.

ARTÍCULO 8°.- La imputación se efectuará en el citado servicio “web”, seleccionando el bono fiscal 202 ó 203 que corresponda aplicar -en forma total o parcial- de la nómina de bonos pendientes de imputación e ingresando los datos y el importe de la obligación a cancelar.

Una vez cumplimentado lo dispuesto en el párrafo precedente, las imputaciones realizadas quedarán registradas en la cuenta corriente del contribuyente y el sistema emitirá la correspondiente constancia de la operación efectuada.

D - CESIÓN DE LOS BONOS FISCALES

ARTÍCULO 9°.- La cesión de un bono fiscal podrá realizarse siempre que el cedente cumpla con los siguientes requisitos:

a) No posea deudas exigibles con la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS.

b) No haya utilizado o imputado parcialmente dicho bono.

c) Informe el precio de venta del bono fiscal mediante el servicio “Administración de Incentivos y Créditos Fiscales” mencionado en el Artículo 7°.

d) Haya constituido y vinculado la garantía que corresponda, de tratarse de un certificado fiscal anticipado.

A tales fines deberá ingresar al aludido servicio, seleccionar el bono que pueda ser cedido e informar los datos del cesionario. El sistema emitirá un comprobante, el cual constituye el soporte de la operación de cesión.

ARTÍCULO 10.- El cesionario del bono fiscal podrá utilizar el crédito para cancelar las obligaciones registradas ante la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, debiendo previamente aceptar la transferencia de dicho bono y el precio de venta informado por el cedente, con arreglo a las formas y condiciones establecidas en el artículo anterior.

Aceptada la cesión, el bono quedará a disposición del cesionario para su imputación de acuerdo con el procedimiento previsto en el Artículo 7°.

De rechazarse la transferencia, el importe se reintegrará a la cuenta del cedente del bono.

E - CANCELACIÓN DE LOS BONOS FISCALES

ARTÍCULO 11.- Cuando la Autoridad de Aplicación constate que la integración del Total de Componente Nacional (TCN) en las instalaciones electromecánicas representa un porcentaje de Componente Nacional Declarado (CND) menor al TREINTA POR CIENTO (30%), de acuerdo con lo establecido en el Artículo 18 de la Resolución N° 479/2019 (SGE), la DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES comunicará la revocación del beneficio a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, a los efectos que este Organismo ejecute las acciones correspondientes en razón de su competencia.

F - DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 12.- Cuando los bonos fiscales se imputen a la cancelación de importes en concepto de anticipos y de acuerdo con el impuesto determinado en la declaración jurada del respectivo período fiscal resultaran imputaciones efectuadas en exceso, sólo serán computables en dicha declaración jurada importes en concepto de anticipos hasta el límite por el cual fuere admisible efectuar las imputaciones de dichos bonos.

En ningún caso las imputaciones de los referidos bonos generarán créditos de libre disponibilidad.

En el supuesto previsto en los párrafos anteriores, los importes imputados en exceso serán utilizables, en la medida que el régimen lo permita, para la aplicación a futuras obligaciones.

A los fines previstos en el párrafo precedente, el beneficiario o en su caso el cesionario, deberá presentar una nota a través del servicio “Presentaciones Digitales” dispuesto por la Resolución General N° 4.503, solicitando la aplicación del saldo imputado en exceso. En la mencionada nota deberá identificarse la declaración jurada en la que se encuentra exteriorizado el excedente, detallando el importe y la obligación permitida por el régimen de que se trate, a la que se solicite aplicar dicho excedente.

ARTÍCULO 13.- La detección de posibles incumplimientos al régimen de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191, que surja como consecuencia de acciones de verificación y fiscalización realizadas por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS, serán informadas a la Autoridad de Aplicación.

Asimismo, el Organismo Recaudador podrá realizar acciones de control respecto de los resultados tributarios que surjan como consecuencia de la operatoria con bonos fiscales.

ARTÍCULO 14.- Las disposiciones de esta norma conjunta entrarán en vigencia a los TREINTA (30) días corridos contados desde su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 15.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Leandro German Cuccioli - Gustavo Sebastián Lopetegui

RESOL-2019-701-APN-SGE-MHA

Archivo pdf

NO-2020-03317590-APN-SE-MDP

Archivo pdf

RESFC-2019-4-APN-SGE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.238 del 12/11/2019

BUENOS AIRES, 08 DE NOVIEMBRE DE 2019

VISTO el Expediente N° EX-2019-82577749-APN-DGD#MPYT, las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y su modificación, el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, la Resolución Conjunta Nº 1 de fecha 28 de septiembre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y su modificatoria, y la Resolución N° 479 de fecha 14 de agosto de 2019 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que por la Ley N° 26.190, modificada y complementada por la Ley N° 27.191 y su modificación, se sancionó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, con el objetivo de incrementar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica.

Que entre los beneficios fiscales contemplados en el Régimen de Fomento, en el inciso 6) del artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191 y su modificación, se establece el derecho a percibir un Certificado Fiscal que podrán obtener los beneficiarios que en sus proyectos de inversión acrediten determinado porcentaje de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil y los costos de transporte y montaje de equipamiento, de conformidad con lo establecido en el Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios.

Que por el artículo 5° de la Resolución Conjunta Nº 1 de fecha 28 de septiembre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN se dispuso que con el fin de determinar el carácter nacional de los aerogeneradores de potencia superior a SETECIENTOS KILOVATIOS (700 kW), se deberá acreditar a la fecha de habilitación comercial del proyecto que la efectiva integración, de conformidad con los porcentajes establecidos en el Anexo II de la norma citada, representa, como mínimo: (i) hasta el día 30 de junio de 2020, TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35 %); (ii) hasta el día 31 de diciembre de 2021, CUARENTA Y CINCO POR CIENTO (45 %); y (iii) hasta el día 31 de diciembre de 2023, CINCUENTA POR CIENTO (50 %).

Que, asimismo, establece que en caso de no alcanzarse los porcentajes de integración requeridos para cada período, se computarán únicamente los alcanzados de manera efectiva.

Que la Resolución Conjunta citada precedentemente es aplicable a los proyectos de generación eléctrica de fuente renovable que obtengan el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables por: a) la celebración de contratos de abastecimiento adjudicados con posterioridad a la publicación de la mencionada resolución conjunta en el Boletín Oficial, en el marco de los procedimientos de selección desarrollados de acuerdo con lo establecido en los artículos 9°, inciso 5) y 12 del Anexo II del Decreto N° 531/16 y sus modificatorios; o b) el procedimiento establecido en el Anexo I de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y su modificatoria, destinados a operar en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, aprobado por la Resolución N° 281 de fecha 18 de agosto de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que por la Resolución N° 52 de fecha 15 de febrero de 2019 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA, se estableció que los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que resultaron adjudicatarios de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por las Resoluciones Nros. 473 de fecha 30 de noviembre de 2017 y 488 de fecha 19 de diciembre de 2017, ambas del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, podrán solicitar una prórroga de hasta TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días corridos de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, siempre que cumplan con DOS (2) de los TRES (3) requisitos establecidos en la referida Resolución N° 52/19 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a elección de los titulares de proyectos.

Que la medida citada fue adoptada debido a que la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 detectó un retraso generalizado del cumplimiento de los hitos contractuales de los Contratos de Abastecimiento suscriptos en el marco de la citada Ronda 2, motivados por distintos factores que inciden en el desarrollo de los mencionados proyectos.

Que por la Resolución N° 230 de fecha 26 de abril de 2019 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA y su modificatoria, se estableció que los titulares de proyectos que se desarrollan en el ámbito del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, que cuenten con prioridad de despacho en los términos de la mencionada resolución,

pueden acceder a una prórroga del plazo para alcanzar la habilitación comercial, bajo las condiciones establecidas al efecto.

Que tanto los proyectos que se desarrollan en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr como los que lo hacen en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable están incluidos en el ámbito de aplicación de la Resolución Conjunta N° 1/17 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN.

Que por la Resolución N° 479 de fecha 14 de agosto de 2019 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA se regula el beneficio del Certificado Fiscal previsto en el inciso 6) del artículo 9° de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191 y su modificación, directamente vinculado con la integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas de los proyectos de que se trata.

Que con el fin de armonizar los plazos de ejecución de los proyectos y los establecidos en el artículo 5° de la Resolución Conjunta N° 1/17 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN para la efectiva integración de componentes nacionales en los aerogeneradores de potencia superior a SETECIENTOS KILOVATIOS (700 kW), resulta necesario prorrogar los plazos previstos en la última norma citada.

Que con el fin de brindar precisión al régimen y facilitar el control correspondiente, resulta conveniente considerar la fecha de salida de fábrica para la determinación del porcentaje de integración exigido, realizándose el control correspondiente luego de la habilitación comercial de cada proyecto.

Que la medida a adoptar tiene por finalidad promover y consolidar el desarrollo de la industria nacional y la radicación de nuevas empresas en nuestro país para abastecer el mercado local de energías renovables, con bienes de alto valor agregado; alcanzando, consecuentemente, una creciente integración de la industria nacional.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 5° del Anexo I del Decreto N° 531/16 y sus modificatorios, la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA es la Autoridad de Aplicación de las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y su modificación.

Que han tomado intervención los Servicios Jurídicos competentes en virtud de lo establecido en el inciso d) del artículo 7° de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191 y su modificación, y por los artículos 5° y 9°, inciso 6 del Anexo I del Decreto N° 531/16 y sus modificatorios.

Por ello,

EL MINISTRO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO

Y

EL SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE HACIENDA

RESUELVEN:

ARTÍCULO 1°.- Sustitúyese el artículo 5° de la Resolución Conjunta N° 1 de fecha 28 de septiembre de 2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN, por el siguiente:

“ARTÍCULO 5º.- A los fines de determinar el carácter nacional de los bienes que clasifican en la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.) 8502.31.00 (aerogeneradores de potencia superior a 700 kW), deberá acreditarse que la integración efectivamente realizada, de conformidad con los porcentajes establecidos en el Anexo II (IF-2017-22457306-APN-SSGP#MP) que forma parte integrante de la presente resolución, representa, como mínimo, los siguientes porcentajes:

i. TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35 %), hasta el día 31 de diciembre de 2020;

ii. CUARENTA Y CINCO POR CIENTO (45 %), hasta el día 30 de junio de 2022;

iii. CINCUENTA POR CIENTO (50 %), hasta el día 31 de diciembre de 2023.

La fecha a considerar para la aplicación de los porcentajes establecidos precedentemente es la de salida de fábrica de los componentes o procesos considerados nacionales mencionados en el Anexo II de la presente medida, la que deberá acreditarse con la correspondiente documentación.

El control correspondiente se realizará en el sitio del proyecto.

En caso de no alcanzarse los porcentajes de integración requeridos para cada período, se computarán únicamente los alcanzados de manera efectiva.

Para considerar nacionales las partes, piezas, conjuntos y subconjuntos de bienes del aerogenerador indicados en el Anexo II de la presente resolución, con la ponderación asignada en cada caso, cada uno deberá cumplir con alguno de los supuestos indicados en los apartados a) o b) del artículo 4° de la presente medida.

Si el beneficiario acreditase fehacientemente diferencias respecto de la ponderación asignada para alguno/s de el/los componente/s consignados en el Anexo II de la presente resolución, se podrá considerar una variación de los porcentajes establecidos en hasta TRES (3) puntos porcentuales. Para el caso de aerogeneradores sin caja multiplicadora, la variación podrá ser de hasta DIEZ (10) puntos porcentuales, y deberá contar con la aprobación de la Autoridad de Aplicación.”.

ARTÍCULO 2º.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Dante Sica - Gustavo Sebastián Lopetegui

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución Conjunta se publican en la edición web del BORA -www.boletinoficial.gob.ar-

e. 12/11/2019 N° 86699/19 v. 12/11/2019

(**Nota Infoleg:** Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2017 - Año de las Energías Renovables

Anexo

Número: IF-2017-22457306-APN-SSGP#MP

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 28 de Septiembre de 2017

Referencia: EX-2017-20712099-APN-CME#MP - RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO II

PARTES, PIEZAS, CONJUNTOS, SUBCONJUNTOS Y PROCESOS DEL AEROGENERADOR	PONDERACIÓN (%)
Palas.	19,5%
Torres e interiores.	23,0%
Elementos de conexión de torre.	2,5%
Sistema Pitch.	3,5%
Mecanizado de buje.	2,5%
Rodamientos de palas.	2,0%
Ensamblaje de buje.	3,0%
Piezas de fundición de góndola.	3,0%
Carcasa, columnas, bastidores de góndola.	2,0%
Ensamblaje de góndola.	10,0%
Sistema Yaw.	2,5%
Conversor de potencia.	3,0%
Generador.	5,5%
Caja multiplicadora.	11,0%
Eje de transmisión.	3,5%
Radiador.	1,0%
Equipos eléctricos de maniobra.	1,0%
Transformador.	1,5%
Total aerogenerador.	100,0%

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2017.09.28 19:08:38 -03'00'

Sergio Drucaroff
Subsecretario
Subsecretaría de Gestión Productiva
Ministerio de Producción

DI-2019-5-APN-SSME-MHA

BUENOS AIRES, 23 DE ABRIL DE 2019

Visto el expediente S01:0339606/2008 del registro del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la resolución 406 del 8 de septiembre de 2003 de la ex Secretaria de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la resolución 406 del 8 de septiembre de 2003 de la ex Secretaria de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, se consolidaron deudas por las acreencias de los generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a partir de las transacciones económicas de junio de 2003.

Que por el expediente mencionado en el Visto tramitaron las resoluciones 1096 del 7 de octubre de 2008, 537 del 8 de julio de 2009, 1032 del 10 de diciembre de 2009, 1067 del 18 de diciembre de 2009, 438 del 20 de mayo de 2010, 559 del 14 de julio de 2010, 1087 del 30 de septiembre de 2010, 1729 del 21 de diciembre de 2010, 177 del 10 de mayo de 2011, 1408 del 17 de noviembre de 2011, 252 del 4 de junio de 2012, 1755 del 18 de octubre de 2012, 266 del 20 de mayo de 2013, 806 del 21 de octubre de 2013, /28 del 27 de febrero de 2014, 533 del 23 de mayo de 2014, 189 del 9 de diciembre de 2014, 274 del 8 de junio de 2015 y 925 del 19 de octubre de 2015, todas de la citada ex secretaría, las resoluciones 181 del 4 de julio de 2016, 13 del 12 de enero de 2017, 494 del 16 de junio de 2017, 855 del 7 de octubre de 2017 y 1111 del 13 de diciembre de 2017 de la ex Secretaria de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería, y las disposiciones 93 del 31 de mayo de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería y 32 del 28 de septiembre de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaria de Gobierno de Energía del Ministerio de Haciende, mediante las cuales se reconocieron las deudas por la comercialización en el MEM de Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA) y de Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA).

Que mediante la nota B-132832-1 del 13 de noviembre de 2018 y su anexo, agregados a fojas 589/592 del expediente citado en el Visto, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) informó las acreencias por aplicación de la resolución 406/2003 por las transacciones económicas de junio a septiembre de 2018, correspondientes a EBISA, por las operaciones de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), cuyos montos incluyen las regalías de las provincias de Corrientes y Misiones, y por los excedentes provenientes del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande correspondientes a las provincias de Entre Ríos, Corrientes y Misiones.

Que el Estado Nacional, mediante el artículo 15 de la ley 27.431, tomó a cargo las deudas generadas en el MEM por aplicación de la resolución 406/2003, por las transacciones económicas hasta el 31 de diciembre de 2018, correspondientes a las acreencias de la EBY y a los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande ene! marco de las leyes 24.054 y 25.671. Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete. Que las atribuciones para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el inciso t) del articulo I de la resolución 12 del 16 de abril de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Por ello

EL SUBSECRETARIO DE MERCADO ELÉCTRICO

DISPONE:

ARTÍCULO 1.- Reconocer las acreencias por aplicación de la resolución 406 del 8 de septiembre de 2003 de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, conforme a lo informado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), a Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA), por la suma de un mil ciento setenta y cuatro millones ochocientos sesenta y tres mil quinientos pesos ($ 1.174.863,500), respecto de la comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la energía proveniente de Entidad Binacional Yacyretá (EBY) por las transacciones económicas de junio a septiembre de 2018, incluyendo dicho importe las regalías de las provincias de Corrientes y Misiones; y cuarenta y siete millones cuarenta y cinco mil novecientos setenta y nueve pesos ($ 47.045.979) por los excedentes generados por el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, por las transacciones económicas de junio a septiembre de 2018 en el marco de las leyes 24.954 y 25671.

ARTÍCULO 2.- Notificar a CAMMESA, BRISA, EBY y la Secretaría de Hacienda del Ministerio de Hacienda.

ARTICULO 3.- Regístrese, comuníquese y archívese.

DI-2019-28-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.067 del 01/03/2019

BUENOS AIRES, 02 DE FEBRERO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-04035583-APN-DGDOMEN#MHA, la ley 27.424 y su modificatoria, el decreto 986 del 1 de noviembre de 2018 y la resolución 314 del 21 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, y

CONSIDERANDO:

Que el RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA sancionado por la ley 27.424, tiene como objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Que mediante el decreto 986 del 1 de noviembre de 2018 se aprobó la reglamentación del mencionado régimen y se designó como Autoridad de Aplicación de la ley 27.424 a la Secretaría de Gobierno de Energía.

Que por la resolución 314 del 21 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda se aprobaron las normas de implementación de la ley 27.424 y el decreto 986/2018 y se delegaron en la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética dependiente de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda las facultades para dictar todas las normas aclaratorias y complementarias del régimen.

Que esta subsecretaría debe establecer los procedimientos, contenidos y requisitos específicos respecto de la Plataforma Digital de Acceso Público para tramitar la Conexión del Usuario-Generador.

Que asimismo, queda facultada a emitir el correspondiente Certificado de Usuario-Generador a través de la Plataforma Digital de Acceso Público y a hacer públicos los datos estadísticos sobre los proyectos que efectivamente hayan sido autorizados y que hayan obtenido el Certificado de Usuario-Generador, y aquellos en proceso de conexión.

Que a los efectos de realizar un seguimiento de las instalaciones de generación distribuida, esta subsecretaría deberá establecer el procedimiento a través de la Plataforma Digital de Acceso Público para el alta y la baja de registros e información de Usuarios-Generadores.

Que esta subsecretaría podrá, en función a la alta innovación y actualización de Equipos de Generación Distribuida, revisar y actualizar la certificación de normas de calidad y seguridad mínimas exigidas para la instalación y conexión de los Equipos de Generación Distribuida a la red.

Que corresponde a esta subsecretaría establecer las pautas de administración del Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables (RENUGER), creado mediante el artículo 4° de la resolución 314/2018, en el que se registrarán todos los proyectos de generación distribuida de fuentes renovables que hayan obtenido el correspondiente Certificado de Usuario-Generador, a efectos de su inclusión en el Régimen.

Que el servicio jurídico permanente ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por el artículo 2° de la resolución 314/2018.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°. - Aprobar las normas complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública creado por la ley 27.424 y su modificatoria, reglamentado por el decreto 986 del 1 de noviembre de 2018 y por la resolución 314 del 21 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, que como anexo ((IF-2019-11191593-APN-DGDMEN#MHA) integra la presente disposición.

ARTÍCULO 2°. - Comuníquese, publíquese dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Sebastián Alejandro Kind

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 01/03/2019 N° 13054/19 v. 01/03/2019

ANEXO

Anexo.pdf

DI-2019-83-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.152 del 12/07/2019

BUENOS AIRES, 11 DE JULIO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-19201493-APN-DGDOMEN#MHA, la ley 27.424 y su modificatoria, el decreto 986 del 1° de noviembre de 2018 y la resolución 314 del 20 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-314-APN-SGE#MHA), y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, sancionado por la ley 27.424, tiene como objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Que el capítulo VI de la citada ley estableció un régimen de beneficios promocionales, a fin de incentivar la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, destinado a los Usuarios-Generadores que acrediten fehacientemente el cumplimiento de los requisitos establecidos en todo el marco normativo.

Que la mencionada ley dispone que la autoridad de aplicación será quien defina los instrumentos, incentivos y beneficios teniendo en cuenta el costo de la energía generada, la potencia instalada, el valor de mercado de los equipamientos, diferenciación por tecnologías, diferencia horaria o condiciones regionales, entre otros criterios.

Que el artículo 28 de la citada ley establece que la autoridad de aplicación podrá instrumentar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor a establecer a través de su reglamentación.

Que el decreto 986 del 1° de noviembre de 2018 aprobó la reglamentación del mencionado régimen y designó como autoridad de aplicación de la ley 27.424 a la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda.

Que por la resolución 314 del 20 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-314-APN-SGE#MHA) se aprobaron las normas de implementación de la ley 27.424 y el decreto 986/2018 y se delegaron en esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética las facultades para dictar todas las normas aclaratorias y complementarias del citado régimen.

Que a su vez se delegaron en esta subsecretaría las facultades para dictar las normas necesarias para la implementación de los beneficios promocionales, previstas en el marco de la ley 27.424 y el decreto 986/2018.

Que el artículo 26 del anexo I del decreto 986/2018 establece que la autoridad de aplicación tiene a su cargo el otorgamiento de los beneficios en función del tipo de Usuario-Generador, tecnología utilizada, potencia u otros criterios que pudieran establecerse.

Que el artículo 28 del citado anexo determina que la autoridad de aplicación establecerá el procedimiento por el cual los beneficiarios podrán solicitar el Certificado de Crédito Fiscal.

Que la instrumentación y aplicación del Certificado de Crédito Fiscal será regulada por esta subsecretaría y la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Que esta subsecretaría brindará a la AFIP la información necesaria que permita el registro y utilización de los Certificados de Crédito Fiscal otorgados.

Que en virtud de lo expuesto corresponde aprobar el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables, así como la determinación de los montos correspondientes a cada beneficiario según los criterios antes establecidos.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por los artículos 2° y 3° de la resolución 314/2018.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1º.- Aprobar el “Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables”, que como anexo I (DI-2019-62413750-APN-DGDMEN#MHA) integra esta disposición.

ARTÍCULO 2º.- Aprobar los montos a asignar como beneficio promocional de Certificado de Crédito Fiscal, conforme a lo establecido en el anexo II (DI-2019-57296781-APN-DGDMEN#MHA) que integra esta disposición.

ARTÍCULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Sebastián Alejandro Kind

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 12/07/2019 N° 49863/19 v. 12/07/2019

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

ANEXO I

PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE CRÉDITO FISCAL DEL RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1°. BENEFICIO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN. El Certificado de Crédito Fiscal se otorgará a aquellas personas de las jurisdicciones que hubieran adherido íntegramente al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública (el Régimen), que hayan obtenido el correspondiente Certificado de Usuario-Generador y que acrediten el cumplimiento de lo establecido en el capítulo II del presente anexo y de los requisitos y condiciones establecidos en el Régimen.

El Certificado de Crédito Fiscal se otorgará a Usuarios-Generadores que instalen nuevos Equipos de Generación Distribuida. La compra del Equipo de Generación Distribuida por el cual se solicita el beneficio deberá ser posterior a la fecha de entrada en vigencia de la disposición 48 del 16 de abril de 2019 de esta subsecretaría.

Un Usuario-Generador podrá recibir como máximo un Certificado de Crédito Fiscal, por Punto de Suministro, identificado con el correspondiente número de identificación de suministro (NIS). El monto total a otorgarse mediante dicho Certificado de Crédito Fiscal no podrá superar el monto máximo establecido en el anexo II de la presente disposición.

No podrán acogerse al beneficio promocional de Certificado de Crédito Fiscal aquellos Usuarios-Generadores que se encuentren en algunas de las situaciones mencionadas en el artículo 31 de la ley 27.424.

ARTÍCULO 2°. MONEDA. El Certificado de Crédito Fiscal será emitido en pesos.

ARTÍCULO 3°. VIGENCIA. Los bonos electrónicos representativos de los Certificados Fiscales emitidos tendrán una vigencia de cinco (5) años, contados desde el 1° de enero del año siguiente al de la fecha de otorgamiento. Vencido dicho plazo caducará automáticamente, sin necesidad de acto alguno por parte de esta subsecretaría o de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), ente autárquico dependiente del Ministerio de Hacienda, y no podrán ser utilizados por el beneficiario.

El beneficiario podrá consultar la información referida al Certificado de Crédito Fiscal emitido por esta subsecretaría mediante el servicio "Administración de Incentivos y Créditos Fiscales", disponible en el sitio "web" institucional de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), utilizando la "Clave Fiscal" habilitada.

CAPÍTULO II

PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO

ARTÍCULO 4°. TRÁMITE A DISTANCIA (TAD). REPRESENTACIÓN. El usuario peticionante que desee acceder al Certificado de Crédito Fiscal deberá cumplir el procedimiento para su obtención por medio del trámite denominado "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida", el cual deberá gestionarse mediante la plataforma de Trámites a Distancia (TAD).

Las personas jurídicas deberán designar a un representante, mediante los mecanismos de apoderamiento establecidos en la plataforma de TAD, quien quedará habilitado para gestionar la "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida" por cuenta y orden de la persona jurídica a quien le será otorgado el Certificado de Crédito Fiscal.

ARTÍCULO 5°. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN DE USUARIO-GENERADOR. Los usuarios peticionantes que soliciten el beneficio promocional de Certificado de Crédito Fiscal deberán haber iniciado el procedimiento de Conexión de Usuario-Generador, establecido en la disposición 28 del 28 de febrero de 2019 de esta subsecretaría.

Las personas que ya cuenten con el correspondiente Certificado de Usuario-Generador, tendrán un plazo de seis (6) meses para gestionar la solicitud del beneficio promocional, desde el dictado de la presente medida.

No se aceptarán solicitudes de reserva de cupo de Certificado de Crédito Fiscal una vez emitido el Certificado de Usuario-Generador, con la excepción prevista en el párrafo precedente.

ARTÍCULO 6°. SOLICITUD DE RESERVA DE CUPO. El trámite de "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida" requiere una solicitud de reserva de cupo del beneficio y la entrega de la documentación respaldatoria indicada en el artículo 7° de este anexo.

Para realizar la solicitud de reserva de cupo del Certificado de Crédito Fiscal, el usuario peticionante deberá validar sus datos identificatorios en carácter de declaración jurada, y adjuntar la reserva de potencia aprobada por el Distribuidor, respaldada por el Formulario 1B - Respuesta del Distribuidor a la Solicitud de Reserva de Potencia, emitido mediante la Plataforma Digital de Acceso Público.

Esta subsecretaría evaluará la solicitud de reserva de cupo de Certificado de Crédito Fiscal, y en caso de que exista cupo fiscal, dará respuesta al usuario peticionante sobre la aprobación de la reserva de cupo y los montos por los que esta reserva se otorga, si correspondiera.

La reserva de cupo del Certificado de Crédito Fiscal procederá sobre la potencia del generador de fuente renovable, o la potencia de acople a la red, la que resultare menor entre ambas, en función de lo aprobado por el Distribuidor en el Formulario 1B -Respuesta del Distribuidor a la Solicitud de Reserva de Potencia mediante la Plataforma Digital de Acceso Público.

La reserva de cupo del Certificado de Crédito Fiscal tendrá vigencia por un periodo de seis (6) meses, contados a partir de la respuesta a la solicitud de reserva de cupo emitida por esta subsecretaría. Dentro de dicho plazo, el solicitante deberá completar su procedimiento de conexión y la Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal según los requerimientos establecidos en el Régimen. Vencido el plazo de reserva de cupo de Certificado de Crédito Fiscal, ésta será desestimada liberando el cupo reservado.

ARTÍCULO 7°. DOCUMENTACIÓN RESPALDATORIA. La documentación respaldatoria deberá incluir las facturas de compra del Equipo de Generación Distribuida, un listado de componentes que conforman el Equipo de Generación Distribuida y el correspondiente Certificado de Usuario-Generador.

Las facturas de compra deberán detallar la siguiente información: fecha de compra, marca, modelo, cantidad y precio de cada Generador de Fuente Renovable y Equipo de Acople a la Red.

Sin perjuicio de la información y documentación requerida, esta subsecretaría podrá solicitar al usuario peticionante la información complementaria que estime pertinente para efectuar un correcto seguimiento y control del beneficio promocional.

ARTÍCULO 8°. OTORGAMIENTO DEL BENEFICIO. Una vez enviada la documentación respaldatoria, esta subsecretaría evaluará la información y de corresponder, resolverá sobre la aprobación del trámite de solicitud del beneficio.

El beneficio promocional de Certificado de Crédito Fiscal se otorgará una vez verificada y aprobada la solicitud con toda la información que el usuario haya adjuntado a la "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida".

Esta subsecretaría, a través de la Dirección de Beneficios Fiscales y Promocionales dependiente de la Dirección Nacional de Energías Renovables, comunicará a la AFIP la nómina de beneficiarios a quienes se les hubiera otorgado el Certificado de Crédito Fiscal, y su correspondiente monto.

ARTÍCULO 9°. LIBRE DEUDA. Ante cada solicitud de otorgamiento de un Certificado de Crédito Fiscal, esta subsecretaría verificará el cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud, a través del servicio "web" "CONSULTA - PROVEEDORES DEL ESTADO" disponible en el sitio "web" de la AFIP (http://www.afip.gob.ar), de acuerdo con lo establecido en la resolución general 4.164 del 1 de diciembre de 2017 del citado ente recaudador.

Si el usuario peticionante del Certificado de Crédito Fiscal tuviere deuda no se emitirá certificado alguno hasta tanto el peticionante regularice dicha situación ante la AFIP. En caso de no haber regularizado la situación antes descripta en un plazo de tres (3) meses a partir de la fecha de solicitud, esta será desestimada liberando el cupo de beneficio oportunamente reservado.

ARTÍCULO 10. INFORMACIÓN. Esta subsecretaría podrá intercambiar información otros órganos y entes competentes en las materias involucradas, a los efectos de verificar el cumplimiento de los requisitos exigidos.

CAPÍTULO III

FISCALIZACIÓN

ARTÍCULO 11. CONTROL. Esta subsecretaría tendrá a su cargo la fiscalización del cumplimiento de los requisitos descriptos previamente, y en caso de que advierta incumplimientos por parte del Usuario-Generador, resolverá respecto del mantenimiento de este beneficio promocional.

ARTÍCULO 12. INSPECCIONES. Sin perjuicio del trámite "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida" que realice el beneficiario, de acuerdo con lo determinado en la reglamentación vigente, esta subsecretaría o cualquier otra entidad que ésta designe podrá realizar inspecciones en el lugar de instalación para fiscalizar el cumplimiento de lo declarado en el trámite y los formularios correspondientes al procedimiento de Conexión de Usuario-Generador realizado por medio de la Plataforma Digital de Acceso Público, que dio origen a la aprobación del proyecto y al otorgamiento del beneficio promocional.

CAPÍTULO IV

CADUCIDAD Y RENUNCIA

ARTÍCULO 13. CADUCIDAD. El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en el artículo 31 de la ley 27.424, así como también el incumplimiento de requisitos técnicos, de seguridad o de los procedimientos establecidos por la autoridad de aplicación, producirá la caducidad de los beneficios promocionales.

Si el Certificado de Crédito Fiscal emitido no fuere usado, se dará lugar a la cancelación del bono. En caso de que el Certificado de Crédito Fiscal hubiera sido usado total o parcialmente, la Autoridad de Aplicación revocará el beneficio y la AFIP reclamará el cobro de la deuda más intereses y accesorios al titular según corresponda.

ARTÍCULO 14. PROCEDIMIENTO. En caso de que esta subsecretaría recibiere una denuncia de incumplimiento o lo comprobara de oficio, se notificará mediante nota al beneficiario, otorgándole el plazo de diez (10) días hábiles para que presente por escrito su descargo, donde podrá ejercer su derecho de defensa.

Una vez analizado el descargo, o vencido el plazo otorgado para su presentación, esta subsecretaría resolverá sobre el mantenimiento o la caducidad del beneficio promocional.

ARTÍCULO 15. IMPEDIMENTO DE NUEVA SOLICITUD. En caso de caducidad del beneficio promocional por los motivos antedichos, el beneficiario identificado con su Clave Única de Identificación Tributaria (C.U.I.T.) correspondiente no podrá volver a solicitar ninguno de los beneficios promocionales del presente régimen.

ARTÍCULO 16. RENUNCIA. El beneficiario peticionante puede renunciar a los beneficios promocionales mediante un aviso a esta subsecretaría a través del mismo trámite de "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida" gestionado por Trámites a Distancia.

DI-2019-62413 75 0-APN-DGDMEN#MHA



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo Disposición

Número: DI-2019-67413796-APN-DGDMEN#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 11 de Julio de 2019

Referencia: DI-2019-57300933-APN-DGDMEN#MHA Anexo I - Aplicación del CCF

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 6 página/s.

ANEXO II

MONTOS DEL BENEFICIO PROMOCIONAL DE CERTIFICADO DE CRÉDITO FISCAL DEL RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES

ARTÍCULO 1°. MONTO. El monto de este beneficio será equivalente a quince pesos por unidad de potencia expresada en vatios (15 $/W), para aquellos Usuarios-Generadores que hayan instalado un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en los términos establecidos en la ley 27.424 y su reglamentación complementaria. Este monto será otorgado hasta un máximo de un millón de pesos ($ 1.000.000).

ARTÍCULO 2°. VIGENCIA. Los montos del beneficio promocional de Certificado de Crédito Fiscal establecidos en el artículo anterior serán aplicables para las solicitudes de reserva de cupo aprobadas con anterioridad al 31 de diciembre de 2020.

ARTÍCULO 3°. CÁLCULO. El monto total del Certificado de Crédito Fiscal será calculado en función de la Potencia de Generación o la Potencia de Acople a la Red, la que resultare menor entre ambas, de acuerdo con lo que acredite el Certificado de Usuario-Generador, no pudiendo superar en ningún caso el monto de la reserva de cupo realizada mediante trámite de "Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida".

DI-2019-5 7296781 -APN-DGDMEN#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo Disposición

Número: DI-2019-57296781-APN-DGDMEN#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Martes 25 de Junio de 2019

Referencia: EX-2019-19201493-APN-DGDOMEN#MHA Anexo II - Aplicación del CCF.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 1 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.06.25 16:49:01 -03'00'

Ignacio Romero
Director
Dirección de Generación Distribuida
Ministerio de Hacienda

DI-2019-84-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.153 del 15/07/2019

BUENOS AIRES, 11 DE JULIO DE 2019

Visto el expediente EX-2019-19201493-APN-DGDOMEN#MHA, la ley 27.424 y su modificatoria, el decreto 986 del 1° de noviembre de 2018 y la resolución 314 del 20 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-314-APN-SGE#MHA), y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, sancionado por la ley 27.424, tiene como objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Que el capítulo VI de la citada ley estableció un régimen de beneficios promocionales, a fin de incentivar la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, destinado a los Usuarios-Generadores que acrediten fehacientemente el cumplimiento de los requisitos establecidos en todo el marco normativo.

Que la mencionada ley dispone que la autoridad de aplicación será quien defina los instrumentos, incentivos y beneficios teniendo en cuenta el costo de la energía generada, la potencia instalada, el valor de mercado de los equipamientos, diferenciación por tecnologías, diferencia horaria o condiciones regionales, entre otros criterios.

Que el artículo 28 de la citada ley establece que la autoridad de aplicación podrá instrumentar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor a establecer a través de su reglamentación.

Que el decreto 986 del 1° de noviembre de 2018 aprobó la reglamentación del mencionado régimen y designó como autoridad de aplicación de la ley 27.424 a la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda.

Que por la resolución 314 del 20 de diciembre de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2018-314-APN-SGE#MHA) se aprobaron las normas de implementación de la ley 27.424 y el decreto 986/2018 y se delegaron en esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética las facultades para dictar todas las normas aclaratorias y complementarias del citado régimen.

Que a su vez se delegaron en esta subsecretaría las facultades para dictar las normas necesarias para la implementación de los beneficios promocionales, previstas en el marco de la ley 27.424 y el decreto 986/2018.

Que el artículo 26 del anexo I del decreto 986/2018 establece que la autoridad de aplicación tiene a su cargo el otorgamiento de los beneficios en función del tipo de Usuario-Generador, tecnología utilizada, potencia u otros criterios que pudieran establecerse.

Que el artículo 28 del citado anexo determina que la autoridad de aplicación establecerá el procedimiento por el cual los beneficiarios podrán solicitar el Certificado de Crédito Fiscal.

Que la instrumentación y aplicación del Certificado de Crédito Fiscal será regulada por esta subsecretaría y la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Que esta subsecretaría brindará a la AFIP la información necesaria que permita el registro y utilización de los Certificados de Crédito Fiscal otorgados.

Que en virtud de lo expuesto corresponde aprobar el Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables, así como la determinación de los montos correspondientes a cada beneficiario según los criterios antes establecidos.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que esta medida se dicta en virtud de las facultades conferidas por los artículos 2° y 3° de la resolución 314/2018.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1º.- Aprobar el “Procedimiento para la Obtención del Certificado de Crédito Fiscal del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energías Renovables”, que como anexo I (DI-2019-62413750-APN-DGDMEN#MHA) integra esta disposición.

ARTÍCULO 2º.- Aprobar los montos a asignar como beneficio promocional de Certificado de Crédito Fiscal, conforme a lo establecido en el anexo II (DI-2019-57296781-APN-DGDMEN#MHA) que integra esta disposición.

ARTÍCULO 3º.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Sebastián Alejandro Kind

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 12/07/2019 N° 49863/19 v. 12/07/2019

ANEXO I

Anexo.pdf

ANEXO II

Anexo.pdf

DI-2019-91-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.159 del 06/08/2019

BUENOS AIRES, 06 DE AGOSTO DE 2019

Visto el expediente EX-2018-56478734-APN-DGDOMEN#MHA y sus expedientes asociados EX-2019-63943403-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2019-64005785-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2019-64031082-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2019-64381427-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2019-66605359-APN-DGDOMEN#MHA, EX-2019-65255237-APN-DGDOMEN#MHA y EX-2019-65404053-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, los decretos 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios y 882 del 21 de julio de 2016, las resoluciones 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA) y 90 del 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, y la disposición 84 del 12 de julio de 2019 (DI-2019-84-APN-SSERYEE#MHA) de esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190 y modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Que por el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 se aprobó la reglamentación del referido régimen.

Que mediante la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la resolución 90 del 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3"–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones (el Pliego) que como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprobó por el artículo 2° de la resolución 100/2018, con las modificaciones introducidas por el anexo I (IF-2019-13981331-APNDNER#MHA) de la resolución 90/2019.

Que asimismo se instruyó a CAMMESA a llevar adelante el procedimiento de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional iniciado.

Que la Potencia Requerida total a adjudicar en la citada convocatoria es de cuatrocientos megavatios (400 MW), distribuida por tecnología y por región de conformidad con lo establecido en el artículo 3.4 del Pliego.

Que la Potencia Requerida total se distribuye en trescientos cincuenta megavatios (350 MW) para las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, en conjunto; veinticinco megavatios (25 MW) para la tecnología Biomasa; diez megavatios (10 MW) para la tecnología Biogás; diez megavatios (10 MW) para la tecnología Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH) y cinco megavatios (5 MW) para la tecnología Biogás de Relleno Sanitario.

Que a su vez se estableció una distribución por Región para las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, en conjunto, identificando siete (7) regiones, con sus respectivos cupos, más un cupo por provincia.

Que por el artículo 3.6 del Pliego se establecieron los siguientes Precios Máximos por megavatio hora para las distintas tecnologías: sesenta dólares estadounidenses (60 USD/MWh) para las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica, ciento diez dólares estadounidenses (110 USD/MWh) para la tecnología Biomasa, ciento sesenta dólares estadounidenses (160 USD/MWh) para la tecnología Biogás, ciento treinta dólares estadounidenses (130 USD/MWh) para la tecnología Biogás de Relleno Sanitario y ciento cinco dólares estadounidenses (105 USD/MWh) para la tecnología PAH.

Que en el marco de la mencionada convocatoria, el 30 de mayo de 2019 se procedió a la recepción en sobre cerrado de las ofertas (Sobres "A" y "B") y a la apertura del Sobre "A" de las cincuenta y seis (56) ofertas presentadas, por un total de trescientos cincuenta y uno coma noventa y siete megavatios (351,97 MW) de potencia ofertados.

Que cumplida la etapa de evaluación del Sobre “A” de las ofertas, esta subsecretaría dictó la disposición 84 del 12 de julio de 2019 (DI-2019-84-APN-SSERYEE#MHA) por la cual determinó la calificación de las ofertas presentadas, individualizando en el anexo I (DI-2019-62035040-APN-DNER#MHA) de dicho acto a aquellas que superaron la instancia de evaluación formal, técnica y legal y que, por lo tanto, se encontraban en condiciones de acceder a la etapa de evaluación de las ofertas económicas contenidas en el Sobre “B”.

Que por haber incurrido en los incumplimientos del Pliego que se detallan en los respectivos informes individuales, se descalificaron cuatro (4) ofertas, por considerarlas inadmisibles al presentar deficiencias insalvables que no permiten su evaluación y/o comparación en condiciones de igualdad con las restantes ofertas admitidas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 16.2 del Pliego, de conformidad con las observaciones contenidas en el Informe Técnico IF-2019-62059313-APN-DNER#MHA.

Que el oferente Alejandro Alfredo Carrera (M.I. N° 10.923.704) interpuso un recurso jerárquico en los términos de los artículos 89 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72. T.O. 2017, contra la disposición 84/2019 en tanto descalificó a su oferta por el proyecto “PAH Korrika” (ID: PAH-3700), en trámite en el expediente EX-2019-67411359-APN-DGDOMEN#MHA.

Que la oferente Prosal S.A. impugnó la disposición 84/2019 en tanto descalificó a su oferta por el proyecto “C.T. Ingenio San Isidro” (ID: BM-3402), actuaciones que tramitan en el expediente EX-2019-63943403-APN-DGDOMEN#MHA, con ampliación de fundamentos en el expediente EX-2019-65404053-APN-DGDOMEN#MHA.

Que la oferente Ledesma S.A.A.I. presentó un recurso de reconsideración, en los términos de los artículos 84 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72 T.O. 2017, contra la disposición 84/2019 en tanto descalificó a su oferta por el proyecto “C.T. Ledesma Bioenergía” (ID: BM3401), en trámite en los expedientes EX-2019-64005785-APN-DGDOMEN#MHA y EX-2019-65255237-APN-DGDOMEN#MHA.

Que el recurso jerárquico interpuesto por el oferente Alejandro Alfredo Carrera fue rechazado por la resolución 442 del 1° de agosto de 2019 (RESOL-2019-442-APN-SGE#MHA), de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda.

Que la Dirección Nacional de Energías Renovables dependiente de esta Subsecretaría emitió su opinión en relación con las impugnaciones planteadas por Prosal S.A. y por Ledesma S.A.A.I., mediante los Informes Técnicos IF-2019-68215161-APN-DNER#MHA (EX-2019-65404053-APN-DGDOMEN#MHA) e IF2019-68230425-APN-DNER#MHA (EX-2019-65255237-APN-DGDOMEN#MHA), respectivamente, concluyendo en ambos casos –en términos que esta subsecretaría comparte y se dan por reproducidos– que la descalificación de las ofertas respectivas decidida por la disposición 84/2019 es válida, motivo por el cual corresponde rechazar ambos planteos.

Que los planteos mencionados en el párrafo anterior deben resolverse en este acto, disponiendo su rechazo.

Que en cumplimiento de lo establecido en el punto 19.1 del Pliego y sus circulares, el 22 de junio de 2019, CAMMESA, mediante la nota P-50361-1 remitió el Informe No Vinculante de Preadjudicación de Ofertas, obrante en el expediente EX-2019-66605359-APN-DGDOMEN#MHA.

Que de acuerdo con la metodología establecida en el Pliego, CAMMESA verificó que no se recibieron ofertas con Precio Ofertado superior al Precio Máximo de Adjudicación establecido para cada tecnología y para las ofertas de las tecnologías Biomasa, Biogás de Relleno Sanitario, Biogás y PAH calculó el Precio Ofertado Ajustado en función del Precio Ofertado para cada proyecto menos el Diferencial por Desplazamiento de Generación Forzada para aquellos proyectos que, en su presentación, demostraron la sustitución o desplazamiento de generación térmica con combustibles fósiles (excepto gas natural).

Que el orden de mérito individual para las tecnologías Biomasa, Biogás de Relleno Sanitario, Biogás y PAH, se realizó en función del Precio Ofertado Ajustado creciente, mientras que el orden de mérito conjunto para las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica se realizó en función del Precio Ofertado creciente, teniendo en cuenta, en cada caso, las condiciones de empate y desempate previstas en los artículos 18.2 y 18.3 del Pliego, respectivamente.

Que para realizar el desempate se consideró el mayor porcentaje de Componente Nacional Declarado (CND) y, en segunda instancia, la menor solicitud de beneficios fiscales por megavatio sin computar el monto correspondiente al Certificado Fiscal, en las condiciones previstas en el Pliego.

Que aquellas ofertas que no pudieron dirimir su situación de empate por el método descrito, debieron resolverlo por sorteo, el que se realizó en las oficinas de CAMMESA el viernes 19 de julio a las 16:00 hs.,

en un acto realizado frente a escribano público y con la presencia de los oferentes involucrados, que fueron invitados al efecto.

Que en función del orden de mérito establecido, CAMMESA obtuvo un orden de preadjudicación, considerando los cupos por Región y de Potencia Requerida (MW) por tecnología establecidos en el Pliego.

Que en todos los casos se consideró que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 18.6 del Pliego, la Potencia Requerida por tecnología, Región y/o provincia puede incrementarse en la cantidad necesaria para asignar la última oferta a la Potencia Ofertada siempre que esta no supere la potencia máxima puesta a disposición en el vínculo de la red del correspondiente Agente Distribuidor MEM e indicada en la Carta de Acuerdo de Conexión Técnica.

Que CAMMESA también estableció el orden de mérito de las ofertas consideradas no preadjudicables por exceder los cupos fijados por Región y por Potencia Requerida (MW) por tecnología.

Que sobre la base de la información técnica contenida en las ofertas, CAMMESA indicó que los proyectos que se mencionan a continuación, si bien han sido calificados, resultan mutuamente excluyentes, lo que imposibilita la adjudicación de ambos por diferentes motivos: en el caso de los proyectos “PAH Tupungato II” (ID: PAH-3704) y “PAH Tupungato III” (ID: PAH-3705), por capacidad insuficiente para evacuar en forma conjunta la Potencia Ofertada según consta en el valor de “Punto de Entrega (Máxima Capacidad Área de Influencia en MW)” consignado en la Carta de Acuerdo de Conexión Técnica y en el caso de los proyectos “PS Mendoza Norte” (ID: SFV-3213) y “PS Capdeville - Las Heras” (ID: SFV-3214), por no cumplir con la distancia mínima entre proyectos a adjudicar en esta convocatoria.

Que la Dirección Nacional de Energías Renovables emitió el Informe Técnico IF-2019-68246482-APNDNER#MHA, en el que se efectuaron recomendaciones respecto de la calificación de las Ofertas, compartiendo el análisis realizado por CAMMESA en el Informe No Vinculante de Preadjudicación de Ofertas.

Que corresponde decidir la adjudicación de esta convocatoria de acuerdo con el orden de preadjudicación elevado por CAMMESA, atendiendo a las recomendaciones efectuadas por la Dirección Nacional de Energías Renovables, que se comparten.

Que se considera conveniente adjudicar a las ofertas al Precio Ofertado, hasta cubrir los cupos por Provincia, Región y Potencia Requerida por tecnología, con la aplicación de lo previsto en el artículo 18.6 del Pliego.

Que, por otra parte, atento a las ofertas recibidas y calificadas técnicamente, la calidad de los proyectos involucrados y el hecho de que no se ha alcanzado el objetivo de Potencia Requerida en todas las Regiones –para el caso de las tecnologías Solar Fotovoltaica y Eólica– ni para las tecnologías sin regionalizar –excepto por Biogás de Relleno Sanitario–, se considera conveniente proponer una maximización del aprovechamiento de los resultados alcanzados en esta tercera ronda del Programa RenovAr.

Que el artículo 19.6 del Pliego estipula que, en función de la evaluación de los resultados de la convocatoria y de las ofertas recibidas, la autoridad de aplicación podrá convocar a la presentación de mejoras de las ofertas respecto de los proyectos presentados y no adjudicados, por los mismos o distintos integrantes de los oferentes originalmente presentados, de acuerdo con las bases que al efecto establezca.

Que se considera conveniente ejercer la facultad conferida por el citado artículo 19.6 del Pliego, como una medida adecuada para alcanzar con la mayor celeridad posible las metas de participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica, conforme lo establecido en las leyes 26.190 y 27.191.

Que con ese objetivo, es oportuno invitar a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) a los oferentes de las tecnologías Eólica, Solar Fotovoltaica y Biogás cuyas ofertas han sido calificadas por la disposición 84/2019, que no resulten adjudicados por esta disposición debido a los cupos por Provincia, Región y Potencia Requerida por tecnología, con excepción de las ofertas referidas a los proyectos “PAH Tupungato III” (ID: PAH-3705) y “PS Mendoza Norte” (ID: SFV-3213), debido a que son proyectos excluyentes con otros adjudicados.

Que con el fin de obtener una mejora de los precios ofertados por los oferentes invitados, resulta conveniente establecer que los precios de los contratos de las diferentes tecnologías que se celebren por

quienes acepten la presente invitación se correspondan con los precios mínimos adjudicados por la tecnología respectiva, de acuerdo con lo que se decide en este acto.

Que los precios por megavatio hora para los contratos a celebrar por quienes acepten la invitación se establecen en cincuenta y dos coma cincuenta dólares estadounidenses por megavatio hora (52,50 US$/MWh) para la tecnología Eólica, cincuenta y cuatro coma veintidós dólares estadounidenses por

megavatio hora (54,22 US$/MWh) para la tecnología Solar Fotovoltaica y ciento cincuenta y dos coma cincuenta dólares estadounidenses por megavatio hora (152,50 US$/MWh) para la tecnología Biogás.

Que la Potencia Requerida para las tecnologías Solar Fotovoltaica y Eólica –en conjunto– remanente, disponible para ser cubierta por quienes acepten la invitación, es de ciento veinticuatro coma cincuenta y cinco megavatios (124,55 MW), sin distinción de Provincias ni Regiones, y para la tecnología de Biogás corresponde reasignar la Potencia Requerida remanente de las restantes tecnologías (Biomasa y PAH), por dieciséis coma treinta y siete megavatios (16,37 MW), también sin establecer distribución regional.

Que, en otro orden, es necesario rectificar el error material incurrido en el anexo I de la disposición 84/2019, en cuanto se consignaron como “Código del PDI” de las ofertas por los proyectos “PS Tinogasta Tozzi” (ID: SFV-3207) y “Biogás CT El Triunfo” (ID: BG-3505) las leyendas “Genérico Catamarca” y “Genérico Buenos Aires”, respectivamente, en lugar del código NEMO del distribuidor correspondiente, motivo por el cual en los anexos de este acto se consignan “EDECATKD” y “EDENBA1D”, asignados a “Energía de Catamarca S.A.” y “Empresa Distribuidora de Energía Norte”, respectivamente, ambos distribuidores habilitados en los términos del artículo 3.9 del Pliego, de acuerdo con el listado de “Distribuidores Habilitados - RenovAr MiniRen/Ronda 3”, publicado por CAMMESA.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención de su competencia.

Que esta medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el inciso c del artículo 1° de la citada resolución 1/2019.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Rechazar el recurso de reconsideración interpuesto en los términos de los artículos 84 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72. T.O. 2017, por la oferente Ledesma S.A.A.I. contra la disposición 84 del 12 de julio de 2019 de esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DI-2019-84-APN-SSERYEE#MHA) y confirmar la descalificación de la oferta “CT Ledesma Bioenergía” (ID: BM-3401).

ARTÍCULO 2°.- Encuadrar como recurso de reconsideración en los términos de los artículos 84 y siguientes del Reglamento de Procedimientos Administrativos. Decreto 1759/72. T.O. 2017, y rechazar la impugnación interpuesta por la oferente Prosal S.A. contra la disposición 84/2019 y confirmar la descalificación de la oferta “CT Ingenio San Isidro” (ID: BM-3402).

ARTÍCULO 3°.- Adjudicar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la resolución 90 del 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, a las ofertas que, para cada tecnología, se detallan en el anexo I (DI-2019-68195434-APN-DEEYRER#MHA), que integra esta disposición.

ARTÍCULO 4°.- Establecer la asignación de los ciento veinticuatro coma cincuenta y cinco megavatios (124,55 MW) remanentes de la Potencia Requerida para las tecnologías Solar Fotovoltaica y Eólica –en conjunto–, sin distinción de Provincias ni Regiones, y la reasignación para la tecnología de Biogás de los dieciséis coma treinta y siete megavatios (16,37 MW) remanentes de la Potencia Requerida de las tecnologías Biomasa y Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, sin distinción de Provincias ni Regiones, a los efectos establecidos en el artículo siguiente.

ARTÍCULO 5°.- Invitar a los oferentes de las ofertas calificadas por la disposición 84/2019, que no resultaron adjudicados por el artículo 3° de esta disposición, que se individualizan en el anexo II (DI-2019-68191137-APN-DEEYRER#MHA) que integra este acto, a celebrar sendos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los anexos 6 y 7 del Pliego de Bases y Condiciones, respectivamente, de acuerdo con las siguientes condiciones:

a) el precio por megavatio hora para los contratos a celebrar por quienes acepten la presente invitación será:

1) cincuenta y dos coma cincuenta dólares estadounidenses por megavatio hora (52,50 US$/MWh) para la tecnología Eólica;

2) cincuenta y cuatro coma veintidós dólares estadounidenses por megavatio hora (54,22 US$/MWh) para la tecnología Solar Fotovoltaica; y

3) ciento cincuenta y dos coma cincuenta dólares estadounidenses por megavatio hora (152,50 US$/MWh) para la tecnología Biogás.

b) los interesados deberán manifestar por escrito ante esta Subsecretaría, en el plazo de cinco (5) días hábiles contados desde la fecha de notificación de este acto, la aceptación de la invitación y del precio correspondiente.

ARTÍCULO 6°.- Instruir a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) para que notifique esta disposición en el plazo establecido en el artículo 19.2 del Pliego de Bases y Condiciones y proceda a la suscripción de los respectivos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en el artículo 21, conforme el modelo incorporado como anexo 6, ambos del Pliego de Bases y Condiciones.

Esta Subsecretaría confeccionará y comunicará a CAMMESA el texto definitivo del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir, con la incorporación de las aclaraciones establecidas mediante Circulares emitidas por CAMMESA de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del Pliego de Bases y Condiciones, en caso de corresponder.

ARTÍCULO 7°.- Instruir al Banco de Inversión y Comercio Exterior Sociedad Anónima (BICE), en su calidad de Fiduciario del Fondo de Desarrollo de las Energías Renovables (FODER), a suscribir los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fideicomiso FODER con los adjudicatarios de la presente y con el Estado Nacional, de acuerdo con el modelo incluido como anexo 7 del Pliego de Bases y Condiciones.

Esta Subsecretaría confeccionará y comunicará a CAMMESA el texto definitivo de los Acuerdos de Adhesión al Fideicomiso FODER a suscribir, con la incorporación de las aclaraciones establecidas mediante Circulares emitidas por CAMMESA de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del Pliego de Bases y Condiciones, en caso de corresponder.

ARTÍCULO 8°.- Notificar esta medida a CAMMESA y al Banco de Inversión y Comercio Exterior Sociedad Anónima (BICE).

ARTÍCULO 9°.- Notificar a Prosal S.A., con copia del informe IF-2019-68215161-APN-DNER#MHA de la Dirección Nacional de Energías Renovables dependiente de esta Subsecretaría.

ARTÍCULO 10.- Notificar a Ledesma S.A.A.I., con copia del Informe IF-2019-68230425-APNDNER#MHA de la Dirección Nacional de Energías Renovables.

ARTÍCULO 11.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Sebastián Alejandro Kind

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Disposición se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 06/08/2019 N° 56879/19 v. 06/08/2019

ANEXO I

Anexo.pdf

ANEXO II

Anexo.pdf

NO-2019-99426969-APN-SSERYEE-MHA

Archivo.pdf

DI-2019-96-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.175 del 14/08/2019

BUENOS AIRES, 12 DE AGOSTO DE 2019

Visto el expediente EX-2018-56478734-APN-DGDOMEN#MHA y sus expedientes asociados, el expediente EX-2019-71215773-APN-DGDOMEN#MHA, y la disposición 91 del 2 de agosto de 2019 de esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA), y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190 y modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Que mediante la resolución 100 del 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la resolución 90 del 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3"–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM –hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM–, de conformidad con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones (el Pliego) que como anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) se aprobó por el artículo 2° de la resolución 100/2018, con las modificaciones introducidas por el anexo I (IF-2019-13981331-APNDNER#MHA) de la resolución 90/2019.

Que por la disposición 91 del 2 de agosto de 2019 de esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA) se resolvió la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, a las ofertas que, para cada tecnología, se detallan en el anexo I (DI-2019-68195434-APN-DEEYRER#MHA) que integra la referida disposición.

Que por el artículo 5° de la disposición 91/2019 se invitó a los oferentes de las ofertas calificadas por la disposición 84 del 12 de julio de 2019 de esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DI-2019-84-APN-SSERYEE#MHA), que no resultaron adjudicados por el artículo 3° del acto referido en primer término, a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los anexos 6 y 7 del Pliego de Bases y Condiciones, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el citado artículo 5°.

Que se estableció que el plazo para que los interesados manifiesten por escrito ante esta subsecretaría la aceptación de la invitación y del precio correspondiente será de cinco (5) días hábiles contados desde la fecha de notificación de la disposición 91/2019.

Que el plazo de los cinco (5) días hábiles posteriores a la notificación de la disposición 91/2019 vence el 12 de agosto de 2019.

Que se ha solicitado prórroga del plazo establecido para la aceptación de la invitación, con el fin de contar con tiempo suficiente para analizar acabadamente la decisión a adoptar.

Que a esos efectos se considera razonable establecer una prórroga por el plazo de treinta (30) días corridos, computados desde el 12 de agosto de 2019, para que los oferentes invitados por el artículo 5° de la disposición 91/2019 puedan manifestar su aceptación de la invitación formulada.

Que esta medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el inciso c del artículo 1° de la resolución 1 del 11 de enero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Prorrogar por el término de treinta (30) días corridos, contados desde el 12 de agosto de 2019, el plazo establecido en el artículo 5° de la disposición 91 del 2 de agosto de 2019 de esta Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA), a los efectos previstos en la citada norma.

ARTÍCULO 2°.- Instruir a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) para que notifique esta disposición a los oferentes invitados, individualizados en el anexo II (DI-2019-68191137-APN-DEEYRER#MHA) de la disposición 91/2019.

ARTÍCULO 3°.- Notificar a CAMMESA y al Banco de Inversión y Comercio Exterior Sociedad Anónima (BICE).

ARTÍCULO 4°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Sebastián Alejandro Kind

e. 14/08/2019 N° 59294/19 v. 14/08/2019

DI-2019-111-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.207 del 27/09/2019

BUENOS AIRES, 26 DE SEPTIEMBRE DE 2019

Visto el expediente EX-2019-83776736-APN-DGDOMEN#MHA, las leyes 26.190 y 27.191, el decreto 531 del 30 de marzo de 2016 y sus modificatorios, la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM) y su modificatoria y la disposición 1 del 9 de enero de 2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (DI-2018-1-APN-SSER#MEM), y

CONSIDERANDO:

Que el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica sancionado por la ley 26.190 y modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé que se incremente progresivamente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

Que por la resolución 281 del 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (RESOL-2017-281-APN-MEM) se regula el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, por el que los Grandes Usuarios incluidos en el artículo 9° de la ley 27.191 pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico adecuado para el desarrollo de este nuevo mercado.

Que por la resolución 281/2017 se establece el procedimiento de asignación de prioridad de despacho a los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables destinados a desarrollarse en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable que la soliciten.

Que en el artículo 4° del anexo I de la citada resolución 281/2017 se establece que los agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores titulares de los proyectos que operen bajo el Régimen del Mercado a Término regulado por la citada norma, podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las leyes 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la resolución 72 del 17 de mayo de 2016 del ex Ministerio de Energía y Minería.

Que por el artículo 19 de la disposición 1 del 9 de enero de 2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (DI-2018-1-APN-SSER#MEM) se establece que los titulares de proyectos que hubieren obtenido prioridad de despacho conforme lo previsto en el artículo 10 del anexo de la resolución 281/2017 podrán desistir de aquélla en caso de que el monto total de beneficios fiscales que se les otorgue sea un diez por ciento (10%), o más, menor al monto total que hubieren solicitado, en cuyo caso, se devolverá la caución oportunamente constituida.

Que en ningún caso el otorgamiento de los beneficios fiscales es una condición normativa para la ejecución de los proyectos a los que se les asigna la prioridad de despacho en los términos de la resolución 281/2017 ni incide en el curso del plazo para alcanzar la habilitación comercial de aquéllos, comprometida con motivo de la asignación de dicha prioridad.

Que la posibilidad prevista en el artículo 19 de la disposición 1/2018, de desistir de la prioridad de despacho y solicitar la devolución de la caución, permite a los proyectos evitar la ejecución de la caución constituida en caso de no cumplir con el plazo para alcanzar la habilitación comercial comprometido al obtener la asignación de prioridad.

Que toda vez que el desistimiento de la prioridad de despacho y la solicitud de devolución de la caución es una decisión voluntaria del titular del proyecto, en tanto tiene la posibilidad de impugnar el acto por el cual se le otorgue una cantidad de beneficios fiscales menor a la solicitada, corresponde prever que en caso de que adopte dicha decisión debe renunciar a cualquier tipo de reclamo contra el Estado Nacional, relacionado con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto de que se trate.

Que por la misma razón corresponde requerir que ante la decisión de desistir de la prioridad de despacho y solicitar la devolución de la caución, el titular del proyecto acompañe una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier tipo de reclamo de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas, relacionadas con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto.

Que el servicio jurídico permanente de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por el inciso l del artículo 1° de la resolución 1 del 11 de enero de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda (RESOL-2019-1-APN-SGE#MHA).

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DISPONE:

ARTÍCULO 1°.- Sustituir el artículo 19 de la disposición 1 del 9 de enero de 2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables dependiente del ex Ministerio de Energía y Minería (DI-2018-1-APN-SSER#MEM) por el siguiente texto:

“ARTÍCULO 19.- DESISTIMIENTO DE LA PRIORIDAD. Los titulares de proyectos que hubieren obtenido prioridad de despacho conforme lo previsto en el artículo 10 del anexo de la resolución 281/2017 podrán desistir de aquélla en caso de que el monto total de beneficios fiscales que se les otorgue sea un diez por ciento (10%), o más, menor al monto total que hubieren solicitado. En este caso, se devolverá la caución oportunamente constituida.

El desistimiento de la prioridad y la solicitud de devolución de la caución constituida deberá estar acompañada de la renuncia del titular del proyecto a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, relacionados con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto.

Asimismo, el titular del proyecto deberá acompañar una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas, relacionadas con el no otorgamiento de los beneficios por los montos solicitados y/o por la no ejecución del proyecto.

Si el proyecto de que se trate hubiere accedido a la prioridad de despacho mediante el procedimiento de desempate previsto en los artículos 9° del anexo de la resolución 281/2017 y 13 a 16, inclusive, de esta disposición, el OED podrá asignar la prioridad por la capacidad desistida al proyecto ubicado en el segundo lugar, de acuerdo con el citado procedimiento de desempate”.

ARTÍCULO 2°.- La presente medida entrará en vigencia a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina.

ARTÍCULO 3°.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Sebastián Alejandro Kind

e. 27/09/2019 N° 73621/19 v. 27/09/2019

DI-2019-222-APN-SSERYEE-MHA

Publicación Boletín Oficial N° 34.219 del 16/10/2019

BUENOS AIRES, 15 DE OCTUBRE DE 2019

Archivo.pdf

RESOL-2019-12-APN-MDP

Publicación Boletín Oficial N° 34.273 del 30/12/2019

BUENOS AIRES, 27 DICIEMBRE DE 2019

VISTO el Expediente N° EX-2019-113232470-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° de la Ley N° 24.065, la actividad de generación destinada a abastecer total o parcialmente de energía a un servicio público es considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

Que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 2° de la Ley N° 24.065, es objetivo de la política nacional proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.

Que conforme el marco regulatorio del sector eléctrico, el ESTADO NACIONAL es quien tiene reservada la facultad de establecer y aplicar las normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo una participación activa de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que corresponde a este MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO, desarrollar y aplicar una política energética orientada a preservar las condiciones de seguridad del Sistema Argentino de Interconexión y, en particular, el abastecimiento de energía.

Que el Artículo 1° del Anexo I del Decreto N° 1.398 de fecha 6 de agosto de 1992, reglamentario de la Ley N° 24.065, establece que la actividad de generación de energía eléctrica debe ser regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Que la Resolución N° 70 de fecha 6 de noviembre de 2018 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA, facultó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, valorizando los costos de generación con combustible propio de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Que se verifica, sobre todo, en el período estival una oferta de gas natural de origen nacional marcadamente superior a la demanda del mercado interno, acarreando una lógica baja en los precios del mencionado combustible para los segmentos de la demanda que no se encuentran regulados.

Que se evidencia que dicha baja de precios del gas natural no ha tenido su correlato en la declaración de los Costos Variables de Producción efectuadas quincenalmente por los Agentes Generadores, de acuerdo a lo establecido en la mencionada Resolución N° 70/18 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA.

Que lo descripto anteriormente pone en evidencia una ineficiente distribución económica, pudiendo afectar las inversiones de corto, mediano y largo plazo del sector de producción de hidrocarburos, como así también a las fuentes de trabajo afectadas a esta actividad.

Que es objetivo asegurar la generación de energía eléctrica en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo, así como garantizar el crecimiento económico, el desarrollo y la paz social en todo el territorio nacional.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 8° de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 y en el Artículo 4° de la Resolución N° 529 del 20 de mayo de 2014, ambas de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) ha demostrado contar con los recursos suficientes para llevar adelante el abastecimiento de combustibles a las centrales térmicas del Mercado Eléctrico Mayorista y del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego en condiciones sustentables.

Que en el desarrollo de las tareas encomendadas a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), a través del dictado de las resoluciones mencionadas anteriormente, se ha verificado el despacho eficiente de la generación térmica a mínimo costo, sin descuidar la seguridad del mencionado abastecimiento.

Que ha tomado intervención el Servicio Jurídico competente.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por la Ley de Ministerios N° 22.520 (texto ordenado por Decreto N° 438/92) y sus modificaciones y los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL MINISTRO DE DESARROLLO PRODUCTIVO

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Derógase, a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución N° 70 de fecha 6 de noviembre de 2018 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA.

ARTÍCULO 2°.- Restablécese, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del Artículo 8° de la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

ARTÍCULO 3°.- Restablécese, a partir del 30 de diciembre de 2019, la vigencia del Artículo 4° de la Resolución N° 529 de fecha 20 de mayo de 2014 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

ARTÍCULO 4°.- Notifíquese del presente acto a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

ARTÍCULO 5°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Matías Sebastián Kulfas

e. 30/12/2019 N° 100841/19 v. 30/12/2019

Normativa del Año 2020

RESOL-2020-31-APN-SE-MDP

Sustituyanse los Anexos I, II, III, IV Y V de la Resolucion N° 1 de fecha 28 de febrero de 2019 de la Ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Ex Secretaría de Gobierno de Energía del Ex MInisterio de Hacienda. Derogase el Artículo 8° de la REsolución N° 1/19.

RESOL-2020-64-APN-SE-MDP

Prorrogase hasta el 30 de junio de 2020 el plazo establecido en el Artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones, El Pliego, aprobado por el Artículo 2° de la Resolución N° 100 de fecha 14 de noviembre de 2018, RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA, modificada por la REsolución N° 90 de fecha 12 de marzo de 2019, RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA, ambas de la Ex Secretaría de Gobierno de Energía del Ex Ministerio de Hacienda, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables ,FODER, por parte de los Adjudicatarios seleccionados por la Disposición N° 91 de fecha 2 de agosto de 2019 de la Ex Subsecretaría de Energias Renovables y Eficiencia Energetica de la Ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Ex Secretaría de Gobierno de Energía del Ex Ministerio de Hacienda, DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA, y quienes hayan manifestado la aceptacion a la invitacion dispuesta por el Artículo 5° de la citada Disposición, en los términos y con el alcance establecidos en la presente Resolución.

RESOL-2020-70-APN-SE-MDP

Apruebase la Programación Estacional de Invierno Definitiva para el MEM, elevada por CAMMESA, mediante la nota B-149483-1 de fecha 20 de abril de 2020 correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2020, calculada segun “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, Los Procedimientos descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la Ex Secretaría de Energía Eléctrica del Ex Ministerio de Económia y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

RESOL-2020-31-APN-MDP

Publicación Boletín Oficial N° 34.316 del 27/02/2020

BUENOS AIRES, 26 DE FEBRERO DE 2020

Visto el Expediente N° EX-2020-09990695-APN-DGDOMEN#MHA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley N° 27.541 se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y se delegó facultades al PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que entre las bases de esa delegación se encuentra la de reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva.

Que los sistemas de remuneración establecidos en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) propenden a asegurar la suficiencia y calidad del abastecimiento en las condiciones definidas en la Ley N° 24.065, al mínimo costo posible para el Sistema Eléctrico Argentino, puesto que en definitiva esos costos deberán ser asumidos por los usuarios del servicio.

Que en virtud de los referidos principios es necesario adecuar la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato, hacia mecanismos de eficiencia, que aseguren el cumplimiento de los criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva mencionados.

Que a fin de asegurar la sustentabilidad del MEM, es necesario adaptar los criterios de remuneración establecidos en la Resolución N° 1 de fecha 28 de febrero de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (RESOL-2019-1-APN-SRRYME#MHA), a condiciones económicamente razonables, eficientes y que sean asignables y/o trasladables a la demanda.

Que la sustentabilidad económica del sistema se encuentra dada por el traslado a los usuarios, a través de la tarifa, de los costos del mismo.

Que con relación a ello, el Artículo 5° de la Ley Nº 27.541, facultó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes Nros. 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la Ley Nº 27.541 y por un plazo máximo de CIENTO OCHENTA (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

Que para realizar esas adecuaciones resulta necesario tomar en consideración la magnitud de los acontecimientos económico-financieros que afronta el país, en particular la abrupta apreciación del tipo de cambio, que impacta ostensiblemente en la remuneración prevista en la Resolución N° 1/19.

Que la variación del tipo de cambio fue significativamente mayor a la variación de los costos de producción de energía eléctrica, por lo que deviene necesario reestablecer la relación entre ellos.

Que asimismo, en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065, las empresas de generación de propiedad total o mayoritaria del ESTADO NACIONAL tienen derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio.

Que con ese objetivo, resulta conveniente establecer la remuneración de las centrales hidroeléctricas administradas por entes binacionales y determinar los ingresos que les corresponde en función de sus respectivos costos operativos, fijándose en este acto un esquema de remuneración para las Centrales Hidroeléctricas Binacionales de Yacyretá y Salto Grande que permita la cobertura de sus costos operativos y de mantenimiento totales, así como los asociados a los convenios internacionales vigentes, adecuando la fijada oportunamente en la Resolución N° 1/19.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente acto se dicta en virtud las facultades conferidas por la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065 y por el Apartado X del Anexo II del Decreto N° 50 de fecha 19 de diciembre de 2019.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Sustitúyanse los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N° 1 de fecha 28 de febrero de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (RESOL-2019-1-APN-SRRYME#MHA) por los Anexos I (IF-2020-10804415-APN-DNRMEM#MHA); II (IF-2020-12520402-APN-DNRMEM#MHA); III (IF-2020-10809553-APN-DNRMEM#MHA); IV (IF-2020-10813127-APN-DNRMEM#MHA); y V (IF-2020-10814104-APN-DNRMEM#MHA) que forman parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- Establécese que los valores de remuneración de la presente resolución expresados en pesos argentinos, se actualizarán según el procedimiento indicado en el Anexo VI (IF-2020-10815307-APN-DNRMEM#MHA) que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 3°.- Derógase el Artículo 8° de la Resolución N° 1/19.

ARTÍCULO 4°.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

ARTÍCULO 5°.- La presente medida entrará en vigencia y será de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Sergio Enzo Lanziani

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA - www.boletinoficial.gob.ar-

e. 27/02/2020 N° 10210/20 v. 27/02/2020

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial)

ANEXO I

DISPONIBILIDAD GARANTIZADA DE POTENCIA

1. DISPONIBILIDAD GARANTIZADA OFRECIDA

La Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO), es un compromiso unilateral del Agente Generador y consiste en la disponibilidad de potencia puesta a disposición que un Generador Habilitado Térmico (GHT) compromete por cada unidad de generación ("g") y para cada Periodo de Remuneración de DIGO, definido en el Punto 2 del presente Anexo. La disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho.

En ningún caso podrá comprometerse en la DIGO, por estar fuera del ámbito de aplicación de la presente norma, la potencia y energía comprometidas en cualquier contrato suscripto en el MEM en el marco de un régimen diferencial establecido por el ex Ministerio de Energía y Minería, la ex Secretaría de Gobierno de Eléctrica, o de cualquier otro organismo gubernamental que previamente cumpliera funciones de Autoridad Regulatoria del MEM.

2. PERÍODOS DE REQUERIMIENTO DE DIGO

Se establecen como Periodos de Requerimiento de DIGO:

a) Periodo Verano: Diciembre - Enero - Febrero

b) Periodo Invierno: Junio - Julio - Agosto

c) Periodos Resto:

- o Periodo Otoño: Marzo - Abril - Mayo
- o Periodo Primavera: Septiembre - Octubre - Noviembre

Los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) podrán declarar su compromiso de Disponibilidad Garantizada Ofrecida. CAMMESA informará las fechas de declaración, las cuales deberán ser, al menos, 30 días previos del inicio de cada trimestre.

Los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) podrán proponer, por cada máquina ofertada, cómo se realizará el control de la disponibilidad garantizada ofrecida, debiendo optar entre un período mensual o uno trimestral. Esta declaración deberá realizarse en forma simultánea con la DIGO.

En los casos que un GHT seleccione la aplicación de un control trimestral, se deberá realizar mensualmente una verificación provisoria de dicha disponibilidad, la que será publicada en el correspondiente Documento de Transacciones Económicas (DTE), y al cierre del trimestre de evaluación, ajustarse los valores mensuales de todo el período, lo que también será informado en el DTE del último mes del trimestre.

Si un GHT optase por el control de disponibilidad de periodicidad mensual; a fin de mantener condiciones equivalentes ante los casos de control de disponibilidad trimestral, se deberá considerar una tolerancia mensual máxima del 7,5 % para la verificación del cumplimiento de la DIGO.

3. PERÍODOS DE EVALUACIÓN DE FUNCIONAMIENTO EN HORAS DE MÁXIMO REQUERIMIENTO TÉRMICO

Se establece como Período de evaluación de funcionamiento del parque generador en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT), a las 50 hs. en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán como muestra el cuadro siguiente, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:

HMRT	Periodos			
	Verano	Resto /Otoño	Invierno	Resto /Primavera
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo			

IF-2020-10804415-APN-DNRMEM#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2020-10804415-APN-DNRMEM#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Lunes 17 de Febrero de 2020

Referencia: ANEXO I - DISPONIBILIDAD GARANTIZADA DE POTENCIA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 2 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.02.17 14:30:40 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista
Ministerio de Desarrollo Productivo

ANEXO II

REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN HABILITADA TÉRMICA

1. REMUNERACIÓN GENERACIÓN TÉRMICA

La remuneración a los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) se compone de pagos por potencia disponible mensual, por energía generada, por energía operada y por energía generada en horas de máximo requerimiento térmico.

Se define por generadores habilitados a todos aquellos que no poseen contratos en el Mercado a Término en cualquiera de sus modalidades.

La remuneración de la disponibilidad de potencia se subdivide en un precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) y un precio por potencia garantizada según cumplimiento de una potencia Garantizada Ofrecida (DIGO). La remuneración de potencia se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación.

La remuneración por energía se define como la suma de tres componentes: uno en función de la Energía Generada, otro vinculado a la Energía Operada (asociada a la potencia Rotante en cada hora) y otro por la energía efectivamente generada en las horas del mes, definidas en el punto 3 anexo I de la presente resolución, donde se registre máximos de requerimiento térmico.

El volumen horario de la Energía Operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

2. PRECIO BASE DE LA POTENCIA

Se define al Precio Base para remunerar la Potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala (PrecBasePot) de la tabla siguiente:

TECNOLOGÍA/ESCALA	**PrecBasePot [$/MW-mes]**
CC grande P > 150 MW	100.650
CC chico P ≤ 150MW	112.200
TV grande P >100 MW	143.550
TV chica P ≤ 100MW	171.600
TG grande P >50 MW	117.150
TG chica P ≤ 50MW	151.800
Motores Combustión Interna > 42 MW	171.600

La remuneración resultante será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO).

En el caso de centrales térmicas con potencia instalada menores e iguales a los 42 MW en su conjunto, en caso que se demuestre la necesidad de las mismas para el normal abastecimiento del área donde se encuentre instaladas, se aplicará la siguiente tabla.

TECNOLOGÍA/ESCALA CENTRAL	PrecBasePot [$/MW-mes]
CC chico P ≤ 15MW	204.000
TV chica P ≤ 15MW	312.000
TG chica P ≤ 15MW	276.000
Motores Combustión Interna ≤ 42 MW	312.000

3. PRECIO PARA LA POTENCIA GARANTIZADA OFRECIDA DIGO

Para cada mes definido en el Punto 2 del Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución, para el conjunto de los generadores habilitados se reconocerá un Precio Potencia Garantizada (PrecPotDIGO) para la remuneración de la Potencia Garantizada Ofrecida como:

Periodo	PrecPotDIGO [$/MW-mes]
Verano: Diciembre – Enero – Febrero	360.000
Invierno: Junio – Julio – Agosto	360.000
Resto: Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre	270.000

Para cada mes definido en el Punto 2 del Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución, para el conjunto de los generadores habilitados para Motores de Combustión Interna ≤ 42 MW, se reconocerá un Precio Potencia Garantizada (PrecPotDIGO) para la remuneración de la Potencia Garantizada Ofrecida como:

Periodo	PrecPotDIGO [$/MW-mes]
Verano: Diciembre – Enero – Febrero	420.000
Invierno: Junio – Julio – Agosto	420.000
Resto: Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre	330.000

4. FACTOR DE USO

En cada mes "m" de transacción económica se calculará el "Factor de Uso" para cada unidad generadora "g" (FUgm) definido como:

$$\mathbf{FUgm = GenopAñoMóv_m / (DRP_{g.m.prom} \times hs\ año\ móvil)}$$

Donde:

$GenopAñoMov_m$: Es la energía operada total de la unidad generadora "g" en el año móvil previo al del mes "m" de emisión del DTE.

hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes "m" de emisión del DTE.

$DRP_{g.m.prom}$: Es la Disponibilidad Real de Potencia, según lo definido en el Punto 5.1 del presente Anexo, promedio de la unidad generadora "g" en el año móvil previo al del mes "m" de emisión del DTE.

$$\mathbf{DRP_{g.m.prom}\ (MW) = \frac{\sum_{mes\ m-12}^{mes\ m-1}(DRP_{g.mes} \times kFM)}{12}}$$

5. REMUNERACIÓN POR DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

5.1. Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

La Disponibilidad Real de Potencia (DRP) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes "m" de cada máquina generadora "g" que no se encuentre bajo Mantenimientos Programados y Acordados y que se calculará para los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en dicho mes. La aplicación en los cálculos para el mes "m" se realiza tomando los valores registrados en ese mes.

5.2. Remuneración de la Disponibilidad de Potencia

La remuneración mensual de potencia de un Generador Habilitado Térmico será proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la correspondiente unidad de generación y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas correspondientes a los Mantenimientos Programados y Acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible, serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del Agente Generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, que origine su indisponibilidad para el despacho económico, es responsabilidad del Generador Habilitado Térmico y será tratada como una indisponibilidad forzada.

5.3. Remuneración de la Potencia Disponible para los generadores que NO declaren DIGO

La remuneración en PESOS ARGENTINOS se obtiene con la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) del mes valorizada al precio PrecBasePot [$/MW-mes] (definido en el punto 2 de este ANEXO). La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible Forzada y por Mantenimientos Programados o Acordados.

$$\mathbf{REM\ BASE\ [\$/mes] = PrecBasePot * DRP\ [MW] * kFM}$$

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

5.4. Remuneración de la Disponibilidad de Potencia Garantizada Ofrecida para los Generadores Habilitados Térmicos que SI declaren DIGO

La remuneración de la Disponibilidad de Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO), es la remuneración de la potencia disponible de la correspondiente unidad generadora (con tope como magnitud física a computar en la DIGO), que se valoriza con el precio PrecPotDIGO [$/MW-mes] (definido en el punto 3 de este ANEXO) de acuerdo a lo establecido a continuación.

a) Si DRP ≥ DIGO

REM DIGO [$/mes] =

(DRP – DIGO) [MW] * kFM * PrecMinPot + DIGO [MW] * kFM * PrecPotDIGO

b) Si DRP < DIGO

REM DIGO [$/mes] =

MAX {REM BASE; DRP [MW] * kFM * PrecPotDIGO * DRP / DIGO}

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

5.5. Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para Generadores Habilitados Térmicos que No declaren DIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores habilitados térmicos que NO declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto 5.3 de este Anexo, y su aplicación será función del Factor de Uso definido en el punto 4 del presente Anexo.

5.5.1. Si: FUgm < 30%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ BASE * 0,6}$$

5.5.2. Si: 30 % ≤ FUgm < 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ BASE * (FU + 0,3)}$$

5.5.3. Si: FUgm ≥ 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ BASE}$$

5.6. Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para Generadores Habilitados Térmicos correspondientes a Motores Combustión Interna ≤ 42 MW que No declaren DIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calculará, para los generadores que NO declaren DIGO, exclusivamente por lo indicado en el punto 5.3 de este Anexo y su aplicación será función del Factor de Uso definido en el punto 4 del presente Anexo.

5.6.1. Si: FUgm < 30%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ BASE * 0,7}$$

5.6.2. Si: 30 % ≤ FUgm < 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ BASE * (FU\ * 0.75 + 0,475)}$$

5.6.3. Si: FUgm ≥ 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ BASE}$$

5.7. Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para Generadores Habilitados Térmicos que SI declaren DIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda, 5.4. item a) 5.4. item b) de este Anexo, y su aplicación será función del Factor de Uso definido en el punto 4 del presente Anexo.

5.7.1. Si: FU < 30%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ DIGO * 0,6}$$

5.7.2. Si: 30 % ≤ FU < 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ DIGO * (FU + 0,3)}$$

5.7.3. Si: FU ≥ 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ DIGO}$$

5.8. Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para Generadores Habilitados Térmicos correspondientes a Motores Combustión Interna ≤ 42 MW que SI declaren DIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda, 5.4. item a) 5.4. item b) de este Anexo, y su aplicación será función del Factor de Uso definido en el punto 4 del presente Anexo.

5.8.1. Si: FU < 30%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ DIGO * 0,7}$$

5.8.2. Si: 30 % ≤ FU < 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ DIGO * (FU * 0.75 + 0,475)}$$

5.8.3. Si: FU ≥ 70%

$$\mathbf{REM\ TOT_{gm}\ (\$/mes) = REM\ DIGO}$$

5.9. Remuneración Disponibilidad de Potencia en Horas de Alto requerimiento

Los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT) definidas en el punto 3 del anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.

La potencia media efectivamente entregada en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPHMRT) según la siguiente fórmula:

RemPHMRT =

Potgemhrt1 x PrecPHRT x FRPHRT1 + Potgemhrt2 x PrecPHRT x FURHRT2

Donde:

Potgemhrt1 : es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente.

PrecPHMRT: 37.500 $/MW

FRPHRT1 : Factor de requerimiento primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

Potgemhrt2 : es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-2 del mes correspondiente.

FRPHRT2 : Factor de requerimiento segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT [p.u.]			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	1.2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0.6	0,0	0,6	0,0

6. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA GENERADA Y OPERADA

La Remuneración por Energía se compone de dos conceptos: Energía Generada y Energía Operada que se adicionan y remuneran como se indica más abajo.

La Remuneración por energía del Generador se define en su nodo. 6.1. Remuneración Energía Generada

Para la generación de origen térmico convencional, se reconocerá como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora "g", los costos variables no combustibles [CostoOYMxComb] indicados en la siguiente tabla por la energía entregada en cada hora:

TECNOLOGÍA/ESCALA	CostoOYMxComb			
	Gas Natural [$/MWh]	FuelOil / GasOil [$/MWh]	BioComb. [$/MWh]	Carbón Mineral [$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240	420	600	
CC chico P ≤ 150MW	240	420	600	
TV grande P >100 MW	240	420	600	720
TV chica P ≤ 100MW	240	420	600	720
TG grande P >50 MW	240	420	600	
TG chica P ≤ 50MW	240	420	600	
Motores Combustión Interna	240	420	720	

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a esta

igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

6.2. Remuneración Energía Operada

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 84 $/MWh para cualquier tipo de combustible.

El volumen horario de la Energía Operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

IF-2020-12520402-APN-DNRMEM#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2020-12520402-APN-DNRMEM#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Miércoles 26 de Febrero de 2020

Referencia: EX-2020-09990695- -APN-DGDOMEN#MHA Anexo II - hasta 42 MW

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 8 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.02.26 12:39:30 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista
Ministerio de Desarrollo Productivo

ANEXO III

REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN HABILITADA HIDROELÉCTRICA Y A PARTIR DE OTRAS FUENTES DE ENERGÍA

1. REMUNERACIÓN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

La remuneración a los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) se compone de pagos por potencia disponible mensual, por energía generada, por energía operada y por la energía generada en horas de máximo requerimiento térmico.

Se define como Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) a todos aquellos Generadores Hidroeléctricos que no tienen comprometidos su disponibilidad de potencia y energía generada en contratos en el MEM, en cualquiera de las modalidades habilitadas por la Autoridad Regulatoria correspondiente y que se encuentren vigentes.

La remuneración de la disponibilidad de potencia se asocia a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP), afectada por un Precio Base de Potencia (PrecBasePot) establecido para las centrales hidroeléctricas en función de su potencia instalada.

La remuneración por energía se define como la suma de tres componentes: uno, en función de la Energía Generada, otro, vinculado a la Energía Operada (asociada a la potencia Rotante en cada hora), y otro, por la energía efectivamente generada en las horas del mes, definidas en el punto 3 del anexo I de la presente resolución, en las que se registre los máximos de requerimientos térmicos en dicho mes.

El volumen horario de la Energía Operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador Habilitado Hidráulico se define en su nodo.

2. PRECIO BASE DE LA DISPONIBILIDAD DE LA POTENCIA HIDRÁULICA para los GHH

Se define el Precio Base de la Potencia para los generadores habilitados hidráulicos (PrecBasePot), según su potencia instalada y conforme sus características básicas, de acuerdo a lo que se establece en el cuadro siguiente:

ESCALA HIDRO	PrecBasePot [$/MW-mes]
Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW	99.000
Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	132.000
Unidades HI Chicas con Potencia P >50 y ≤ 120 MW	181.500
Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW	297.000
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW	99.000
Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	132.000

En el caso de las centrales hidroeléctricas [HI] que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de estructuras de control en el curso del río, como derivadores o embalses compensadores y que no tengan una central hidroeléctrica asociada, se debe aplicar, para la remuneración de la potencia de la central de cabecera, un coeficiente de mayoración de 1,20.

A los efectos de considerar la incidencia de los Mantenimientos Programados de Centrales Hidroeléctricas en la remuneración de los cargos fijos y mantener la señal de optimización de los mismos, se deberá aplicar al valor reconocido un factor de 1,05, en base a su incidencia standard típica mínima.

3. REMUNERACIÓN POR DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

3.1. Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

La Disponibilidad Real de Potencia (DRP) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes "m" de cada máquina generadora "g" que no se encuentre bajo Mantenimientos Programados y Acordados y que se calculará para los Generadores Habilitados Hidroeléctricos (GHH) en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente del nivel real del embalse o de los aportes y erogaciones. La aplicación en los cálculos para el mes "m" se realiza tomando los valores registrados en el mes.

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo [HB], se debe considerar, para la evaluación de su disponibilidad, tanto la correspondiente a su operación como turbina en todas las horas del período, como su disponibilidad como bomba en todas las horas del período.

3.2. Remuneración de la Disponibilidad de Potencia

La remuneración en PESOS ARGENTINOS se realiza con la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) media del mes valorizada al precio PrecBasePot [$/MW-mes] según lo establecido en el Punto 2 de este ANEXO.

La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible Forzada y por Mantenimientos Programados o Acordados.

REM PBASE [$/mes] = PrecBasePot * DPR [MW] * kFM

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

3.3. Remuneración de la Disponibilidad de Potencia en Horas de Alto requerimiento

Los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) recibirán una remuneración mensual por la potencia media operada disponible en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT) definidas en el punto 3 del anexo I que forma parte integrante de la presente resolución,

La potencia media operada disponible en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPOHMRT) según la siguiente fórmula:

RemPOHMRT =

$Potop_{mhrt1}$ x PrecPOHRT x FRPHRT1 + $Potop_{mhrt2}$ x PrecPOHRT x FURHRT2

Donde:

$Potop_{mhrt1}$: es la potencia operada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente, es decir, es la suma de la energía operada en HMRT-1 dividido en las horas de dicho período.

PrecPOHMRT: según tabla adjunta de acuerdo a tecnología.

FRPHRT1 : Factor de requerimiento primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

$Potop_{mhrt2}$: es la potencia operada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-2 del mes correspondiente, es decir, es la suma de la energía operada en HMRT-2 dividido en las horas de dicho período.

FRPHRT2 : Factor de requerimiento segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada periodo según tabla adjunta.

ESCALA HIDRO	PrecPOHMRT [$/MW-hmrt]
Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW	27.500
Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	32.500
Unidades HI Chicas con Potencia P >50 y ≤ 120 MW	32.500
Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW	35.000
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW	27.500
Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	32.500

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT [p.u.]			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0,0	0,6	0,0

4. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA GENERADA Y OPERADA

La Remuneración por Energía se compone de dos conceptos: Energía Generada y Energía Operada que se adicionan y remuneran como se indica más abajo.

La Remuneración por energía del Generador se define en su nodo.

4.1. Remuneración Energía Generada

Para la generación de origen hidráulico, se reconocerá en cada hora el precio por energía generada de 210 $/MWh.

4.2. Remuneración Energía Operada

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la Energía Operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 84 $/MWh.

El volumen horario de la Energía Operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

4.3. Centrales de Bombeo

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se debe considerar, para su remuneración, tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo, por la energía bombeada y por la energía operada.

Para las Centrales de Bombeo funcionando como compensador sincrónico se reconocerá 60 $/MVAr por los MVAr intercambiados con la red en las horas que sea requerido y 84 $/MWh por la Energía Operada.

5. REMUNERACIÓN OTRAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

La remuneración de la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) que se identifican como tipo Eólicos, Solar Fotovoltaico, Biomasa, Biogás, Biogás de RSU pertenecientes a Agentes Generadores alcanzados por lo definido en el Artículo N° 1 de la presente Resolución, recibirán por su energía generada exclusivamente lo indicado en el presente Punto.

5.1. Precio por la Energía Generada No Convencional (PENC)

La energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) se le reconocerá por su energía generada un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 1680 $/MWh.

5.2. Remuneración de la Energía Generada No Convencional

La Remuneración en PESOS ARGENTINOS de la Energía Generada No Convencional Mensual se obtiene por la integración horaria en el mes de la Energía Generada por el generador

"g" en cada hora "h" [EGengh] por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora.

$$\textbf{REM ENC (\$/mes)} = \sum_{\text{h.mes}} (\textbf{PENC} * \textbf{EGen}_{\text{gh}})$$

Siendo:

PENC: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC) definido en el Punto 5.1 del presente Anexo.

La energía inyectada a la red proveniente de Unidades de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encuentren en proceso previo a la Habilitación Comercial, recibirá, hasta alcanzar la habilitación referida, el 50% de la remuneración indicada previamente.

IF-2020-10809553-APN-DNRMEM#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2020-10809553-APN-DNRMEM#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Lunes 17 de Febrero de 2020

Referencia: ANEXO III - REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN HABILITADA HIDROELÉCTRICA Y A PARTIR DE OTRAS FUENTES DE ENERGÍA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 5 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.02.17 14:40:41 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista
Ministerio de Desarrollo Productivo

ANEXO IV

REMUNERACIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS ADMINISTRADAS POR ENTES BINACIONALES

1. CENTRALES HIDRÁULICAS BINACIONALES

En el presenta Anexo se establecen las condiciones transaccionales para las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande. Lo establecido en este Anexo es de aplicación para la energía aportada y potencia puesta a disposición del Sistema Argentino.

2. POTENCIA HIDROELÉCTRICA BINACIONAL

2.1. Precio de la Potencia Hidro Binacional (PPHBi)

Se define al Precio de la Potencia para Centrales Hidroeléctricas Binacionales (PPHBi) como:

$$\mathbf{PPHBi = 216.000\ [\$/MW\text{-}mes]}$$

La remuneración resultante por PPHBi será la única que recibirán las Centrales Hidroeléctricas Binacionales de Yacyretá y Salto Grande por el concepto de disponibilidad de potencia.

A los efectos de considerar la incidencia de los Mantenimientos Programados de estas Centrales Hidroeléctricas en esta remuneración y mantener la señal de optimización de los mismos, se deberá aplicar, al valor establecido, un factor de 1,05, en base a su incidencia standard típica mínima.

2.2. Disponibilidad Real De Potencia Hidro Binacional

La Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes "m" para los Generadores Yacyretá y Salto Grande en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente de los aportes y erogaciones.

La aplicación en los cálculos para el mes "m" se realiza tomando los valores registrados en el mes.

2.3. Remuneración Por Disponibilidad De Potencia Hidro Binacional

Esta remuneración se determina con la Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi) media del mes, valorizada al precio PPHBi [$/MW-mes] según lo establecido en el Punto 2 de este ANEXO.

La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible Forzada y por Mantenimientos Programados o Acordados.

$$\mathbf{REM\ PHBi\ [\$/mes] = PPHBi\ [\$/MW\text{-}mes] * DPRHBi\ [MW] * kFM}$$

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

DRPHBi [MW]: La Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi) definida en el Punto 2.2 del presente Anexo.

PPHBi [$/MW-mes]: El Precio de la Potencia par Hidroeléctricas Binacionales (PHBi) definido en el Punto 2.1 del presente Anexo.

3. ENERGÍA HIDROELÉCTRICA BINACIONAL

Para la remuneración de la energía generada por las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande, será de aplicación exclusivamente lo indicado en el presente Punto.

3.1. Precio por la Energía Generada Hidro Binacional (PEHBi)

Se reconocerá por la energía generada por las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande el siguiente Precio de Energía Hidro Binacional (PEHBi) para cada una de las centrales:

$$\text{REM PHBi [\$/mes]} = \text{PPHBi [\$/MW-mes]} * \text{DPRHBi [MW]} * \text{kFM}$$

Siendo:

kFM = horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

DRPHBi [MW]: La Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi) definida en el Punto 2.2 del presente Anexo.

PPHBi [$/MW-mes]: El Precio de la Potencia par Hidroeléctricas Binacionales (PHBi) definido en el Punto 2.1 del presente Anexo.

3.2. Remuneración de la Energía Generada Hidro Binacional

La Remuneración en PESOS ARGENTINOS de la Energía Generada por las Centrales Hidráulicas Binacionales se obtiene como la Energía Generada en el mes por el generador "g" (Yacyretá o Salto Grande) por el Precio de Energía Hidro Binacional (PEHBig) correspondiente.

$$\text{REM ENHBig (\$/mes)} = \sum_{\text{h.mes}} (\text{PEHB}_{\text{ig}} * \text{EGHB}_{\text{gm}})$$

Siendo:

PEHBig: Es el Precio de Energía Hidro Binacional definido en el Punto 3.1 del presente Anexo para la Central "g" (Yacyretá o Salto Grande).

EGHBgm: Es la energía entregada por la Central "g" (Yacyretá o Salto Grande) en el mes "m".

IF-2020-10813127-APN-DNRMEM#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2020-10813127-APN-DNRMEM#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Lunes 17 de Febrero de 2020

Referencia: ANEXO IV - REMUNERACIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS ADMINISTRADAS POR ENTES BINACIONALES

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 2 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.02.17 14:47:39 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista
Ministerio de Desarrollo Productivo

ANEXO V

REPAGO/DEVOLUCIÓN DE FINANCIAMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS MAYORES Y/O EXTRAORDINARIOS

Los Generadores Habilitados (GH), según lo definido en el Artículo N°1 de la presente Resolución y con el objeto de efectuar la cancelación de los financiamientos otorgados oportunamente para la ejecución de mantenimientos no recurrentes (mayores y/o extraordinarios conforme lo establecido en las Resoluciones ex - S.E. N°146/2002, N° 529/2014 y sus continuadoras), y una vez aplicados con tal fin la totalidad de los créditos devengados a favor del respectivo Agente Generador para su asignación y/o comprometidos previamente a la devolución y/o cancelación de los aludidos financiamientos, CAMMESA deberá descontar de la liquidación de los créditos que le correspondan un monto equivalente al resultado de aplicar:

$$\textbf{DESC FIN MAN (\$/mes) =}$$
$$\textbf{MAX \{ Egen}_{\textbf{mes}}\textbf{[MWh] x 60[\$/MWh] ; DRP[MW] x 42.000 [\$/MW-mes] \}}$$

Este procedimiento es aplicable hasta alcanzar la cancelación total del referido financiamiento.

IF-2020-10814104-APN-DNRMEM#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2020-10814104-APN-DNRMEM#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Lunes 17 de Febrero de 2020

Referencia: ANEXO V - REPAGO/DEVOLUCIÓN DE FINANCIAMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS MAYORES Y/O EXTRAORDINARIOS

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 2 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.02.17 14:49:40 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista
Ministerio de Desarrollo Productivo

ANEXO VI

Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos

Los valores establecidos en moneda nacional en la presente resolución se actualizarán con el procedimiento establecido en el presente anexo.

Los valores se actualizarán en forma mensual en función del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicados por el INDEC, aplicando a ese efecto el siguiente factor de actualización (F.ACT transacción t):

$$F.ACT_{transacción\ t} = F.ACT_{transacción\ t-1} * \left(0{,}6 * \frac{IPC_{t-2}}{IPC_{t-3}} + 0{,}4 * \frac{IPIM_{t-2}}{IPIM_{t-3}}\right)$$

El factor de actualización aplicará a los valores publicados en la presente resolución a partir de la transacción correspondiente al segundo mes de vigencia de la misma, siendo para dicho segundo mes:

$$F.ACT_{transacción\ t-1} = 1$$

IF-2020-10815 3 07-APN-DNRMEM#MHA

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número: IF-2020-10815307-APN-DNRMEM#MHA

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Lunes 17 de Febrero de 2020

Referencia: ANEXO VI - Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 1 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.02.17 14:51:26 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista
Ministerio de Desarrollo Productivo

NO-2020-24910606-APN-SE-MDP
Archivo.pdf

RESOL-2020-64-APN-MDP

Publicación Boletín Oficial N° 34.367 del 28/04/2020

BUENOS AIRES, 25 DE ABRIL DE 2020

VISTO el Expediente N° EX-2020-06747200-APN-DGDOMEN#MHA, la Resolución N° 100 de fecha 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la Resolución N° 90 de fecha 12 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA, y las Disposiciones Nros. 84 de fecha 12 de julio de 2019 (DI-2019-84-APN-SSERYEE#MHA) y 91 de fecha 2 de agosto de 2019 (DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA), ambas de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución N° 100 de fecha 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la Resolución N° 90 de fecha 11 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA, se convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovable de generación –el “Programa RenovAr - MiniRen/Ronda 3”–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término, denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones (el Pliego) que como Anexo (IF-2018-58327856-APN-DNER#MHA) forma parte integrante de la Resolución Nº 100/18, modificado por el Anexo I (IF-2019-13981331-APN-DNER#MHA) que forma parte integrante de la Resolución N° 90/19.

Que por la Disposición N° 84 de fecha 12 de julio de 2019 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (DI-2019-84-APN-SSERYEE#MHA), se determinó la calificación de las ofertas presentadas, individualizadas en el Anexo I (DI-2019-62035040-APN-DNER#MHA) de la citada medida.

Que por el Artículo 3° de la Disposición N° 91 de fecha 2 de agosto de 2019 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA (DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA), se resolvió la adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la Resolución N° 100/18 , modificada por la Resolución N° 90/19, a las ofertas que, para cada tecnología, se detallan en el Anexo I (DI-2019-68195434-APN-DEEYRER#MHA), que forma parte integrante de la referida disposición.

Que asimismo, por el Artículo 5° de la Disposición N° 91/19, se invitó a los Oferentes de las Ofertas calificadas por la Disposición N° 84/19, que no resultaron adjudicados por el Artículo 3° de la Disposición N° 91/19, que se individualizan en el Anexo II (DI-2019-68191137-APN-DEEYRER#MHA) que forma parte integrante de la Disposición N° 91/19, a celebrar sendos Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en los términos establecidos en los Anexos 6 y 7 del Pliego, respectivamente, de acuerdo con las condiciones que se establecen en el citado Artículo 5°, hasta cubrir la potencia requerida adicional por tecnología que se indica en el citado artículo.

Que de acuerdo con lo previsto en el Artículo 21.1 del Pliego, dentro de los CIENTO VEINTE (120) días hábiles posteriores a la recepción de la comunicación de la adjudicación estipulada en el Artículo 19.2 del Pliego, sin perjuicio de la prórroga que pueda disponer la Autoridad de Aplicación, el Adjudicatario fue citado por CAMMESA para proceder a la suscripción del Contrato de Abastecimiento de acuerdo con las bases de la convocatoria.

Que en el Artículo 21.2 del Pliego se establecen las condiciones precedentes que deben cumplir quienes resulten adjudicatarios, para proceder a la firma del Contrato de Abastecimiento respectivo.

Que en el Artículo 21.3 del Pliego se dispone que el incumplimiento de los requisitos exigidos en el Artículo 21, en los plazos respectivamente establecidos y con las formalidades previstas en el mismo, será causal automática de cancelación de la adjudicación realizada y de ejecución de la Garantía de Mantenimiento de la oferta.

Que a su vez, por el Artículo 21.4 se previó que en caso de que el Adjudicatario esté en condiciones de suscribir el Contrato de Abastecimiento antes de la finalización del plazo establecido en el Artículo 21.1, luego de haber cumplido las condiciones precedentes exigidas, podrá solicitar a CAMMESA la suscripción del Contrato de Abastecimiento, que procederá a hacerlo una vez verificado el cumplimiento de dichas condiciones.

Que para el supuesto mencionado en el párrafo anterior, se estableció que el cómputo del plazo de ejecución para la Habilitación Comercial empezará a contabilizarse a partir del día siguiente a la fecha de vencimiento del plazo de CIENTO VEINTE (120) días hábiles previsto en el Artículo 21.1, es decir, a partir del pasado 24 de enero de 2020.

Que el plazo de los CIENTO VEINTE (120) días hábiles posteriores a la recepción de la comunicación de la adjudicación, previsto en el Artículo 21.1 del Pliego, venció el 24 de enero de 2020 para quienes fueron adjudicados por la Disposición N° 91/19.

Que pese a las gestiones que vienen realizando para reunir todos los requisitos exigidos, varios adjudicatarios aún no han podido acreditar el cumplimiento de las condiciones precedentes a la firma de los contratos, establecidas en el Artículo 21.2 del Pliego, motivo por el cual resulta conveniente establecer una prórroga del plazo contemplado para la suscripción de los contratos, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 21.1 del Pliego.

Que a esos efectos se considera razonable establecer una prórroga hasta el 30 de junio de 2020, computado desde el 24 de enero de 2020 para los adjudicados por la Disposición N° 91/19 y para aquellos que hayan aceptado la invitación establecida en el Artículo 5° de dicha norma, por ser un lapso suficiente para permitir que los adjudicatarios completen la totalidad de los requisitos exigidos para la suscripción de los contratos.

Que el plazo de ejecución para la Habilitación Comercial, conforme se lo define en el Pliego, aplicable para determinar la Fecha Programada de Habilitación Comercial de los contratos que suscriban los adjudicatarios y los invitados durante el plazo de prórroga que se otorga, comenzará a computarse desde el mismo día en que debiera computarse si hubiesen firmado en el plazo previsto en el Artículo 21.1 del Pliego, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 21.4 del mismo, con el fin de brindar idéntico tratamiento a todos los adjudicatarios.

Que en consecuencia, para el cómputo de la Fecha Programada de Habilitación Comercial, el plazo contenido en la oferta deberá contabilizarse desde el 24 de enero de 2020, para los adjudicados por la Disposición N° 91/19 y quienes hayan manifestado la aceptación a la invitación dada por el Artículo 5° de dicha norma.

Que en caso de que vencido el plazo de prórroga previsto en la presente resolución aún existieren contratos pendientes de suscripción, las adjudicaciones respectivas quedarán sin efecto automáticamente y se procederá a la ejecución de la Garantía de Mantenimiento de la Oferta correspondiente, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 21.3 del Pliego.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente acto se dicta en virtud las facultades conferidas por los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065 y el Punto X del Anexo II del Decreto N° 50 de fecha 19 de diciembre de 2019.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Prorrógase hasta el 30 de junio de 2020 el plazo establecido en el Artículo 21.1 del Pliego de Bases y Condiciones (el Pliego), aprobado por el Artículo 2° de la Resolución N° 100 de fecha 14 de noviembre de 2018 (RESOL-2018-100-APN-SGE#MHA), modificada por la Resolución N° 90 de fecha 12 de marzo de 2019 (RESOL-2019-90-APN-SGE#MHA), ambas de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA, para la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable y los respectivos Acuerdos de Adhesión al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) por parte de los adjudicatarios seleccionados por la Disposición N° 91 de fecha 2 de agosto de 2019 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y

MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (DI-2019-91-APN-SSERYEE#MHA), y quienes hayan manifestado la aceptación a la invitación dispuesta por el Artículo 5° de la citada disposición, en los términos y con el alcance establecidos en la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- El cómputo del plazo de prórroga establecido en el Artículo 1° de la presente resolución se computará a partir del 24 de enero de 2020.

ARTÍCULO 3°.- Establécese que para el cómputo de la Fecha Programada de Habilitación Comercial de los contratos que se suscriban durante el período de prórroga, el plazo contenido en la oferta deberá contabilizarse desde el 24 de enero de 2020, para los adjudicados por la Disposición N° 91/19 y quienes hayan manifestado la aceptación a la invitación dada por el Artículo 5° de dicha norma.

ARTÍCULO 4°.- Establécese que si una vez vencido el plazo de prórroga previsto en la presente resolución, aún existieren contratos pendientes de suscripción, las adjudicaciones respectivas quedarán sin efecto automáticamente y se procederá a la ejecución de la Garantía de Mantenimiento de la Oferta correspondiente, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 21.3 del Pliego aprobado por el Artículo 2° de la Resolución N° 100/18, modificado por el Artículo 2° de la Resolución N° 90/19.

ARTÍCULO 5°.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

ARTÍCULO 6°.- Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE).

ARTÍCULO 7°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Sergio Enzo Lanziani

e. 28/04/2020 N° 18083/20 v. 28/04/2020

RESOL-2020-70-APN-MDP

Publicación Boletín Oficial N° 34.373 del 05/05/2020

BUENOS AIRES, 30 DE ABRIL DE 2020

VISTO el Expediente N° EX-2020-27170756-APN-DGDOMEN#MHA, las Leyes Nros. 15.336 y 24.065, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública en su Artículo 1° declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

Que dicha ley en el Inciso b) del Artículo 2°, establece las bases de delegación para reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos.

Que por el Decreto N° 260 de fecha 12 de marzo de 2020 se amplió, por el plazo de UN (1) año, la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la Ley N° 27.541, en virtud de la pandemia declarada por la ORGANIZACIÓN MUNDIAL DE LA SALUD (OMS) en relación con el Coronavirus (SARS-CoV-2) y la enfermedad que provoca el COVID-19.

Que el Decreto N° 311 de fecha 24 de marzo de 2020 consideró que, con la finalidad de mitigar el impacto local de la emergencia sanitaria internacional, procede disponer la suspensión temporaria del corte de suministro de servicios que resultan centrales para el desarrollo de la vida diaria, y aún más en el actual estado de aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto N° 297 de fecha 19 de marzo de 2020, tales como el suministro de energía eléctrica, agua corriente, gas por redes, telefonía fija y móvil e Internet y televisión por cable, por vínculo radioeléctrico o satelital, entre otros.

Que mediante la Resolución Nº 14 de fecha 29 de abril de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA) se aprobó la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que a través de la mencionada resolución se estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM, para los dos períodos trimestrales comprendidos entre el 1 de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019, con relación a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor.

Que la Resolución Nº 26 de fecha 3 de septiembre de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (RESOL-2019-26-APN-SRRYME#MHA) aplicó los POTREF y el PEE en el MEM ya sancionados en la Resolución Nº 14/19 para el período trimestral comprendido entre el 1 de agosto de 2019 y el 31 de octubre de 2019.

Que así también, la Resolución Nº 38 de fecha 22 de octubre de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (RESOL-2019-38-APN-SRRYME#MHA), aplicó los POTREF y el PEE en el MEM sancionados en la Resolución Nº 14/19 para el período entre el 1 de noviembre de 2019 y el 30 de abril de 2020.

Que el Capítulo II de Los Procedimientos establece que CAMMESA, en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), deberá elaborar la Programación y Reprogramación Estacional del MEM basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación y determinar para cada distribuidor, los precios estacionales que pagará por su compra en el MEM.

Que a través de la Nota N° B-149483-1 de fecha 20 de abril de 2020 (IF-2020-27175186-APN-DGDOMEN#MHA), CAMMESA elevó a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, para su aprobación, la

Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM para el período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2020.

Que consecuentemente corresponde a esta SECRETARÍA DE ENERGÍA aprobar la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MEM para el mencionado período.

Que sancionada la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, así como también lo establecido en el Decreto N° 311/20, se considera oportuno que las tarifas de los servicios públicos en cuanto, al POTREF, el PEE y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM refiere, se mantenga a idéntico valor que el vigente actualmente.

Que por ello, resulta necesario continuar con la reagrupación de las categorías de usuarios en: a) Residenciales; b) Demandas Menores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) –No Residencial–; y c) Demandas Mayores a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) –GUDI–; como así también, a los efectos de un adecuado direccionamiento de los subsidios a la tarifa de los usuarios, los volúmenes de energía eléctrica adquiridos, a ser informados por los Agentes Prestadores del Servicio Público de Electricidad, deberán ser respaldados por los entes reguladores o autoridades locales con competencia en cada jurisdicción.

Que la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO ha tomado la intervención que le compete.

Que el presente acto se dicta en virtud las facultades conferidas por los Artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065 y por el Apartado X del Anexo II del Decreto N° 50 de fecha 19 de diciembre de 2019 y sus modificatorios.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la Programación Estacional de Invierno definitiva para el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), elevada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), mediante la Nota N° B-149483-1 de fecha 20 de abril de 2020 (IF-2020-27175186-APN-DGDOMEN#MHA), correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2020, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos) descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y sus modificatorias y complementarias.

ARTÍCULO 2°.- Establécese, durante el período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2020, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan en el Anexo (IF-2019-39614802-APN-DNRMEM#MHA) que integra la Resolución N° 14 de fecha 29 de abril de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA (RESOL-2019-14-APN-SRRYME#MHA).

El PEE junto con el POTREF y el Precio Estabilizado del Transporte (PET) son los que se deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios de los Agentes Distribuidores y otros Prestadores del Servicio Público de Distribución que lo requieran, de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 137 de fecha 30 de noviembre de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.

ARTÍCULO 3°.- Establécese la continuidad de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, establecidos mediante la Disposición N° 75 de fecha 31 de julio de 2018 de la ex SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA (DI-2018-75-APN-SSEE#MEN).

ARTÍCULO 4°.- Mantiénense vigentes los Artículos 4º y 5º de la citada Resolución N° 14/19, en cuanto a las declaraciones de los Agentes Distribuidores y Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, respecto a la energía suministrada a los usuarios residenciales, a los efectos de su incorporación a las Transacciones Económicas del MEM.

ARTÍCULO 5°.- Notifíquese a CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado actuante en la órbita de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, a los entes reguladores provinciales y a las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 6°.- Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Sergio Enzo Lanziani

e. 05/05/2020 N° 18504/20 v. 05/05/2020

Normativas ENRE Año 1998

RES ENRE 1319-1998

Transener S.A. - Apruébanse como valor de la remuneración anual por el concepto de energía eléctrica transportada, el de $33.170.000, el factor de estímulo a la eficiencia (factor x), establécese el sistema de premios, al que se refiere el artículo 27° del subanexo ii-b del contrato de concesión, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, prorrógase hasta el 31/10/98, la vigencia de las categorías asignadas a las líneas del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión por la resolución enre 585/96, y aprobar la metodología de categorización de las líneas de dicho sistema, el que tendrá vigencia a partir del 01/11/98 y convócase a la audiencia pública que se realizará el día 27 de agosto de 1998 con el objeto de analizar, con relación a la remuneración de Transener S.A. las previsiones de inversión y costos operativos; el monto de capital sobre el cual entiende que debe aplicarse la tasa de rentabilidad; la tasa de rentabilidad propuesta; el nivel de la remuneración implícito, el modo en que se trasladaría a los distintos usuarios del sistema de transporte, una eventual diferencia que pudiera surgir entre la remuneración que finalmente resulte aprobada y la que se correspondería estrictamente con lo dispuesto en la presente resolución.

RES ENRE 1708-1998

Problemática de la transición al año 2000. generadoras, transportistas y distribuidoras de energía eléctrica. información que deben suministrar al ENRE. Régimen nacional de energía eólica y solar. Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

RES ENRE 1319-98

ACTA Nº 410

Expediente ENRE Nº 4689/98

Bs. As., 5/8/98

El Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD ha resuelto: 1) Aprobar como valor de la remuneración anual por el concepto de energía eléctrica transportada, el de PESOS TREINTA Y TRES MILLONES CIENTO SETENTA MIL ($ 33.170.000), conforme al escenario de cálculo identificado como "ALTO" en el informe de CAMMESA; 2) Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo I, que forma parte de la presente Resolución; 3) Establecer el sistema de premios, al que se refiere el artículo 27º del Subanexo IIB del Contrato de Concesión de "TRANSENER S.A.", conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo II, que forma parte de la presente Resolución; 4) Prorrogar hasta el 31 de octubre de 1998, la vigencia de las categorías asignadas a las líneas del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión por la Resolución ENRE Nº 585/96, y aprobar la metodología de categorización de las líneas de dicho sistema incorporada en el Anexo III, que forma parte de la presente Resolución, el que tendrá vigencia a partir del 1º de noviembre de 1998; 5) Instruir a CAMMESA que, a los efectos del pago del premio al que alude el artículo 3º de la presente Resolución, calcule en cada programación y reprogramación estacional, la proporción en que cada usuario del sistema del transporte participa en el pago de los cargos fijos de transporte, para cada tipo de equipamiento, de acuerdo con lo indicado en el Anexo II de la presente Resolución; 6) Convocar a la Audiencia Pública que se realizará el día 27 de agosto de 1998, a las 10:00 horas, en Avenida Leandro N. Alem 1067 2º Subsuelo, de la ciudad de Buenos Aires y cuyo procedimiento se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (Resolución ENRE Nº 39/94), con el objeto de analizar, con relación a la remuneración de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión ("TRANSENER S.A."); a) las previsiones de inversión y costos operativos presentados por "TRANSENER S.A."; b) el monto de capital sobre el cual "TRANSENER S.A." entiende que debe aplicarse la tasa de rentabilidad; c) la tasa de rentabilidad propuesta por "TRANSENER S.A."; d) el nivel de la remuneración implícito en la presentación de "TRANSENER S.A."; e) el modo en que se trasladaría a los distintos usuarios del sistema de transporte, una eventual diferencia que pudiera surgir entre la remuneración que finalmente resulte aprobada y la que se correspondería estrictamente con lo dispuesto en los artículos 1º, 2º, 3º y 4º de la presente Resolución; 7) Designar instructores a la Dra. Miriam Oriolo y/o al Dr. Gerardo Paz indistintamente, y Defensores del Usuario al Dr. Félix Helou y/o la Dra. Susana Latrónico, indistintamente; 8) Publicar la convocatoria por dos días en dos diarios de los de mayor circulación del país. En la publicación se hará constar el objeto de la audiencia, que su procedimiento se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas (Resolución ENRE Nº 39/94); la designación del Instructor y del Defensor del Usuario dispuesta por el artículo 7º precedente, que podrá tomarse vista de las actuaciones y obtenerse copias de las mismas en dependencias del Ente Nacional Regulador de la electricidad, Avda. Madero 1020, piso 9º de la Ciudad de Buenos Aries de 9 a 18 horas; que hasta el 25 de agosto de 1998 deberán presentarse al instructor designado, por escrito, quienes deseen ser parte en la audiencia, haciendo saber sus pretensiones y pruebas; que pueden participar oralmente en la audiencia quienes sean interesados y que el Ente Nacional Regulador de la electricidad resolverá después de considerar las presentaciones efectuadas; 9) Suspender la aplicación de lo resuelto por los artículos 1º a 4º de la presente Resolución, hasta tanto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, resuelva en forma definitiva las cuestiones que serán analizadas en la Audiencia Pública convocada por el Artículo 6º de la presente Resolución; 10) Notifíquese a: "TRANSENER S.A.", "AGEERA", "ATEERA", "ADEERA", AGUEERA", "HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.", "HIDROELECTRICA EL CHOCON S.A.", "CAPEX S.A.", "CENTRAL PUERTO S.A.", "HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS S.A.", "CENTRAL TERMICA ALTO VALLE S.A.", TRANSNOA S.A.", "TRANSNEA S.A.", TRANSPA S.A.", "CENTRAL TERMICA GÜEMES S.A." y CAMMESA. Fdo.: Ricardo A. Martínez Leone - Vocal Segundo. Ester Beatriz Fandiño - Vocal Primera. - Alberto E. Devoto - Vicepresidente. Juan Antonio Legisa - Presidente.

Los Anexos citados pueden ser consultados por los interesados en la Sede del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, Avda. Madero Nº 1020, 10º piso de la Capital Federal, en el horario de 9 a 13 y de 14 a 17.30 y en la Sede Central de la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL. -Ê JUAN PABLO LLORENS, Secretario del Directorio.

e. 14/8 Nº 240.224 v. 14/8/98.

RES ENRE 1708/98

BUENOS AIRES, 18 de NOVIEMBRE DE 1998

VISTO: El Expediente ENRE N° 5176/98 y lo previsto en el artículo 2 incisos a) y c) de la Ley Nº 24065 y la problemática, que afecta principalmente al funcionamiento de sistemas, equipos y dispositivos de protección, control y comunicaciones analógicas y digitales conocida como del año 2000, o como crisis del milenio, y

CONSIDERANDO:

Que entre los caracteres distintivos del servicio público se encuentra el de la continuidad de la prestación del mismo al usuario de dichos servicios;

Que en lo que se refiere a la actividad eléctrica, dicho concepto se relaciona con el de la confiabilidad de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad;

Que los sistemas electromecánicos, electrónicos e informáticos son fundamentales para la supervisión y el comando en las etapas de prestación de los servicios públicos de transporte y distribución;

Que lo propio puede afirmarse respecto de la actividad de interés general que es la generación eléctrica;

Que la problemática enunciada en el Visto podría afectar la confiabilidad de la prestación de dichas actividades y, con ello, impedir que los mismos se presten con la continuidad que le es propia;

Que tal como surge de los estudios de ingeniería, los sistemas de control de unidades de generación, de despacho de carga, de telecomunicaciones así como las de protección están conformados por equipos, dispositivos y componentes analógicos y digitales y software en los que algunos utilizan un código de dos dígitos para representar los últimos dos dígitos del año;

Que de ello se deriva que tales elementos pueden malinterpretar el cambio del año 1999 al 2000 al procesar los correspondientes datos;

Que la afectación a la confiabilidad a que antes se ha aludido puede tener lugar, durante la transición al año 2000, como consecuencia de resultados erróneos del aludido procesamiento;

Que los sistemas eléctricos interconectados tienen un alto grado de interdependencia, pudiéndose producir en ellos efectos cascada a partir de disturbios importantes en una de las interconexiones;

Que, por ello, un sistema eléctrico no preparado adecuadamente para la transición al año 2000 podría impactar adversamente sobre el funcionamiento de otros sistemas interconectados al propagarse la falla;

Que así también los sistemas informáticos administrativos y comerciales no adecuados para la transición al año 2000 podrían afectar la calidad del servicio comercial que se presta a los usuarios;

Que en cuanto a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), está ejecutando un plan para asegurar la transición controlada;

Que CAMMESA comunicó a los actores del MEM sobre el desarrollo del mencionado plan para su participación en el mismo;

Que de acuerdo a la información solicitada y recibida por el organismo de dicha administradora y de los actores del mercado eléctrico respecto de las medidas adoptadas en el tema de que se trata, evidencia diferentes grados de avance;

Que cada concesionario de transporte y distribución, así como cada productor, debiera contar con un plan adecuado y ejecutarlo en tiempo y forma para prevenir las consecuencias previsibles del problema enunciado;

Que dichos planes deben comprender asimismo, cuando es posible y necesario, la ejecución de pruebas y ensayos y la simulación en modelos, a fin de obtener resultados aproximados del comportamiento real que puede llegar a tener el sistema eléctrico;

Que con ello se facilita, a la vez, parte del entrenamiento del personal necesario para operar en situaciones de emergencia;

Que de acuerdo a lo precedentemente señalado, las eventuales fallas que afecten la continuidad del servicio por la transición al año 2000, dado que son previsibles y se pueden tomar a tiempo a su respecto las medidas correctivas y preventivas necesarias, no configurarán situaciones de caso fortuito o fuerza mayor;

Que se considera necesario que este organismo disponga la realización de controles por muestreo a fin de verificar in situ, en las diferentes etapas, el estado de ejecución de los planes que se hubiesen elaborado al efecto;

Que sin perjuicio de las acciones que se vienen adoptando por parte de CAMMESA como por cada uno de los agentes del mercado, corresponde al ENRE promover lo necesario para evitar, o bien minimizar en su caso, los efectos sobre los sistemas eléctricos durante los períodos críticos de la transición al año 2000, a fin de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;

Que el Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad es competente para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto en los artículos 56 incisos a), b) y s) y 63 incisos a) y g) de la Ley Nº 24065;

Por ello:

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL

REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTICULO 1.- Los productores de energía eléctrica vinculados al Sistema Argentino de Interconexión y los transportistas y distribuidores concesionarios del Estado Nacional deberán proceder de acuerdo a lo descripto en el Anexo a esta resolución que forma parte de la misma.

ARTICULO 2.- Notifíquese a la "Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A.", "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A.", "EDELAP S.A.", "TRANSENER S.A.", "DISTROCUYO S.A.", "TRANSNOA S.A.", "TRANSNEA S.A.", "TRANSCOMAHUE S.A.", "TRANSPA S.A.", "TRANSBA S.A.", "ARCOR S.A.", "Ave Fénix S.A.", "CAPEX S.A.", "Central Casa de Piedra", "Central Costanera S.A.", "Central Puerto S.A.", "Central Térmica Alto Valle S.A"", "Central Térmica Buenos Aires S.A.", "Central Dique S.A.", "Central Dock Sud S.A.", "Central Térmica Güemes S.A.", "Centrales Térmicas del Litoral S.A.", "Centrales Térmicas Mendoza S.A.", "Centrales Térmicas del N.E.A. S.A.", "Centrales Térmicas del N.O.A. S.A.", "Central Pedro de Mendoza S.A"", "Central Térmica San Miguel de Tucumán S.A.", "Central Térmica San Nicolás S.A.", "Central Térmica Sorrento S.A.", "Pluspetrol Energy S.A.", "Empresa Provincial de Energía de Córdoba", "Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A.", "Central Térmica Filo Morado S.A.", "Generadora Córdoba S.A.", "Hidroeléctrica Alicurá S.A.", "Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.", "Hidroeléctrica El Chocón S.A.", "Hidroeléctrica Diamante S.A.", "Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.", "Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A.", "Hidroeléctrica Río Hondo S.A.", "Hidroeléctrica Río Juramento S.A.", "Hidrotérmica San Juan S.A.", "Hidroeléctrica Tucumán S.A.", "Nucleoeléctrica Argentina S.A.", "Servicios Eléctricos Sanjuaninos", "Central Termoeléctrica Roca S.A.", "Electricidad de Misiones S.A.", "Centrales Térmicas Patagónicas S.A.", "Energía de Río Negro S.A.", "Energía del Sur S.A.", "Hidroeléctrica Florentino Ameghino S.A.", "Hidroeléctrica Futaleufú S.A.", "Aceros Zapla", "Molinos Juan Semino S.A.", "Ledesma S.A.", "Siderar P.I.S.N." y "Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú S.A." y hágase saber que la presente resolución es susceptible de ser recurrida: (i) por la vía del recurso de reconsideración conforme lo dispone el artículo 84 del reglamento de la Ley Nº 19549 de Procedimientos Administrativos, dentro de los 10 días hábiles administrativos contados a partir del día siguiente de notificada la presente, como así también: (ii) en forma subsidiaria o alternativa por la vía del recurso de alzada previsto en el artículo 94 del citado reglamento y en el artículo 76 de la Ley Nº 24.065 dentro de los 15 días hábiles contados de igual manera y (iii) agotada la vía administrativa procederá el recurso judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo contencioso Administrativo Federal contemplado en el artículo 81 de la Ley Nº 24.065, dentro de los 30 días hábiles judiciales.

ARTICULO 3.- Hágase saber lo dispuesto en esta resolución a la Secretaría de Energía.

ARTICULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese en extracto, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN ENRE N° 1708/98

ANEXO A LA RESOLUCION ENRE Nº 1708/98

1.- Las empresas mencionadas en el art. 2° de la presente resolución (agentes) deberán informar hasta el 14.12.1998 al ENRE sobre el responsable de la relación con el organismo a estos efectos y sobre el estado de ejecución y de proyección de los planes implementados para superar la problemática de la transición al año 2000.

2.- Sin perjuicio de lo dispuesto en el punto 1, se establece el siguiente plan y fechas límites para la finalización de las etapas según se indica a continuación:

1. 15.12.1998: Análisis del impacto y prioridades según niveles de riesgos.

2. 31.12.1998: Elaboración a cargo del agente de un informe interno de control técnico sobre el estado de avance de ejecución del plan a esa fecha.

3. 31.03.1999: Actualización a cargo del agente del informe interno de control técnico del estado de avance de ejecución del plan y desvíos a esa fecha:

4. 30.06.1999: Testing de las soluciones y validación por pruebas, ensayos y simulación de la transición al año 2000.

5. 15.07.1999: Elaboración a cargo del agente de un informe de control técnico de los resultados de las actividades indicadas en el punto d) precedente.

6. 30.11.1999: Elaboración a cargo del agente del plan de contingencia para la transición al año 2000.

3.- Las observaciones sobre los problemas no resueltos que puedan afectar la continuidad del servicio eléctrico, originadas en los controles técnicos de cada etapa, deberán ser incluidas en cada informe y comunicadas al ENRE dentro de los 5 (cinco) días hábiles de las fechas límites señaladas en el punto 2.

Normativas ENRE Año 1999

RES ENRE 858-1999

MEM. Rectificase el error material incurrido en el anexo a la resolución ENRE 819/99 (metodología de cálculo de las penalizaciones por incumplimientos de la disponibilidad de datos requerida para el sistema de operación en tiempo real (SOTR)).

RES ENRE 858-1999

BUENOS AIRES, 14 DE JULIO DE 1999

VISTO: La Resolución ENRE Nº 819/99, y

CONSIDERANDO:

Que por un error material incurrido en el procesamiento electrónico de la información, el término (12-NMES) aparece como un factor en las expresiones matemáticas que lo contienen en los puntos a) y b) del Anexo a la resolución del Visto, debiendo ser en ambos casos un exponente;

Que, en consecuencia, procede la rectificación del error material incurrido;

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado de la presente Resolución en función a lo establecido en los Artículos 56 incisos a) y s) y 63 incisos g) y de la Ley Nº 24.065 y art. 101 del DECRETO 1759/72.

Por ello:

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Rectificar el error material incurrido en el Anexo a la Resolución ENRE Nº 819/99, de conformidad a la descripción que se efectúa en el anexo a esta resolución que forma parte integrante de la misma.

ARTICULO 2.- Hágase saber a la Secretaría de Energía, a CAMMESA, a "ATEERA", a "AGUEERA", a "AGEERA" y a "ADEERA".

ARTÍCULO 3.- Regístrese, comuníquese, publíquese en extracto, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCIÓN ENRE Nº 858/99

ACTA Nº 474

Daniel Muguerza, Vocal Tercero.- Alberto Enrique Devoto, Vicepresidente. Juan Antonio Legisa, Presidente.

Normativas ENRE Año 2003

RES ENRE 59-2003

Reglamento de diseño de instalaciones y equipos vinculados al sistema de transporte en alta tensión. Resuélvase aprobar, para la difusión pública, la siguiente documentación: “GUÍA GENERAL DE DISEÑO Y NORMAS DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE EDIFICIOS DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS PARA PUESTA A TIERRA DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE SISTEMA DE TELE PROTECCIÓN”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS PARA SISTEMAS DE CONTROL”; “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA” Y “GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES POR FIBRA ÓPTICA” que como Anexos se incorporan al reglamento de diseño de instalaciones y equipos vinculados al sistema de transporte en alta tensión, sustituyendo a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice a) del reglamento de diseño y calidad del sistema de transporte que con carácter provisorio fueran aprobadas por el Artículo 2° de la resolución SE 137/92.
Anexos resolución ENRE 059/2003: archivo .zip conteniendo los anexos I a IX)
Contiene las guías de diseño mencionadas en la resolución ENRE 0059/2003.

RES ENRE 59-2003

Publicación Boletín Oficial N° 29873 del 09/04/2003

BUENOS AIRES, 22 DE ENERO DE 2003

VISTO: El Expediente ENRE Nº 2811/1996, la Ley Nº 24065, el Decreto 2743/1992, la Resolución SE Nº 137/1992, y la Resolución SE Nº 1/2003 y,

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 2743/1992, que dispone la constitución de la "COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA" ("TRANSENER S.A.") y aprueba el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA y el REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, establece en su artículo 13 que la SECRETARÍA DE ENERGÍA debía dictar el REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, abarcativo tanto del Sistema de ALTA TENSIÓN como de DISTRIBUCIÓN TRONCAL;

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA aprobó mediante el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/1992 el REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, cuyo texto se integró a dicho acto como Anexo 1, indicando que el citado reglamento se integrase al Anexo 16 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS);

Que en el punto 3 del reglamento aludido - DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION -, la SECRETARIA DE ENERGIA estableció que la TRANSPORTISTA "TRANSENER S.A." debía presentar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION dentro del plazo de un año a partir de la toma de posesión de las instalaciones vinculadas a dicho Sistema, y fijó un conjunto provisorio de lineamientos generales a cumplir por los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquellos de los puntos de conexión, hasta que la TRANSPORTISTA obtuviera la aprobación de las normas correspondientes por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD;

Que la reciente Resolución SE Nº 1/2003, modificatoria del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION reitera textualmente la obligación por parte de la transportista "TRANSENER S.A." de presentar un propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, a los efectos de su aprobación por parte de este Organismo;

Que estas normas establecen las pautas a observar para el diseño y la especificación de los componentes del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION (líneas, estaciones, y sus subcomponentes) necesarios para que un interesado en realizar una Ampliación a la Capacidad de Transporte en dicho Sistema tenga un marco de referencia técnico al cual deberá adecuar su proyecto;

Que de la envergadura de la tarea y las dificultades inherentes para establecer un cuerpo normativo de substancial relevancia en el costo final de las obras de ampliación, particularmente bajo un esquema regulatorio inédito hasta ese momento, y donde deben ser consensuados los intereses de múltiples actores, se concluye que el plazo originalmente previsto para la confección de dichas normas no fue adecuadamente estimado, y el proyecto se vio dilatado sin fecha cierta de conclusión;

Que la tramitación de la obligación aludida fue retomada luego de una prolongada prórroga mediante el Expediente del Visto, siendo el mismo iniciado mediante la presentación por parte de "TRANSENER S.A." de un conjunto de guías de diseño;

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD sometió los documentos elaborados al análisis de las asociaciones empresarias de Transportistas (ATEERA), Distribuidores (ADEERA), Generadores (ATEERA), y Grandes Usuarios (AGUEERA), a la SECRETARIA DE ENERGÍA, a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE) y a CAMMESA, a los fines de recibir sus comentarios, fijando un plazo a tales fines;

Que a pedido de diversos agentes, y a los fines de permitir un análisis exhaustivo de la documentación detallada, se prorrogó el plazo para recibir comentarios hasta fines de 1999;

Que se recibieron comentarios a las mencionadas guías por parte de CAMMESA y la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la Republica Argentina (AGEERA);

Que de acuerdo a las observaciones planteadas, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD consideró conveniente contar con la opinión técnica de un organismo independiente de renombrado prestigio internacional, habiendo sido elegido el CENTRO ELETTROTECNICO SPERIMENTALE ITALIANO (CESI) a los fines de efectuar la revisión crítica de las guías aludidas en el contexto de las observaciones aportadas por otros agentes;

Que del trabajo realizado por los especialistas del CESI y del debate mantenido con los funcionarios de este organismo y representantes de "TRANSENER S.A.", plasmado en su informe final adjunto al Expediente del Visto, se sugirieron ajustes, agregados, y precisiones que mejoran la calidad y actualización de las guías, y que fueron volcados por parte de "TRANSENER S.A." en el texto final respectivo;

Que la excepción a lo arriba expresado lo constituye el cuerpo constituido por las guías correspondientes al Diseño General de Líneas, y a los rubros Estructuras y Fundaciones de Líneas, que se manifestó insuficiente e incompleto a los fines de servir como un guía de diseño;

Que en virtud de ello, "TRANSENER S.A." encaró la tarea de reelaborar las mencionadas guías, estando éstas en elaboración actualmente;

Que sin perjuicio de ello, "TRANSENER S.A." presentó para su aprobación por ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD las versiones definitivas de las siguientes guías: (i) Guía General de Diseño y Normas de Estaciones Transformadoras, (ii) Guía de Diseño y Normas de Edificios de Estaciones Transformadoras, (iii) Guía de Diseño y Normas del Sistema de Servicios Auxiliares, (iv) Guía de Diseño y Normas para Puesta a Tierra de Estaciones Transformadoras, y (v) Guía de Diseño y Normas de Protecciones, (vi) Guía de Diseño y Normas de Sistema de Teleprotección, (vii) Guía de Diseño y Normas para Sistemas de Control, (viii) Guía de Diseño y Normas del Sistema de Comunicaciones por Onda Portadora, y (ix) Guía de Diseño y Normas del Sistema de Comunicaciones por Fibra Optica;

Que habiendo sido revisadas, este organismo entiende que cumplen las recomendaciones emanadas de acuerdo a la revisión señalada y a los aspectos acordados;

Que estas guías y normas, a partir de su aprobación por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, dan origen e integran el REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, y sustituyen a tales efectos los lineamientos y normas mencionadas en punto 3 del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA - DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION - así como las indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, que con carácter provisorio fueran aprobadas por la Resolución SE Nº 137/92, en todo cuanto sea aplicable;

Que CAMMESA sugirió que el diseño de las instalaciones que no pertenecen a la transportista pero que vinculan a otros agentes a dicho sistema cumpla con similares características a la exigida a las instalaciones del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN;

Que este organismo entendió conveniente establecer una configuración modular de dicho reglamento para ir incorporando al mismo las nuevas guías en la medida que culmine el proceso de redacción y revisión correspondiente, así como nuevas versiones de los documentos que se produzcan por efecto del dinamismo que presentan las disciplinas técnicas involucradas;

Que a tales fines, es necesario establecer un proceso de actualización de dicho reglamento para reflejar los avances que se vayan produciendo en la tecnología o los cambios en el contexto de aplicación;

Que el reglamento aludido, además de constituir una obligación contractual pendiente, representa un paso importante en la instrumentación de un proceso de normalización de instalaciones orientado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, que tienda a desarrollar y mantener lineamientos para un desarrollo eficaz del sistema eléctrico en su conjunto, y que estimule la realización de inversiones en un marco de seguridad, de calidad técnica, y de eficiencia en la aplicación de Recursos;

Que en consecuencia, y no obstante el riguroso proceso de consulta y verificación llevado a cabo, este organismo considera oportuno disponer de un plazo para la difusión pública de las guías a los fines de recoger las observaciones que el público en general pueda efectuar a los fines de enriquecer su contenido;

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado de la presente Resolución en virtud de lo establecido por el artículo 56 incisos b) y s) de la Ley Nº 24.065, y de lo establecido en el REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN aprobado por la Resolución SE Nº 137/92, y sus resoluciones complementarias y modificatorias;

Por ello:

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTICULO 1.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUÍA GENERAL DE DISEÑO Y NORMAS DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS" que como anexo 1 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 2.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE EDIFICIOS DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS" que como anexo 2 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 3.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES" que como anexo 3 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 4.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUIA DE DISEÑO Y NORMAS PARA PUESTA A TIERRA DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS" que como anexo 4 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 5.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DE PROTECCIONES" que como anexo 5 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 6.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DE SISTEMA DE TELEPROTECCIÓN" que como anexo 6 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 7.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS PARA SISTEMAS DE CONTROL" que como anexo 7 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 8.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA" que como anexo 8 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 9.- Aprobar, para la difusión pública, la "GUÍA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES POR FIBRA OPTICA" que como anexo 9 forma parte de la presente Resolución, e incorporarla al REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION. La guía mencionada sustituye a tales efectos, en todo cuanto sea aplicable, a las normas indicadas en el apéndice A) del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE que con carácter provisorio fueran aprobadas por el artículo 2° de la Resolución SE Nº 137/92.

ARTICULO 10.- Difundir públicamente en la página de Internet del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD las Guías y Normas de Diseño aprobadas para su difusión en los artículos 1 al 9 precedentes.

ARTICULO 11.- Publicar por un día en un diario de los de mayor circulación nacional un edicto en el que constará que las guías y normas de diseño aprobadas para su difusión en los artículos 1 al 9 de la presente Resolución, serán difundidas públicamente en la página de Internet del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD; que durante un plazo de sesenta (60) días corridos a partir de la fecha de publicación del edicto podrán presentarse, por escrito, observaciones al contenido de las mismas; que de no presentarse observaciones, las guías y normas de diseño se considerarán aprobadas; Que en caso que se presenten observaciones, las mismas serán analizadas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD dentro del plazo de diez (10) días hábiles administrativos, evaluando su pertinencia a los fines de volcar las mismas en la redacción revisada del REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

ARTICULO 12.- El REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION será de cumplimiento obligatorio en todo lo que este especificado en el mismo y sea aplicable, una vez en vigencia luego de concluido el proceso de difusión, para toda nueva ampliación que se solicite, licite, o se ejecute en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION de acuerdo a los términos que establece el Contrato de Concesión de "TRANSENER S.A.", y deberá ser parte integrante de los documentos licitatorios o concursales, cualquiera sea el título o metodología en que se encuadre la ampliación, a partir de la fecha de publicación del presente acto.

ARTICULO 13.- El REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION constituido mediante el presente acto será de cumplimiento obligatorio, en todo lo que este especificado en el mismo y sea aplicable, una vez en vigencia luego de concluido el proceso de difusión, para toda nueva Instalación que se solicite, licite, o se ejecute no perteneciente al ámbito de concesión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluyendo las INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DE INTERCONEXION INTERNACIONAL, de acuerdo a los términos establecidos en la Resolución SEYP Nº 21/97, y sus modificatorias y complementarias, que involucren partes bajo tensión igual o superior a los DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTS (220 KV), y que se vinculen o se prevean vincular en el futuro al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

ARTICULO 14.- Instruir a "TRANSENER S.A." a que, una vez en vigencia luego de concluido el proceso de difusión, observe y haga observar a terceros los preceptos y lineamientos establecidos en el REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en el ámbito de su concesión, o en instalaciones que no pertenezcan a dicho ámbito pero que se vinculen al mismo, en correspondencia a los términos definidos en los artículos 10 y 11 de la presente Resolución.

ARTICULO 15.- El REGLAMENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION se someterá a un proceso de revisión y actualización con frecuencia a determinar oportunamente por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, para lo cual se invita a las Asociaciones de Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista a presentar a este organismo sus colaboraciones y puntos de vista para enriquecer, modificar y/o incorporar nuevos aspectos a las guías que lo constituyen y/o a las que se vayan agregando en el futuro.

ARTICULO 16.- Recomendar a la SECRETARIA DE ENERGIA, una vez en vigencia luego de concluido el proceso de difusión, el dictado de los actos administrativos que estime pertinentes en aras de actualizar el texto del REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA - acápite 3- DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

ARTICULO 17.- Notifíquese a la SECRETARIA DE ENERGIA, a "TRANSENER S.A.", a "ATEERA", a "ADEERA", a "AGEERA", a "AGUEERA", a "ADERE", y a CAMMESA.

ARTICULO 18.- Regístrese, comuníquese, publíquese en extracto, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION ENRE Nº 059/2003

ACTA Nº 662

Daniel Muguerza,

Vocal Tercero.-

Julio César Molina,

Vocal Segundo.-

Juan Antonio Legisa,

Presidente

Anexos

I	Guía general de diseño y normas de estaciones transformadoras	Anexo I.pdf
II	Guía de diseño y normas de edificios de estaciones transformadoras	Anexo II.pdf
III	Guía de diseño y normas del sistema de servicios auxiliares	Anexo III.pdf
IV	Guía de diseño y normas para puesta a tierra de estaciones transformadoras	Anexo IV.pdf
V	Guía de diseño y normas de protecciones	Anexo V.pdf
VI	Guía de diseño y normas de sistema de teleprotección	Anexo VI.pdf
VII	Guía de diseño y normas para sistemas de control	Anexo VII.pdf
VIII	Guía de diseño y normas del sistema de comunicaciones por onda portadora	Anexo VIII.pdf
IX	Guía de diseño y normas del sistema de comunicaciones por fibra optica	Anexo IX.pdf

Normativas ENRE Año 2017

RES ENRE 66-2017

Expediente ENRE 47.300-2016 - Aprobar los criterios establecidos en el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente Resolución.

RES ENRE 68-2017

Expediente ENRE 47.306-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente Resolución. Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

RES ENRE 69-2017

Expediente ENRE 47.308-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente Resolución aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

RES ENRE 71-2017

Expediente ENRE 47.307-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente resolución aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017.Remuneración por Conexión

RES ENRE 73-2017

Expediente ENRE 47.302-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente Resolución aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017.Remuneración por conexión.

RES ENRE 75-2017

Expediente ENRE 47.304-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente resolución. Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

RES ENRE 77-2017

Expediente ENRE 47.303-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente Resolución. Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

RES ENRE 79-2017

Expediente ENRE 47.305-2016 - Aprobar el Anexo I Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada - RVEET - Seguro de contingencias que forma parte integrante de la presente Resolución. Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

RES ENRE 66-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente ENRE N° 47.300/2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016, se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER SA) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL (en adelante Acta Acuerdo UNIREN) suscripta entre la Ex - UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y dicha Empresa (en adelante TRANSENER o la TRANSPORTISTA), que fuera ratificada por Decreto N° 1462 de fecha 28 de noviembre de 2005.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la Revisión Tarifaria Integral y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 del 22 de Octubre de 2016, rectificada por su Similar N° 580 de fecha 09 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus transportistas independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016, el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, TRANSENER mediante Nota de Entrada N° 235.358, de fecha 1° de noviembre de 2016, y Nota de Entrada N° 236.100, de fecha 16 de noviembre de 2016 y complementarias, ha presentado su respectiva propuesta tarifaria, la que obra en el Expediente mencionado en el VISTO.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, por Resolución ENRE N° 601 de fecha 21 de Noviembre de 2016, modificada por su Similar N° 616 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por TRANSENER.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, dicha Resolución ENRE N° 30/2004 adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el Teatro de la Ribera, sito en Avenida Pedro de Mendoza 1821 de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, el día 14 de Diciembre de 2016 a las 9 horas.

Que, en primer lugar, en su presentación del 16 de noviembre de 2016, TRANSENER realiza un breve análisis de la evolución de los costos históricos, donde concluye que sus costos medios como TRANSPORTISTA han disminuido a lo largo del periodo que abarca desde el año 1999 hasta el año 2016.

Que por otra parte, la TRANSPORTISTA asegura que el incremento de costos de los insumos y servicios de los últimos CINCO (5) años ha impactado en el nivel de actividad operativo afectando directamente al mantenimiento del equipamiento.

Que TRANSENER dice que en el último quinquenio el incremento de los gastos reales operativos fue menor al proceso inflacionario y de aumento de costos que tuvo para la prestación del mismo servicio, afectando la

disponibilidad presupuestaria para destinar recursos a cuestiones relacionadas al mantenimiento de las instalaciones (reparaciones generales, limpieza de servidumbre, contrataciones, mejoras civiles, etc.).

Que la TRANSPORTISTA para el año 2017 prevé que será necesario incrementar el nivel de actividad operativa a los fines de cumplir con los programas de mantenimiento estacional definidos en los procedimientos y preservar las instalaciones que abarca la concesión en condiciones de calidad y seguridad.

Que además, TRANSENER proyecta un aumento respecto de los años 2015 y 2016 a los fines de ejecutar tareas de mantenimiento no críticas demoradas en el tiempo que permitan facilitar y mejorar las atención de las instalaciones (adecuación de infraestructura civil de Estaciones Transformadoras (EETT), política de mantenimiento de Reguladores bajo Carga (RBC) de transformadores, mejoras en servidumbre administrativa de electroducto, capacitación, mayores comisiones de trabajo).

Que la TRANSPORTISTA contempla además, respecto de años anteriores el crecimiento de las instalaciones e incorporación equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) de la dotación actual de personal para completar la plantilla de personal mínima necesaria, a los fines de optimizar los planteles y atender las instalaciones conforme los requerimientos establecidos en los procedimientos e instructivos de mantenimiento recomendados por los especialistas.

Que TRANSENER presentó el informe denominado “Descripción de Pautas y Justificación de Proyecciones de Costos 2017 – 2021”, donde explica las proyecciones de cada rubro de costos para el próximo período tarifario, realizadas en PESOS constantes de diciembre de 2016, en base a las instalaciones en servicio al 31 de diciembre de 2016, incluyendo los costos de los automatismos de Desconexión Automática de Generación y de Demanda de Exportación (DAG NEA - DAG NOA), de Desconexión Automática de Transmisión (DAT) Ezeiza-Rodríguez y del Sistema de Monitoreo de Oscilaciones (SMO), Reactivo (Reactores y Compensadores Sincrónicos –CCSS-), como así también operación y mantenimiento de los equipamientos financiados mediante la Resolución ex - SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1 de fecha 2 de enero de 2003.

Que en el Rubro “costos de personal”, que es el más importante en la estructura de costos de la TRANSPORTISTA, ésta proyecta un incremento del SETENTA Y CUATRO POR CIENTO (74%) a valores corrientes para el año 2017 respecto del 2015, que justifica por el incremento en el costo promedio de los salarios por aumentos en las remuneraciones y mayores costos laborales otorgados durante el año 2016, y porque prevé nuevos ingresos de personal en los años 2017-2021, aduciendo que actualmente se encuentra al límite de sus posibilidades.

Que TRANSENER dice que la cantidad de personal regulado al 31 de diciembre de 2015 era de 740 empleados, más 97 empleados asignados a la operación y mantenimiento de equipamientos recibidos del denominado “Plan Federal” y 51 empleados, a la operación y mantenimiento de otras ampliaciones, totalizando 926 empleados si se consideran los 38 empleados de la actividad no regulada.

Que TRANSENER informa al 30 de septiembre de 2016 un total de 932 empleados, y prevé la incorporación de 36 vacantes pendientes hasta el 31 de diciembre de 2016, y de 137 personas para el año 2019, no previendo ingresos de personal para los años 2020 y 2021.

Que en el Rubro “otros costos del personal” TRANSENER proyecta un incremento del CIENTO CINCUENTA Y UN POR CIENTO (151%) en 2017 respecto de 2015 a valores corrientes, y los explica por los nuevos programas de capacitación, las variaciones en la cantidad de personal y en sus precios.

Que para el año 2017, TRANSENER prevé como gasto extraordinario la entrega de camperas y mameluco térmico los cuales cuentan con una frecuencia de entrega trianual, lo cual representa un incremento respecto al año 2015.

Que no se proyectan costos en “honorarios por servicios” para el período 2017-2021.

Que en cuanto a los “honorarios profesionales”, que incluyen principalmente honorarios por consultoría técnica, legales, auditoría externa e interna, asesoramiento del Comité de Auditoría y honorarios por desarrollo de Sistemas, TRANSENER requiere un incremento del CIENTO CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (158%) respecto de 2015 asociado a las nuevas instalaciones a incorporar en el año 2017 y a los mantenimientos extraordinarios previstos para el año.

Que la TRANSPORTISTA proyecta para el año 2017 una variación del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58%) respecto de 2015 a valores corrientes en el rubro “mantenimiento de equipos eléctricos”, por las variaciones de precio y tipo de cambio, previendo un incremento del stock por nuevas instalaciones.

Que en “materiales y contrataciones para obras”, TRANSENER proyecta una disminución del TREINTA Y TRES POR CIENTO (33%) para el año 2017, estimando que la contratación de servicios no alcanzará el nivel del año 2015.

Que en combustibles y lubricantes, la TRANSPORTISTA prevé un incremento total del rubro del TREINTA Y TRES POR CIENTO (33%) para el año 2017 respecto de 2015 a valores corrientes. TRANSENER asegura que desde enero de 2015 a la fecha de su presentación, el precio del gasoil se ha incrementado un CINCUENTA Y UN POR CIENTO (51%), verificando desde Enero/16 a la fecha un incremento del TREINTA Y UN POR CIENTO (31%), previendo para 2017 una variación adicional por las nuevas instalaciones y los mantenimientos adicionales a realizar.

Que en el Rubro “mantenimiento general”, que incluye los contratos de reparación, mantenimientos periódicos prestados por terceros, materiales y repuestos relacionados con el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de sus instalaciones, la reparación de rodados, edificios e instalaciones cuyo monto y efecto en la vida útil de los bienes no implique ser considerado como inversiones, TRANSENER proyecta un incremento del costo en mantenimiento general del CIENTO DIEZ Y OCHO POR CIENTO (118%) en términos corrientes en comparación con el año 2015, que justifica por el incremento de costos de la construcción (según INDEC desde Dic/14 a Oct/16 el índice de la construcción tuvo una variación del SESENTA Y NUEVE POR CIENTO (69%), y del DIEZ Y OCHO COMA NUEVE POR CIENTO (18.9%) entre el mes de Enero/2016 y Julio/2016), por mayores costos en las reparaciones de rodados, en particular los equipos pesados y especiales.

Que además, para el 2017 TRANSENER prevé un incremento del gasto en este concepto por la contratación del especialista para el mantenimiento de los RBC, y un incremento en el mantenimiento rutinario y reparaciones especiales que, por restricciones presupuestarias, no fueron efectuadas en años anteriores; y también se agregan, según indica la TRANSPORTISTA, las reparaciones previstas en el Plan de Mejoras ambientales conforme el plan PGA informado al ENRE para el periodo 2017/2020.

Que en cuanto al consumo de energía eléctrica en las Estaciones Transformadoras, Edificios (Sede Central, Colonia Valentina, Rosario Oeste, etc.) y repetidoras de los sistemas de microondas, TRANSENER prevé un aumento del CIENTO OCHENTA Y NUEVE POR CIENTO (189%) para 2017, que obedece principalmente al incremento del precio estacional de la energía y a la incorporación de instalaciones observadas entre los años 2015/2016, más las nuevas incorporaciones previstas para el 2017.

Que en los gastos por Administración del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), el incremento previsto para el año 2017 es del CUATROCIENTOS TREINTA Y UN POR CIENTO (431%) en términos corrientes respecto del año 2015, y TRANSENER lo asocia a la variación de su propia remuneración, lo que provoca el incremento de su participación en los gastos.

Que para la Tasa de Fiscalización y Control que se abona al ENRE conforme el Artículo 66 de la Ley 24.065, TRANSENER proyecta una variación respecto del año 2015 del 130%, y en la cuota social de la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), TRANSENER prevé una variación 2017 vs. 2015 del 7%.

Que en el rubro “comunicaciones”, que incluye el canon de la COMISIÓN NACIONAL DE COMUNICACIONES (CNC), los servicios de comunicaciones satelitales y telefonía celular, accesos de Internet, vínculo con los servidores de Sede Central y el resto de las tarifas telefónicas, el incremento previsto por TRANSENER a valores corrientes en el rubro es del 75% comparando el año 2017 con el 2015, adjudicándolo principalmente al aumento de los costos de contratación de los servicios de datos más los nuevos contratos asociados a las nuevas instalaciones del periodo 2015/2016 más las nuevas instalaciones previstas para el 2017. Adicionalmente, señala que está implementando nuevos sistemas informáticos a fin de actualizar las herramientas de gestión, que implican una ampliación de los sistemas de comunicación y su consecuente ampliación de costos. También hay un aumento del canon CNC, el alquiler de un mayor espacio de comunicaciones y la contratación de nuevos servicios de datos para transferencia de información.

Que en los “servicios de transporte” del personal, que tiene su base de mantenimiento en las EETT Rosario Oeste y Ezeiza, estaciones que, según expone, se encuentran a varios kilómetros de distancia de centros urbanos de residencia, con déficit de servicio público de transporte para llegar a las bases, TRANSENER proyecta un incremento del 74% que obedece al incremento de precios en el periodo Ene/2015 – Oct/2016 de las empresas de transporte; y a la ampliación del servicio con motivo del plan de ingreso de personal propuesto que hace necesario incrementar el servicio de traslado, y nuevos recorridos para traslado de personal a ET Ezeiza y a la nueva base en ET Campana.

Que en cuanto al cargo devengado por cobertura de “Seguros” relativos a todo riesgo operativo (equipos de estaciones), vehículos (automotores, camionetas, camiones, grúas, etc.), transporte importación / exportación, valores en caja, responsabilidad civil, transporte terrestre, aeronavegación, entre otros; la TRANSPORTISTA justifica un incremento del 41% para el período 2017 por la variación de los valores de reposición de los bienes asegurados, por la mayor obsolescencia de los equipos y por una vida útil remanente más baja, y por las nuevas incorporaciones del periodo (Equipos/Vehículos).

Que en el rubro de “alquileres” de oficinas, antenas de comunicaciones, rodados, viviendas al personal y maquinaria, se proyecta un incremento del 34% para el próximo período, que justifica por la necesidad de alquiler de equipos para la realización de los diversos mantenimientos adicionales previsto en el año, y también un incremento del gasto asociado a las nuevas instalaciones.

Que en “viajes y estadías”, TRANSENER proyecta para 2017 un incremento del 100%, que justifica conforme a las actualizaciones periódicas que se acuerdan con las entidades sindicales (62,35% de Enero/15 a Oct/16), y adicionalmente, por el incremento asociado al personal a ingresar para el año y los viáticos asociados a los Mantenimientos Extraordinarios a realizar.

Que en cuanto a los costos de las Licencias de Software, suministros informáticos (tóner, repuestos para P.C., C.D,’s, etc.), gastos de papelería, insumos de oficina, las impresiones, folletería institucional, y la impresión de los libros Memoria y Estados Contables, TRANSENER proyecta un importante incremento del 243% a valores corrientes, que adjudica a incremento de precios y costos de las contrataciones por reparación y mantenimiento de impresoras, equipos de escritorio y repuestos menores; a la ampliación de servicios asociado al incremento de personal e instalaciones del periodo 2015/2016; a la necesidad de equipar de artículos de oficina y suministros informáticos (software y equipamiento) las instalaciones a incorporar en el 2017; y a la renovación de licencias de software utilizados por el personal de Protecciones, Control y Comunicaciones.

Que en el rubro “impuestos, tasas y contribuciones”, la TRANSPORTISTA proyecta un incremento para el 2017 respecto al período 2015 del 1547%, que según TRANSENER obedece a incrementos asociados a la variación de precios del período, a la aplicación del Impuesto Ley Débitos/Créditos a una mayor cantidad de cobranzas, pagos y al incremento de las alícuotas municipales, provinciales y en patentes vehiculares (afectadas por el incremento de la valuación de los vehículos).

Que los “honorarios de Directores y Síndicos”, el aumento en la proyección 2017 del rubro es del SETENTA Y DOS POR CIENTO (72%).

Que en el rubro “vigilancia y seguridad” en estaciones y oficinas, TRANSENER proyecta un incremento del NOVENTA Y DOS POR CIENTO (92%), informando que obedece al aumento del costo de los servicios para las nuevas contrataciones a valores 2016 (Convenio de vigiladores año 2016: 38% de aumento, Gendarmería Nacional, Policía de la Provincia de Buenos Aires y Provincial de la Pampa que trasladan directamente al precio de los Servicios los aumentos salariales impulsados por el Gobierno) y nuevos servicios, como por ejemplo las EETT Gran Paraná, Lavalle, Santiago del Estero, y Río Santa Cruz.

Que en cuanto al servicio de mantenimiento de estaciones y la limpieza de oficinas, la variación de costos proyectada del rubro es del 80% respecto al período 2015, que según TRANSENER obedecen principalmente al aumento real de costos del servicio de limpieza de oficinas y estaciones que supera la pauta general de incrementos de gastos de la compañía, principalmente en estaciones alejadas de grandes centros urbanos donde adicionalmente al costo de la mano de obra, se tiene el impacto del combustible por los traslados del personal de los centros urbanos a los sitios de trabajo.

Que en el costo correspondiente al servicio de limpieza y desmalezamiento de electroductos, el aumento proyectado por la TRANSPORTISTA respecto al período 2015 es del 188%, y, de acuerdo a TRANSENER, obedece al incremento de precios o del costo promedio de la limpieza con maquinaria liviana (TREINTA Y DOS POR CIENTO -32%- $2090/ha en 2015 Vs $2700/ha en 2016), al incremento del valor por hectárea del control del desmonte y destoconado de árboles con maquinaria pesada ($76000/ha en May/15 vs $90000/ha a Ago/16), y el de control vegetación en terraplenes de acceso y bases de torres en la zona ($8700/ha en May/15 vs $13.200/ha a Abr/16).

Que TRANSENER manifiesta la necesidad de recuperar accesos a líneas que se vieron afectados por las recientes inundaciones en el litoral. Asimismo, la de ampliar la cantidad de hectáreas en las que se prevé realizar el servicio en las instalaciones concesionadas.

Que, en particular, en la Regional Norte de TRANSENER, se prevé avanzar con la limpieza de 5000 hectáreas (vs 2500 ha en 2015) en las LEATs 5LURG, 5LUGM, 5MARE, 5LARE, 5SGGP y 5STSG que actualmente presentan gran dificultad de acceso y transitabilidad.

Que, en el rubro de gastos “diversos”, que incluye gastos de publicidad y avisos, costos por juicios, servidumbres administrativas, otros gastos operativos y administrativos, gastos de representación corporativa, fletes y acarreos, etc., TRANSENER presupuesta para el año 2017 una variación del 195% respecto del año 2015 a valores corrientes, que responde exclusivamente a la previsión realizada para la

atención de las emergencias operativas, así como al incremento en los costos de Congresos, Conferencias y Eventos y un incremento en el valor de los servicios (agua, mensajería, servicio de taxi, expensas, etc.).

Que para finalizar con la presentación del informe de justificación de costos de TRANSENER, resulta imprescindible destacar que los valores de costos proyectados presentados por la TRANSPORTISTA en los formularios F400 de costos operativos, F401 de costos operativos por equipos y F600 de sueldos que acompañan al mismo, no coinciden con los presentados en el informe “Determinación del ingreso requerido de la “Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER Sociedad Anónima” elaborado por la consultora MacroConsulting, de fecha 16 de noviembre de 2016.

Que, en definitiva, los costos totales de operación y mantenimiento proyectados por TRANSENER en su requerimiento de ingresos para el próximo período tarifario en pesos constantes de 2016 son: PESOS MIL QUINIENTOS NOVENTA Y CUATRO MILLONES NOVECIENTOS SETENTA MIL ($ 1.594,97 millones) en el año 2017; PESOS MIL SEISCIENTOS SIETE MILLONES SETECIENTOS CUARENTA MIL ($ 1.607,74 millones) en 2018; PESOS MIL SEISCIENTOS QUINCE MILLONES OCHOCIENTOS DIEZ MIL ($ 1.615,81 millones) en 2019; PESOS MIL SEISCIENTOS VEINTIDOS MILLONES QUINIENTOS OCHENTA MIL ($ 1.622,58 millones) en 2020; y PESOS MIL SEISCIENTOS VEINTIDOS MILLONES QUINIENTOS OCHENTA MIL ($ 1.622,58 millones) en 2021.

Que en PESOS constantes de diciembre de 2015, los costos totales de operación y mantenimiento proyectados por TRANSENER en su requerimiento de ingresos para el próximo período tarifario son: PESOS MIL CIENTO SESENTA Y CUATRO MILLONES DOSCIENTOS DIEZ MIL ($ 1.164,21 millones) en el año 2017; PESOS MIL CIENTO SETENTA Y TRES MILLONES QUINIENTOS CUARENTA MIL ($ 1.173,54 millones) en 2018; PESOS MIL CIENTO SETENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS VEINTE MIL ($ 1.179,42 millones) en 2019; PESOS MIL CIENTO OCHENTA Y CUATRO MILLONES TRESCIENTOS SETENTA MIL ($ 1.184,37 millones) en 2020; y PESOS MIL CIENTO OCHENTA Y CUATRO MILLONES TRESCIENTOS SETENTA MIL ($ 1.184,37 millones) en 2021.

Que, a requerimiento del ENRE, la empresa TRANSPORTISTA presentó un listado de las instalaciones existentes al momento de la toma de posesión con servidumbres administrativas de electroducto no constituidas, con estimación de los montos indemnizatorios y costos requeridos para su regularización.

Que TRANSENER estimó en PESOS VEINTE MILLONES OCHOCIENTOS VEINTE MIL ($ 20,82 millones) los gastos de gestión para la constitución de servidumbres de electroducto pendientes de constitución, que incluye el costo de los informes de dominio, certificación de firmas, viáticos, comunicaciones, movilidad, costos judiciales y gastos varios.

Que se trata de un total de 3.681 parcelas a regularizar en un plazo previsto de CINCO (5) años, estimando TRANSENER las indemnizaciones a los propietarios en un monto de DOLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS VEINTIUN MIL (U$S 49.521.000).

Que, de acuerdo a la Resolución ENRE N° 524/16, TRANSENER debía presentar los planes de inversión para los CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la Revisión Tarifa Integral.

Que la TRANSPORTISTA presentó la información requerida por Nota ENRE N° 122751, mediante la Nota de Entrada N° 236.100, obrante a foja 891 y siguientes del Expediente del Visto.

Que en su presentación la TRANSPORTISTA expresa que, habida cuenta la naturaleza de la actividad, la diversidad y la antigüedad del equipamiento existente, las necesidades de inversión requieren una continuidad en el tiempo que excede un período tarifario.

Que adicionalmente TRANSENER dice que, en la evaluación de los plazos de ejecución, se ponderaron diferentes aspectos: disponibilidad financiera para asumir los proyectos; capacidad de proveedores para cumplimiento de plazos de ejecución y entrega de productos y servicios; disponibilidad de recursos propios para ejecución o supervisión; disponibilidad de instalaciones.

Que, asimismo, señala TRANSENER que debe ser considerado que un importante porcentaje de los trabajos requieren la indisponibilidad de equipos, para lo cual resulta necesario llevar a cabo coordinaciones con CAMMESA y demás agentes del MEM.

Que el Plan de Inversiones propuesto por la TRANSPORTISTA, se compone de 2.223 obras con una inversión total en los CINCO (5) años de PESOS TRES MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y SEIS MILLONES DOSCIENTOS SESENTA MIL ($ 3.486,26 millones), a precios de diciembre de 2016, con la siguiente asignación anual: PESOS SETECIENTOS VEINTISIETE MILLONES NOVECIENTOS MIL ($ 727,90 millones) en el año 2017; PESOS SETECIENTOS QUINCE MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA MIL ($ 715,98 millones) en 2018; PESOS SEISCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS MIL ($ 689,20 millones) en 2019; PESOS SETECIENTOS CINCO MILLONES SETECIENTOS OCHENTA

MIL ($ 705,78 millones) en 2020; y PESOS SEISCIENTOS CUARENTA Y SIETE MILLONES CUATROCIENTOS MIL ($ 647,40 millones) en 2021.

Que el detalle de las inversiones propuestas consta a fojas 1075 a 1290 del Expediente del Visto.

Que el 1° de noviembre de 2016 TRANSENER presentó la metodología y resultados correspondientes para la determinación de la base de capital regulada (BCR) de la TRANSPORTISTA, referido a la conformación y justificación de la determinación de la base de capital pretendida por esa Concesionaria.

Que en su presentación TRANSENER destaca las diferencias conceptuales que a su criterio existen entre la Resolución ENRE N° 524/2016 y los criterios acordados en el Acta Acuerdo UNIREN para la determinación de la base de capital, tal como se señala en el punto 3.2 del Informe antes mencionado.

Que, asimismo, TRANSENER hace expresa reserva de derechos respecto de los criterios adoptados por este Ente Regulador con relación a: (i) las alternativas complementarias para la determinación de la base de capital previstas en el Acta Acuerdo UNIREN, mientras que el ENRE limita la estimación a una sola de ellas; (ii) el inicio de la concesión como punto de partida para la estimación, desde el momento que el ENRE impone la utilización del valor de la revisión tarifaria para las transportistas que hayan tenido una (como es el caso de TRANSENER); (iii) el criterio de inversiones brutas (sin amortizaciones ni depreciaciones) del Acta Acuerdo UNIREN, mientras que el ENRE dispone la utilización de valores netos (restando depreciaciones); y (iv) considerar el conjunto de los activos de la empresa conforme el Acta Acuerdo UNIREN, mientras que el ENRE impone una separación de la BCR entre actividades reguladas y no reguladas.

Que luego de una breve introducción, el informe “Determinación de la base de capital de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER Sociedad Anónima” que presenta la TRANSPORTISTA, en su sección 2 detalla el marco conceptual teórico (sus principios económicos y regulatorios), analiza la normativa aplicable (Acta Acuerdo UNIREN ratificada por Decreto PEN N° 1462/2005 y Resolución ENRE N° 524/2016) y presenta la metodología a emplear para la determinación de la BCR.

Que, para mayor abundamiento sobre dicha Sección 2 del citado informe éste puede consultarse en el Expediente del Visto.

Que en lo referente a la Sección 3 de dicho Informe, la TRANSPORTISTA expone los resultados de la determinación de la BCR, conforme a los criterios que se explicitan a continuación.

Que, en efecto, para la determinación del BCR, TRANSENER identifica dos períodos: 1) el período del régimen contractual original que llega hasta el 6 de enero de 2002 y 2) el correspondiente al período de transición que abarca desde la puesta en vigencia del Acta Acuerdo hasta la aprobación de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI.

Que la TRANSPORTISTA expresa que existen dos alternativas para determinar el valor inicial de la BCR: 1°) conforme el Acta Acuerdo UNIREN corresponde considerar el valor de inicio del balance contable del año 1994 correspondiente al CIEN POR CIENTO (100%) del paquete accionario más las deudas financieras y fiscales menos disponibilidades de caja (USD 406,2 millones) y 2°) siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016 (USD 310,9). En el desarrollo posterior del trabajo, TRANSENER emplea este último valor, pero dice que “difiere del criterio acordado en el Acta Acuerdo lo que podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de TRANSENER”.

Que las inversiones que incorpora la TRANSPORTISTA en el período original corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores descontando las bajas de bienes de uso de cada año, según el anexo de los respectivos balances.

Que, de igual forma obtiene las depreciaciones o amortizaciones de bienes de uso del mismo período y, siguiendo los criterios de la Resolución ENRE N° 524/2016, las depreciaciones contables se corrigen considerando el TREINTA POR CIENTO (30%) de prima por actividades no reguladas determinada por el ENRE en la última revisión tarifaria de TRANSENER.

Que dado que para TRANSENER, todos los valores del periodo original están expresados en dólares estadounidenses, utiliza para actualizarlos hasta diciembre de 2001 el índice de precios al consumidor - CPI - de EEUU nivel general.

Que de esta forma TRANSENER obtiene una BCR a diciembre de 2001 valuada en USD 361,4 millones (al final del periodo original).

Que TRANSENER señala que el valor en dólares del año 2001 debe ser pesificado, y tomando en consideración los siguientes argumentos: una interpretación económica de la Ley de Emergencia Económica; la necesidad de un trato no discriminatorio respecto de otros inversores en la economía

argentina; y el antecedente regulatorio del tratamiento de la 4ta Línea por el ENRE; propone adoptar un tipo de cambio de 1,4 $/USD (UN PESO CUARENTA CENTAVOS por DÓLAR ESTADOUNIDENSE).

Que de esta forma resulta una BCR de inicios de 2002 de $ 506 millones.

Que al igual que en el período original, a partir del año 2002 TRANSENER incorpora a la BCR las inversiones conforme las altas, bajas y depreciaciones contables de bienes de uso, y corrige estas últimas considerando el TREINTA POR CIENTO (30%) de prima por actividades no reguladas determinada por el ENRE en la última revisión tarifaria de TRANSENER.

Que para actualizar los valores corrientes y expresarlos en moneda homogénea de diciembre de 2016, TRANSENER utiliza el Índice de Precios al Consumidor (IPC), que a partir del año 2007 empalma con el Índice de Precios al Consumidor de la Provincia de SAN LUIS.

Que de esta forma TRANSENER determina para la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos de su actividad regulada en el período 2017 – 2021, un valor de 12.213,8 millones de pesos constantes de diciembre de 2016.

Que posteriormente, dado que la Resolución ENRE 524/2016 requiere determinar el valor de la BCR a diciembre de 2015, TRANSENER deduce al valor señalado las inversiones y depreciaciones del año 2016 para llegar a un valor de $ 12.023,1 millones en moneda de diciembre 2016. Luego lo deflaciona por el IPC San Luis para obtener una BCR a diciembre de 2015 de $ 8.588 millones.

Que, por último, la TRANSPORTISTA calcula el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y el Valor Total Depreciado (VTD), utilizando como punto de partida el informe final de la “Auditoria Técnica y Económica de los Bienes afectados al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión” contratado por TRANSENER con MERCADOS ENERGETICOS – TRANELSA – DISERVEL, en el marco del Acta Acuerdo UNIREN.

Que TRANSENER ajusta los valores que surgen la auditoria empleando índices de precios específicos nacionales y externos para actualizar los valores hasta diciembre de 2016, y luego hasta diciembre de 2015. En cuanto a las vidas útiles consideradas para determinar el VTD, utiliza las establecidas en el estudio original ajustadas por el tiempo transcurrido, con excepción de las líneas, cuya vida útil ha sido extendida.

Que de esta forma, la TRANSPORTISTA obtiene un VNR de USD 3.967,2 millones y un VTD de USD 1.847,6 millones a diciembre de 2015.

Que, con fecha 16 de noviembre de 2016 TRANSENER presenta el informe “Determinación del ingreso requerido de la “Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER Sociedad Anónima”, elaborado por la consultora MacroConsulting.

Que en el Informe citado en el Considerando precedente, luego de un breve análisis de la normativa en función de la cual corresponde, a su juicio, TRANSENER determina el ingreso regulatorio para el quinquenio 2017 – 2021 y adopta los siguientes criterios para estimar el requerimiento de ingresos: a) la base de capital inicial se corresponde con la determinada en el informe “Determinación de la base de capital de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER Sociedad Anónima” al inicio del quinquenio; b) considera un período de CINCO (5) años; c) la fecha de valuación que adopta es diciembre de 2016; d) los valores de costos de operación y mantenimiento e inversiones se corresponden con valores eficientes; e) incluye un costo adicional por los riesgos adicionales que implica para TRANSENER operar y mantener equipamientos que no forman parte de su BCR, como por ejemplo los activos del Plan Federal, los enmarcados en la Resolución Ex - SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 01 de fecha 2 de enero de 2003, o las ampliaciones del sistema financiadas por terceros, que asocia el mayor riesgo por operar estos activos con el concepto de apalancamiento operativo de la empresa, y mide el impacto que tiene ese riesgo incremental sobre el beta de los activos de la empresa, utilizada para calcular la tasa de rentabilidad de la TRANSPORTISTA; f) incluye un costo relativo a los riesgos asociados a los Transportistas Independientes (TI), basado en el valor del equipamiento que TRANSENER debería tener para cubrir su posterior actuación frente a incumplimientos de los TI.

Que en función de los costos de operación y mantenimiento, penalidades y premios asociados, e inversiones el ingreso anual requerido por TRANSENER es de 4.225,5 millones de PESOS constantes de diciembre de 2016, que expresado en moneda constante de diciembre de 2015 es de $ 3.084,28 millones.

Que, en su pretensión tarifaria, para la actualización de los ingresos que surjan de la Revisión Tarifaria Integral, TRANSENER propone una fórmula de ajuste semestral basada en el Índice de Variación Salarial y en el Índice de Precios Industrial Mayorista que además incluye un factor de ajuste, a fin de asegurar la sostenibilidad económica de la concesión, según expresa la TRANSPORTISTA.

Que el factor de ajuste propuesto calcula las diferencias entre los costos crecientes por inflación y los ingresos corrientes, las capitaliza y las contempla dentro del semestre siguiente.

Que respecto del factor de estímulo a la eficiencia, en la Sección 2.2.5 del informe “Determinación del ingreso requerido de la “Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER Sociedad Anónima” elaborado por la consultora MacroConsulting, la TRANSPORTISTA menciona que durante el periodo de transición estuvo “sometida a severas restricciones financieras”, con tarifas decrecientes en términos reales.

Que, por ello TRANSENER sostiene que “las estimaciones presentadas se basan en costos eficientes alcanzables en el período por lo cual no resultaría correcto el aplicar una reducción por eficiencias en el quinquenio.”.

Que en cuanto al régimen de premios y penalidades, la TRANSPORTISTA manifiesta que en la presente Revisión Tarifaria Integral es necesario establecer un nuevo sistema de premios —a partir de la vigencia del resultado de la presente Revisión Tarifaria Integral—, que cumpla estrictamente las disposiciones del Contrato de Concesión, a la vez que contemple —debidamente y bajo reglas precisas— las diversas situaciones ocurridas a lo largo de los 23 años de la operación y mantenimiento del Sistema de Transporte en Alta Tensión, entre ellas los supuestos derivados de caso fortuito o fuerza mayor.

Que, en base a la metodología establecida por la Resolución ENRE N° 1319/98, TRANSNER propone establecer un nuevo Régimen de Premios, sustentado en las indisponibilidades que reflejan el nivel de calidad de servicio efectivamente prestado por TRANSENER y que estimule a continuar realizando esfuerzos para mejorar la calidad del servicio a prestar respecto del nivel de Calidad de Servicio, registrado en el período comprendido entre el mes de Enero de 2011 y el último mes en el que el ENRE haya resuelto la aplicación de sanciones a TRANSENER.

Que TRANSENER sostiene, a su vez, que dicho Sistema de Premios deberá tener en cuenta los siguientes conceptos: a) Premio mensual por Equipamiento; b) Período Histórico de Análisis; c) Penalización Media Mensual Histórica (PMMH); d) Equipamiento de TRANSENER; e) Eventos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor; f) Eventos de Terceros; g) Ampliaciones del Sistema de Transporte; h) Restricciones del Sistema de Transporte; i) Indisponibilidades Adicionales.

Que, en lo que respecta a la calidad del servicio, la TRANSPORTISTA expuso y analizó las razones por las cuales no debería ser penalizada en caso de indisponibilidades solicitadas por terceros u originadas en instalaciones de terceros.

Que, a su vez, TRANSENER hace referencia al Artículo 6 de la Resolución ENRE N° 552/2016, y en lo referente a las condiciones de operación del Sistema y el límite de transferencia solicita que tales indisponibilidades no sean consideradas ni para el cálculo de sanciones, ni a los efectos del cálculo de premios, ni de la tasa de fallas mensual, ni de cualquier otro índice que el ENRE decidiera implementar. También solicita no perder la remuneración que aplica CAMMESA durante el tiempo que perdure la indisponibilidad.

Que la TRANSPORTISTA solicita que las “indisponibilidades consecuentes” sean consideradas como salidas de servicio por razones operativas, ya que por razones de índole técnica no pueden ser evitadas, y por ende no deberían ser pasibles de sanción.

Que, en igual sentido, solicita que las indisponibilidades asimiladas a una Condición Operativa no sean consideradas a los efectos del cálculo de premios, ni de la tasa de fallas mensual, ni de cualquier otro índice que el ENRE decidiera implementar.

Que, por último, también requiere que el ENRE determine la inaplicabilidad de la pérdida de remuneración para el caso de indisponibilidades consecuentes, y en tal sentido instruya a CAMMESA.

Que TRANSENER agrega que existen situaciones en las que las instalaciones y/o equipamiento que comprenden el Sistema de Transporte requieren llevar a cabo tareas de mantenimiento que exceden las características de un mantenimiento programado, requiriendo una mayor intervención, debido a la magnitud de los trabajos a realizar y del tiempo que demandan tales trabajos. A estas situaciones las denomina Intervenciones Mayores en Equipamiento, y solicita que los tiempos de indisponibilidad que insuman dichos trabajos de intervención mayor sobre equipamiento no sean pasibles de sanción.

Que además, TRANSENER solicita se aplique un régimen específico de Calidad de Servicio a los Compensadores Sincrónicos instalados en la ET Ezeiza.

Que, por último manifiesta, respecto del Régimen de Calidad y Penalizaciones, que en caso que el ENRE disponga que la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET) sea equivalente a CERO (0), con el fin de mantener la ecuación económica – financiera dada al inicio de la Concesión, debería reducir los coeficientes de sanciones al SESENTA Y SIETE POR CIENTO (67%) de los valores actualmente vigentes.

Que los costos totales (regulados y no regulados) proyectados para el año 2017 en los formularios F400, F401 y F600 presentados por TRANSENER alcanzan a $ 1.967,43 millones, previendo la TRANSPORTISTA un incremento de $ 817,30 millones respecto de los costos declarados en 2015 ($ 1.150,13 millones), observándose un aumento del SETENTA Y UN POR CIENTO (71%) a valores corrientes.

Que como se mencionara en Considerandos precedentes, TRANSENER realizó las proyecciones de costos del período 2017/2021 en PESOS, a valores reales constantes, expresados en moneda de diciembre de 2016.Que estos valores a fin de comparar con el período 2015 fueron deflactados en un TREINTA Y SIETE POR CIENTO (37%), que es la inflación acumulada del año 2016 a la fecha de la presentación de la información.

Que los datos del balance del año 2015 están expresados en PESOS a su costo histórico, y a fines comparativos, se han ajustado por un CATORCE COMA CINCO POR CIENTO (14,5%) —inflación del segundo semestre del año 2015—, bajo el supuesto que de esta forma nos acercamos a valores homogéneos del 31 de diciembre de 2015.

Que, en nuestro análisis de los costos requeridos por TRANSENER, no se consideran como parte de dicho costo total las depreciaciones de bienes de uso ni los costos imputados por TRANSENER a actividades no reguladas consistentes en asistencia técnica, consultoría, operación y mantenimiento en alta tensión para terceros y otras. Cabe consignar que la participación de los “costos no regulados” de acuerdo a la asignación realizada por la TRANSPORTISTA es inferior al CINCO POR CIENTO (5%).

Que, a su vez, tampoco son considerados como costos de la actividad regulada en el análisis que se realiza a continuación, aquellos asignados por TRANSENER a las actividades de supervisión de las ampliaciones de capacidad de transporte y a la supervisión de operación y mantenimiento de Transportistas Independientes, dado que ambas actividades no son remuneradas por la tarifa regulada.

Que en cambio, si se considera que forman parte de los costos de la TRANSPORTISTA los siguientes: aquellos correspondientes a la operación y mantenimiento de los equipamientos de la IV Línea Comahue - Buenos Aires, de los equipamientos de potencia reactiva (Reactores y Compensadores Sincrónicos —CCSS—), de los automatismos de Desconexión Automática de Generación y de Demanda de Exportación (DAG NEA - DAG NOA), de Desconexión Automática de Transmisión (DAT) Ezeiza-Rodríguez y del Sistema de Monitoreo de Oscilaciones (SMO), de los equipos construidos en el marco de la Resolución Ex - S.E. N° 01/2003 y de las Obras del Plan Federal operadas y mantenidas según Resoluciones Ex - S.E. N° 965/05 y N° 1341/06.

Que, en función de tales correcciones, el incremento proyectado por TRANSENER en los formularios F400, F401 y F600 para el año 2017 en los costos totales a valores corrientes es del OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (84%) —respecto del año 2015—, y a valores constantes de diciembre de 2015 el incremento requerido es del DIECIOCHO POR CIENTO (18%) —de $ 1.020,76 millones en el año 2015 a $ 1.199,46 millones proyectados para el año 2017—.

Que, sin embargo, como se explicitara anteriormente, los valores de costos proyectados, empleados por TRANSENER, en la determinación del ingreso requerido, no coinciden con las proyecciones de costos del período 2017/2021 presentados en los formularios F400, F401 y F600.

Que el costo total proyectado en el informe de determinación, el ingreso requerido por TRANSENER para el año 2017 es de $ 1.594, 98 millones, en moneda constante de 2016. A valores constantes de 2015 es de $ 1.164,22 millones, lo que representa un incremento del 14% respecto del año 2015.

Que, en cambio, nuestro análisis arroja como resultado un costo total para el año 2017 de $ 988,36 millones en moneda constante de diciembre de 2015. Es decir, un TRES POR CIENTO (3%) inferior al costo real del año 2015 y un QUINCE POR CIENTO (15%) menor al valor requerido por la TRANSPORTISTA para el año 2017 (respecto del informe de determinación del ingreso requerido).

Que, resulta necesario señalar que el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de los costos considerados, la TRANSPORTISTA los clasifica como de operación y mantenimiento, y el VEINTICINCO POR CIENTO (25%) restante como costos administrativos.

Que a fin de determinar el costo de operación y mantenimiento del próximo periodo quinquenal, se realizó un análisis de costos por rubro según su naturaleza.

Que en el rubro de “costos de personal”, TRANSENER proyecta una variación 2015- 2017 del OCHO POR CIENTO (8%) a valores constantes, solicitando se reconozca un incremento del DIEZ POR CIENTO (10%) en la cantidad de personal de explotación (68 personas más en 2017) y un DOCE POR CIENTO (12%) en la cantidad de personal administrativo (22 personas más).

Que para el año 2017 requiere una planta con 726 empleados en operación y mantenimiento y 201 empleados administrativos, un total de 927 empleados contra 837 del año 2015 (considerando exclusivamente los empleados de la actividad regulada declarados por TRANSENER en el formulario F600, y excluyendo el personal afectado a tareas de supervisión de ampliaciones y de capacidad de transporte y a la supervisión de operación y mantenimiento de transportistas independientes. La cantidad total proyectada es de 1031 empleados).

Que el SETENTA Y OCHO POR CIENTO (78%) del personal proyectado para 2017 realizaría tareas de explotación, y el VEINTIDOS POR CIENTO (22%) restantes tareas administrativas.

Que en cuanto al personal administrativo, se observa que ocupar en este tipo de tareas el VEINTIDOS POR CIENTO (22%) de la dotación es considerablemente más elevado que lo proyectado por EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA SA), para comparar con una empresa del mismo grupo económico, que requiere solo el SIETE COMA SIETE POR CIENTO (7,7%) de la nómina. Otra forma de expresar esta relación, sería decir que TRANSENER pretende contar con 3,6 empleados dedicados a operación y mantenimiento por cada trabajador administrativo. En tanto que TRANSBA pretende contar con 10 empleados de explotación por cada administrativo.

Que ante el requerimiento que sobre el particular realizara el Ente, por el hecho de tener conocimiento de que TRANSBA es una sociedad controlada por TRANSENER, ésta señaló respecto a los organigramas de ambas compañías que lo que se repite en los mismos no son sólo personas, sino áreas de las compañías.

Que, en tal sentido, TRANSENER señala que la Dirección y Sub Dirección General, las gerencias/Jefaturas de Administración y Finanzas, Recursos Humanos, Ingeniería Regulatoria, Asuntos Legales, Asistencia al Mantenimiento, Planificación y Operaciones de la Red, Ingeniería y Gestión Integrada de Riesgos, desarrollan funciones centralizadas tanto para TRANSENER como para TRANSBA.

Que estas áreas contaban al 31 de diciembre de 2015 con 186 empleados en TRANSENER y 31 en TRANSBA, que prestan servicios simultáneamente para ambas TRANSPORTISTAS. TRANSENER informa que el DIECISEIS POR CIENTO (16%) del costo del personal propio lo transfiere a TRANSBA.

Que, por otra parte, en la información que presenta TRANSENER en los formularios F 600, al asignar el personal por tipo de actividad, no carga personal administrativo a la actividad no regulada, lo que dada la importancia que reviste este tipo de actividades en esta TRANSPORTISTA, es indudable que parte del personal administrativo de la misma dedica tiempo de sus tareas a actividades no reguladas, sin que ella haga la asignación de personal correspondiente a cada actividad en su presentación.

Que en su presentación se puede ver que la cantidad total de empleados se incrementó un CATORCE POR CIENTO (14%) en el periodo 2011/2015, llamando la atención que la cantidad de empleados de la actividad no regulada se redujo un SETENTA Y SEIS POR CIENTO (76%), mientras que la cantidad de empleados de la actividad regulada aumentó un TREINTA Y SEIS POR CIENTO (36%).

Que el cambio más acentuado se ve entre el año 2013 y 2014, en el que la reducción de los empleados de la actividad no regulada en 133 empleados coincide con el incremento de empleados en la actividad regulada en 151 empleados.

Que la Dirección General de TRANSENER proyecta a diciembre de 2017 contar con 42 empleados, más 91 empleados en la Sub Dirección General. La Dirección de Ingeniería Regulatoria 16 empleados, la Dirección de Administración y Finanzas 100 y la de Recursos Humanos 38.

Que una parte importante de estos 287 empleados realiza actividades que sirven de soporte tanto a la actividad regulada como al resto de las actividades que desarrolla la TRANSPORTISTA.

Que, en consecuencia, de los 201 empleados administrativos previstos para el año 2017, se asigna un TREINTA POR CIENTO (30%) a las actividades no reguladas, considerando a tal fin la prima aceptada en la determinación de la base de capital. Se debe tener en cuenta que, la participación de TRANSENER en TRANSBA es, a los fines del análisis de costos y determinación de la tarifa de TRANSENER, una actividad no regulada. Dentro de este porcentaje se incluye el DIECISÉIS POR CIENTO (16%) que TRANSENER transfiere a TRANSBA.

Que se consideran justificados los ingresos de personal previstos para el año 2017 en la dotación de la Dirección Técnica, destinados a tareas de mantenimiento, técnicos de estación (3 técnicos por EETT) y personal de líneas (1 persona cada 100 km o 0,7 personas en circuitos en paralelo), con el fin de reforzar los cuadros técnicos afectados a la operación y mantenimiento y garantizar la prestación necesaria en la tres regiones de mantenimiento (Norte, Metropolitana y Sur).

Que se toma en consideración la necesidad señalada por la TRANSPORTISTA de incrementar el nivel de actividad operativa a los fines de cumplir con los programas de mantenimiento estacional definidos en los

procedimientos y preservar las instalaciones abarcadas por la concesión en condiciones de calidad y seguridad.

Que, por lo tanto, a los efectos de determinar el costo de personal para el año 2017, se considera una planta con 726 empleados en operación y mantenimiento y 145 empleados administrativos (reiteramos que no se incluyen el personal afectado a tareas de supervisión de ampliaciones y de capacidad de transporte y a la supervisión de operación y mantenimiento de transportistas independientes, que si bien son actividades reguladas, su costo no se cubre con el ingreso a determinar).

Que, en cuanto al costo salarial unitario proyectado por TRANSENER para el personal de explotación ($ 787.083 anuales por empleado) y el personal administrativo ($ 965.746 anuales por empleado), la relación Costo unitario Empleados Administración/Costo unitario Empleados Explotación es igual a 1,23. Es decir, el costo medio del empleado de administración pasa a ser un VEINTITRES POR CIENTO (23%) superior al del personal de explotación, cuando en el año 2015 el resultado de la misma relación era inferior a la unidad (0,98), es decir que el costo unitario del personal administrativo era inferior al de explotación.

Que en la proyección presentada por TRANSENER para el año 2017 vemos que el costo salarial promedio de sus empleados administrativos pasa a ser superior al del personal de explotación porque presenta un crecimiento del DIECINUEVE POR CIENTO (19%) a valores constantes que no fue debidamente justificado por la Transportista. Que, en consecuencia, se mantendrá para el año 2017 el costo unitario del personal administrativo en el valor observado en 2015 en términos constantes.

Que, por otra parte, se solicitó a TRANSENER la desegregación del costo en personal en los conceptos que lo integran, informando la TRANSPORTISTA que los mismos son sueldos, horas extras cargas patronales, beneficios a largo plazo, vacaciones no gozadas, indemnizaciones, plan de pensiones, seguros de vida y otros.

Que los “beneficios a largo plazo”, equivalentes al ONCE CON TREINTA Y CUATRO POR CIENTO (11,34%) del costo del personal de explotación en el año 2015, según la explicación que textualmente brinda la Trasportista son: “a) una bonificación por años de antigüedad que se abona al personal, que consiste en abonar un salario luego de VEINTE (20) años de permanencia y cada cinco hasta los CUARENTA (40) años, y b) una bonificación para todos los trabajadores que hayan acreditado los años de servicio con aportes para obtener la Jubilación Ordinaria. Los montos y condiciones varían según el convenio colectivo de trabajo y para el personal fuera de convenio.

Que los pasivos relacionados con las bonificaciones por antigüedad acumuladas y con los planes de beneficios al personal precedentemente mencionados, han sido reconocidos de acuerdo con lo requerido por la Norma Internacional de Contabilidad N° 19 y se determinaron contemplando todos los derechos devengados por los beneficiarios de los planes hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de Diciembre 2015, en base a un estudio actuarial.

Que el valor presente de las obligaciones por beneficios a empleados se determina descontando las salidas de fondos futuras estimadas utilizando las tasas de interés que la Sociedad estima adecuadas.”

Que TRANSENER proyecta para el periodo tarifario bonificaciones que serán pagadas en períodos tarifarios futuros, conforme los requieren las normas contables vigentes.

Que, desde el punto de vista de la determinación de la tarifa para el quinquenio 2017/2021, que surge de un modelo financiero que contempla los ingresos y egresos del período considerado, esta asignación de costos no es aceptable, motivo por el cual se solicitó a la TRANSPORTISTA que presente, en función de la antigüedad de la nómina actual, los beneficios cuyo pago se produciría en el período 2017/2021, asignándose en cada año el promedio de los beneficios a pagar en el quinquenio ($ 18,59 millones).

Que, en consecuencia, se mantiene el costo unitario por empleado administrativo en el valor observado en el año 2015, sin admitir la variación del DIECINUEVE POR CIENTO (19%) no justificada, y se ajusta el costo unitario proyectado por la TRANSPORTISTA para el personal de explotación del año 2017 en función del monto de beneficios de largo plazo asociado a este personal.

Que, aplicando los costos por empleado a la planta de 726 empleados en operación y mantenimiento y 145 empleados administrativos considerada, se justifica un costo de personal anual proyectado de $ 639,49 millones.

Que en el rubro “otros costos del personal”, se admite para el año 2017 un monto equivalente al DOS COMA CINCO POR CIENTO (2,5%) del costo de personal determinado por el ENRE, lo que implica una variación del TREINTA Y CUATRO POR CIENTO (34%) en moneda constante respecto del año 2015, en virtud de la mayor cantidad de personal de explotación, para cumplir con la entrega de camperas y mameluco térmico y cubrir los mayores costos de capacitación.

Que en el rubro “honorarios profesionales”, no encontramos justificado el incremento del SESENTA Y TRES POR CIENTO (63%) a valores constantes en el presente rubro, que TRANSENER busca asociar a las nuevas instalaciones a incorporar en el año 2017 y a los mantenimientos extraordinarios previstos para el año, y que, sin embargo, señala en las pautas generales de la proyección de costos que en su confección no tuvo en cuenta las incorporaciones posteriores al 31/12/2016. Se acepta para el año 2017 un monto equivalente al UNO COMA TRES POR CIENTO (1,3%) del costo total proyectado, manteniendo su participación en la estructura de costos del año 2015.

Que, en cuanto al “mantenimiento de equipos eléctricos”, se admite el monto de $ 9,91 millones requerido por la TRANSPORTISTA en este concepto, destinado a compras de stock de repuestos para el mantenimiento de los RBC de los trasformadores de potencia, y servicios auxiliares, así como otros materiales y contrataciones necesarios para el mantenimiento de las líneas, EETT y CCSS, que se asocia al mayor nivel de actividad operativa que se considera necesario a fin de cumplir con los programas de mantenimiento de las instalaciones.

Que el costo asociado a “materiales y contrataciones para obras” disminuye un SESENTA Y UN POR CIENTO (61%) respecto del año 2015 por la menor contratación de servicios.

Que corresponde en el rubro “combustibles y lubricantes”, aceptar el monto requerido por la TRANSPORTISTA, que en términos constantes es un VEINTIUNO POR CIENTO (21%) inferior al observado en el período 2015.

Que en el rubro “mantenimiento general”, se admite el incremento del TREINTA Y TRES POR CIENTO (33%) requerido por TRANSENER, en el entendimiento de que es necesario incrementar la actividad operativa de mantenimiento de las instalaciones, que por restricciones presupuestarias, no fueron efectuadas en años anteriores, además de agregar las reparaciones previstas en el Plan de Mejoras ambientales conforme el plan PGA informado al ENRE para el período 2017/2020.

Que, asimismo, se adicionan en este rubro el costo de aquellas obras que integraban el plan de inversiones presentado por TRANSENER, que a criterio del Ente constituyen gastos de mantenimiento no activables.

Que se admite el incremento en el costo del consumo de “energía eléctrica” en las Estaciones Transformadoras, Edificios y repetidoras de los sistemas de microondas es del SETENTA Y TRES POR CIENTO (73%) a valores constantes, y obedece a la variación del precio estacional en el MEM.

Que también se admiten los incrementos previstos en la participación de TRANSENER en los gastos de CAMMESA y en la Tasa de Fiscalización y Control que se abona al ENRE conforme el Artículo 66 de la Ley N° 24.065.

Que en cuanto al costo de la cuota social de ATEERA, se admite el valor proyectado por la TRANSPORTISTA, que en términos constantes disminuye un TREINTA Y DOS POR CIENTO (32%) en relación al período 2015.

Que en el rubro “comunicaciones”, el incremento del OCHO POR CIENTO (8%) a valores constantes, se justifica por el aumento de la cantidad de empleados en operación y mantenimiento, y las nuevas ET Paraná y Nueva San Juan. Asimismo, consideramos admisible el incremento requerido en virtud del ya mencionado aumento en la actividad de mantenimiento de las instalaciones.

Que, en relación a los “servicios de transporte”, el incremento del NUEVE POR CIENTO (9%) a valores constantes, se justifica por el aumento de la cantidad de empleados en operación y mantenimiento, y la ampliación del servicio correspondiente al traslado de personal a ET Ezeiza y a ET Campana. Al igual que el rubro anterior, lo asociamos a la mayor actividad de mantenimiento.

Que es admisible el costo del “seguro”, que principalmente cubre por daño a los bienes de uso (transformadores, reactores, edificios y equipos de playa, con excepción de las torres y líneas de transmisión), por un monto equivalente al TRES COMA OCHO POR CIENTO (3,8%) del valor contable proyectado de los bienes de uso.

Que en el rubro “alquileres” de equipos para mantenimiento de las nuevas instalaciones, se admite el valor requerido por la TRANSPORTISTA, un NUEVE POR CIENTO (9%) inferior respecto del año 2015 y equivalente al UNO COMA SEIS POR CIENTO (1,6%) respecto del costo total proyectado.

Que en el rubro “viajes y estadías”, a valores constantes la empresa requiere un monto de DOS POR CIENTO (2%) superior al del año 2015, cubriendo de esta forma las actualizaciones acordadas con las entidades sindicales, y el ingreso de personal admitido para el año 2017.

Que en cuanto al costo de “licencias de uso de software, suministros informáticos y artículos de oficina”, el incremento a valores constantes admitido es del CUATRO POR CIENTO (4%), ya que entendemos que las explicaciones dadas por la concesionaria no son suficientes para admitir un incremento del CIENTO

DIECINUEVE POR CIENTO (119%), El aumento admitido, ajustado por la variación en la cantidad de empleados, se justifica en los motivos expuestos por TRANSENER en su presentación, en la ampliación en el servicio de Telecom - Datacenter, con mejoras en el procesamiento y resguardo de los datos, en la adquisición de nuevos productos de software y en la migración de datos, asociados a la gestión de compras, recursos humanos y de mantenimiento planificado y correctivo.

Que en “impuestos, tasas y contribuciones”, no existe justificación para el pedido de aumento proyectado para el 2017, que respecto del período 2015 a valores constantes es del NOVECIENTOS CINCUENTA POR CIENTO (950%), principalmente porque la TRANSPORTISTA está exenta de abonar impuestos locales (provinciales y municipales) en los términos del Artículo 12 de la Ley N° 15.336, (Circular N° 4 del Concurso Público para la venta del 65% de las acciones de TRANSENER). Consecuentemente, se mantiene el rubro en el orden del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%) del costo total.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el Dictamen Jurídico N° 139/2016 de la Asesoría Jurídica del ENRE, el cual obra a fojas 1630/1632 del Expediente de la referencia, surge que la determinación de la pertinencia —o no— de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso, según que éstas reúnan o no, las condiciones que emanan de la doctrina de la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN para que resulten compatibles con dicho régimen federal y, por lo tanto, admisibles.

Que lo expuesto, se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que —a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conf. art. 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER y equivalentes de las otras empresas)— las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine, en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa, o bien demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que, de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal aplicable al régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración, la inclusión de los importes que solicita la TRANSPORTISTA en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la Transportista que —en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios— podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crea oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 de su Contrato de Concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que en “honorarios de Directores y Síndicos”, en términos constantes, ante la falta de justificación para el incremento del DIEZ POR CIENTO (10%) solicitado, se admite el mismo nivel proporcional en la estructura de costos CERO COMA VEINTIOCHO POR CIENTO (0,28%) que el observado en el período 2015.

Que en el rubro “gastos bancarios”, se admite el valor requerido, que equivale al CERO COMA CERO UNO POR CIENTO (0,01%) del costo total proyectado.

Que en cuanto al costo correspondiente a “vigilancia y seguridad”, a valores constantes TRANSENER requiere un aumento del DIECISIETE POR CIENTO (17%), que se admite en función del detalle de información presentado por la TRANSPORTISTA, sobre 34 EETT y/o emplazamientos donde tiene

contratada seguridad, que comprende 386.479 horas de vigilancia presencial y/o por monitoreo al año a un valor de 99 pesos constantes de diciembre de 2015 la hora.

Que en el rubro “limpieza de oficinas y estaciones”, no se justifica el incremento en términos constantes del QUINCE POR CIENTO (15%), por lo que se admite a valores constantes un monto equivalente al del año 2015, manteniéndose el rubro en un DOS POR CIENTO (2%) respecto del costo total proyectado. Este costo incluye la limpieza de 52 emplazamientos, entre estaciones transformadoras, de microondas y las oficinas centrales de la empresa.

Que se admite un incremento del SETENTA Y TRES POR CIENTO (73%) en el costo de “mantenimiento de electroducto”, dada la necesidad manifestada por la TRANSPORTISTA de recuperar accesos a líneas que se vieron afectados por las recientes inundaciones en el litoral y la de ampliar la cantidad de hectáreas en las que se prevé realizar el servicio en las instalaciones concesionadas.

Que en particular en la Regional Norte, prevé avanzar con la limpieza de 5000 hectáreas (versus 2500 hectáreas en 2015) en las LEATs 5LURG, 5LUGM, 5MARE, 5LARE, 5SGGP, y 5STSG que actualmente presentan gran dificultad de acceso y tránsito (con riesgo de no poder ingresar, así como de rotura de vehículos livianos o pesados y de incidentes que afectan al personal que pretende ingresar).

Que por último, en el rubro de gastos “diversos”, no existe justificación para el pedido de aumento proyectado del SETENTA Y NUEVE POR CIENTO (79%) para el año 2017; consecuentemente, se mantiene el rubro en el orden del UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) del costo total, nivel observado en el año 2015.

Que en consecuencia, visto el análisis realizado rubro por rubro, entendemos razonable para próximo periodo tarifario un costo total anual de $988,36 millones expresado en valores constantes del 31 de diciembre de 2015.

Que como señalamos al inicio del análisis, los costos definidos incluyen aquellos correspondientes a la operación y mantenimiento de los equipamientos recibidos al inicio de la concesión, los equipamientos de la IV Línea Comahue - Buenos Aires, los equipamientos de potencia reactiva, los automatismos, los equipos construidos en el marco de la Resolución Ex -S.E. N° 01/2003 y Obras del Plan Federal operadas y mantenidas según Resoluciones Ex -S.E. N° 965/05 y N° 1341/06.

Que a fin de establecer los costos anuales razonables para el próximo quinquenio de los equipamientos cuya remuneración debemos determinar en esta oportunidad, debemos distinguir los costos que corresponden a la operación y mantenimiento de los equipamientos de la IV Línea Comahue - Buenos Aires.

Que en consecuencia, el costo antes definido se asigna por tipo de equipamiento conforme la distribución que realizara la TRANSPORTISTA en las planillas F 401 “Egresos por Equipo” de su presentación.

Que una vez asignado el costo por tipo de equipamiento, obtenemos un costo unitario por kilómetro de línea de transmisión, MVA de transformación y unidades de conexión. Aplicando estos costos unitarios a los equipamientos correspondientes obtenemos el costo total asignado al equipamiento a remunerar por la tarifa del servicio público de transporte en alta tensión concesionado, sin los equipamientos de la IV Línea Comahue - Buenos Aires, que es de $ 934,47 millones por año.

Que del costo anual así determinado, se detrae en cada año del quinquenio los costos de mano de obra propia incluidos en el plan de inversiones, que se activan por formar parte del costo de los bienes de uso.

Que de esta forma, quedan definidos los costos totales de operación y mantenimiento reconocidos para el cálculo de ingresos de TRANSENER para el próximo período tarifario 2017 – 2021, que en pesos constantes de diciembre de 2015 son: $ 891,16 millones en el año 2017; $ 889,15 millones en el año 2018; $ 892,19 millones en el año 2019; $ 891,38 millones en el año 2020; y $ 894,30 millones en el año 2021.

Que en relación a las servidumbres de electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la TRANSPORTISTA contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la TRANSPORTISTA deberá presentar en un plazo no mayor a los SESENTA (60) días de notificada de la Resolución de la Revisión Tarifaria Integral, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021, que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: a) Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; b) Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etc.).

Que una vez finalizado el año, la TRANSPORTISTA deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la TRANSPORTISTA, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la TRANSPORTISTA.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en “Los Procedimientos” (p. ej. Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que producto del análisis, se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y, además, están dirigidas a mantener y/o a mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que, asimismo, con relación a las inversiones se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas.

Que por otra parte, se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que no se detectaron inversiones que correspondan que se realicen por los mecanismos de Ampliaciones o por otros mecanismos previstos en la normativa vigente.

Que cabe aclarar que, los valores de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por La TRANSPORTISTA, se encuentran razonablemente cercanos al promedio de mercado.

Que luego del análisis efectuado, se concluye que las inversiones a incluir totalizan 2158 obras por un monto de $ 3.312,74 millones.

Que en el informe del ANEXO II a la presente, se detallan las conclusiones del análisis de los planes de inversiones presentados por TRANSENER. Dicho Anexo contiene CINCO (5) Apéndices.

Que en la Tabla del Apéndice I se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada del TRANSPORTISTA que, de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen las inversiones relacionadas con las tareas de mantenimiento y, por lo tanto, se consideran como incluidas en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III, se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice IV, se incluyen los gastos relacionados con la Regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que respecto de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, el área correspondiente realizó un análisis particularizado de las mismas, cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice V.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado, será objeto de un control posterior por parte de este Ente, y que al efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiera.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que, asimismo, corresponde en el caso de nuevos aportes o retiros de los accionistas, analizar su incidencia en el cálculo del capital afectado a la actividad regulada.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la Base de Capital Regulada (BCR).

Que al respecto se utilizó la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la Base de Capital Regulada (BCR), se actualiza considerando hasta el año 2001 el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del 2002, se adoptó el Índice de Precios al Consumidor Nivel General de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA). Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de “empalme hacia atrás” en base al IPC GBA del INDEC hasta diciembre de 2006, el IPC-SL de la Provincia de San Luis hasta julio de 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) e IPC-SL (de la Provincia de San Luis) hasta abril de 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos de diciembre 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016. En el caso de TRANSENER, el valor de la BCR inicial es la Base de Capital establecida en la última Revisión Tarifaria: $ 310,9 millones.

Que a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores, descontando las bajas de bienes de uso de cada año, según el anexo de los respectivos estados contables de la Transportista.

Que en cuanto a las depreciaciones o amortizaciones de bienes de uso del período, siguiendo los criterios de la Resolución ENRE N° 524/2016, las depreciaciones contables se corrigen considerando el TREINTA POR CIENTO (30%) de prima por actividades no reguladas determinada por el ENRE en la última revisión tarifaria de TRANSENER.

Que, asimismo, se afectó la BCR por las modificaciones decididas por las Asambleas de Accionistas convocadas a tal efecto. La TRANSPORTISTA mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria realizada el 29 de Abril de 2005 resolvió absorber pérdidas acumuladas reduciendo la totalidad de la Reserva Legal por $ 26,31 millones y parcialmente el Ajuste de Capital por $ 150 millones, monto este último que se deduce de la BCR considerando la prima por actividades no reguladas. Los resultados negativos registrados por TRANSENER al 31 de diciembre de 2004 insumían las reservas y más del CINCUENTA POR CIENTO (50%) del capital, viéndose obligada, en virtud de lo establecido en el Artículo 206 de la Ley de Sociedades Comerciales a reducir el capital social.

Que posteriormente, en el marco de la reestructuración de su deuda financiera, TRANSENER incrementó su capital social en $ 76,03 millones con una prima de emisión de acciones de $ 28,78 millones en el año 2005, y posteriormente en el mes de marzo de 2006, por un total de $ 11,65 millones. Ambas modificaciones, deben impactar en la BCR considerando la prima por actividades no reguladas, compensando parcialmente la reducción observada en el año 2005.

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo UNIREN se actualizaron hasta diciembre de 2001, utilizando el Índice de Precios al Consumidor (CPI) de EEUU Nivel General. A partir del año 2002, se adoptó el Índice de Precios al Consumidor Nivel General que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de diciembre de 2015.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio 1 peso = 1 dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen A.J. N° 138/2017 que obra a fojas 1624/1629 del Expediente del Visto.

Que de esta forma se determina para la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos de la actividad regulada en el período 2017 - 2021 un valor de 6.045,85 millones de pesos constantes de diciembre de 2015.

Que por último, como señalamos previamente, TRANSENER calcula el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y el Valor Total Depreciado (VTD), utilizando como punto de partida el informe final de la “Auditoria Técnica y Económica de los Bienes afectados al Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión”

del mes de mayo de 2006 contratado por TRANSENER con MERCADOS ENERGETICOS - TRANELSA - DISERVEL, en el marco del Acta Acuerdo UNIREN.

Que TRANSENER ajusta los valores que surgen de la auditoria empleando índices de precios específicos nacionales y externos para actualizar los valores hasta diciembre de 2016, y luego hasta diciembre de 2015. En cuanto a las vidas útiles consideradas para determinar el VTD, utiliza las establecidas en el estudio original ajustadas por el tiempo transcurrido, con excepción de las líneas, cuya vida útil ha sido extendida.

Que de esta forma, la TRANSPORTISTA obtiene un VNR de USD 3.967,2 millones y un VTD de USD 1.847,6 millones a diciembre de 2015.

Que el Acta Acuerdo UNIREN dice en la cláusula 14.1.8 que para determinar la BCR se considerará el valor de los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio. Para la valuación de dichos activos, se considerará el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también el de las incorporaciones posteriores, y el valor actual de tales bienes tomando en cuenta su estado actual de conservación.

Que los montos que presenta TRANSENER como VNR y VTD a diciembre de 2015 no son representativos del valor actual de los bienes o activos que integran hoy el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, y consecuentemente, no responden al criterio definido en la cláusula 14.1.8 del Acta Acuerdo UNIREN, porque: no constituyen el costo actual de reemplazar todas las instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de transporte, sino que se limita a actualizar con índices específicos de precios, los valores resultantes de una auditoría técnica realizada hace más de 10 años; los valores de dicha auditoría de bienes responden a los bienes existentes en el año 2005 y, su actualización, no toma en consideración las incorporaciones y bajas posteriores; el estado de las instalaciones que integraban el sistema de transporte en el año 2005 no es el mismo en la actualidad, ya que acumulan 10 años más de desgaste por uso y se desconoce el estado de conservación actual de los mismos.

Que, por otra parte, y en cuanto a la reserva de derechos efectuada por TRASNSENER, reseñada en párrafos precedentes, cabe señalar que los criterios que cuestiona se encuentran contenidos en la Resolución ENRE N° 524/2016, por la cual se aprobó el Programa a aplicar para la Revisión Tarifaria Integral (RTI) del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, para las empresas Transportistas de Energía Eléctrica y en cuyo Anexo se establecieron los CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA EL PROCESO DE REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

Que, en efecto, en el punto 4 BASE DE CAPITAL de dicho Anexo, se precisó la metodología a utilizar para determinar dicha BCR, en la cual se incluyen los criterios impugnados por TRANSENER.

Que habiendo sido la concesionaria debidamente notificada de dicho acto, no lo recurrió, razón por la cual se encuentra consentido, ello más allá de las razones técnicas explicitadas en los Considerandos precedentes que justifican los criterios que sobre el particular ha adoptado el ENRE.

Que con respecto a la compensación asociada a operar instalaciones de terceros, cabe aclarar que las transportistas operan y mantienen instalaciones que le fueron transferidas por terceros.

Que esos activos, al igual que los demás, enfrentan riesgos en la operación y mantenimiento vinculados a: variaciones atípicas del mercado; eventos climatológicos (lluvias intensas, temperaturas extremas, etc.); cambios regulatorios (mayor exigencia en los niveles de calidad); juicios de proveedores, clientes y trabajadores; daños de equipamientos, accidentes, impacto ambiental, etc.; entre otros. Solo se diferencian de los riesgos corridos, vinculados con activos propios, en que, en el caso de los activos transferidos, las concesionarias no han invertido capital por lo que no corren el riesgo vinculado al recupero de la inversión.

Que el riesgo puede representarse como una tasa aplicada sobre una base, lo que permite el cálculo del requerimiento de ingresos adicional vinculado a operar y mantener bienes de terceros.

Que en este caso la tasa de remuneración de la empresa que opera y mantiene activos de terceros debería constituir una retribución justa y apropiada a los riesgos que corre, circunstancia que si bien no está explícitamente establecida en el Marco Regulatorio vigente, su establecimiento se funda en conceptos implícitos en tal regulación y en los Principios Generales del Derecho.

Que, a tales efectos, se debe cumplir con los principios establecidos en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065 que reza: “Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de CINCO (5) años y se ajustará a los siguientes principios a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente”.

Que, siendo ello así, los riesgos incrementales generados por operar y mantener los activos de terceros, deberán ser recuperados mediante las tarifas vinculadas al uso de las instalaciones involucradas. Es decir

que, las tarifas de los usuarios de transporte de TRANSENER deben incluir una compensación por el riesgo incremental asociado a operar y mantener bienes de terceros.

Que con el fin de reconocer el riesgo operacional existente por operar y mantener instalaciones de terceros, resulta conveniente tener en cuenta los criterios de cálculo de la tasa de rentabilidad.

Que la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) fue utilizada por el ENRE para determinar la tasa de rentabilidad que se aplica en la presente RTI. Esta metodología pondera el costo financiero promedio de mercado de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en el total del activo. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de la deuda.

Que el costo de oportunidad del capital representa el rendimiento que los accionistas y los acreedores exigen a la empresa para aportar el capital necesario para la operación de la empresa. El costo del capital tiene entonces dos componentes: uno el del capital propio o de los accionistas y otro el de la deuda.

Que para la determinación del costo del capital propio se adopta el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM). Una de las variables que interviene en el cálculo de este costo es el coeficiente beta.

Que beta se determina como el cociente entre la covarianza del rendimiento del activo que se trata de medir (en este caso, el negocio de transporte de energía eléctrica), con relación al de la cartera de mercado y la varianza de la cartera de mercado. Esta variable mide el riesgo relativo del activo cuyo costo de capital se está determinando respecto del conjunto de activos de riesgo que conforman la cartera de mercado.

Que ahora bien, los costos de operación y mantenimiento de una empresa tienen un componente aleatorio no controlable por la misma que incide en los resultados de su negocio. Ese es el origen del riesgo que la empresa soporta y la razón por la cual debe obtener una remuneración adecuada a ese riesgo, que debe incluirse en la tarifa.

Que una estrategia válida de incremento de la remuneración consiste en calcular un aumento en el beta del activo regulatorio de la empresa o BCR, a partir del incremento del apalancamiento operativo debido a mayores costos fijos de operación y mantenimiento vinculados a los activos de terceros.

Que según se detalla en el Informe de Elevación que contiene el sustento técnico económico que funda el dictado de la presente Resolución, el aumento del beta del Activo o BCR debido a un aumento del grado de apalancamiento operativo modifica a la suba el WACC, lo cual se traduce en un mayor costo de capital al multiplicar la base de capital por el WACC que contiene este beta modificado.

Que para su cálculo, se considera la participación porcentual en la estructura de costos determinada por el ENRE de los equipamientos propios y terceros, según tipo de equipamiento (conexión, líneas, transformación y reactivo).

Que a partir de multiplicar las participaciones mencionadas en el considerando anterior con las proporciones de instalaciones de terceros se obtiene el costo incremental asociado a este equipamiento; este valor asciende a OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (84%). Si se aplica a este valor una reducción del CUARENTA POR CIENTO (40%) por economías de escala, se obtiene que los equipamientos de terceros incrementan los costos de TRANSENER en un CINCUENTA POR CIENTO (50%).

Que aplicando este porcentaje, de acuerdo con lo señalado en el citado Informe de Elevación, se obtiene el valor del beta incrementado por operar y mantener activos de terceros, el cual asciende a 0,84.

Que aplicando dicho valor de beta al cálculo del WACC, se obtiene una tasa real de OCHO COMA CINCUENTA Y UN POR CIENTO (8,51%) después de impuestos; la diferencia respecto a la tasa aprobada por el ENRE, mediante Resolución N° 553/2016, asciende a CERO COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (0,81%).

Que este diferencial aplicado a la BCR de TRANSENER equivale a la suma de $ 49,11 millones por año, expresados en moneda de diciembre de 2015, en concepto de compensación por el riesgo incremental de operar y mantener equipamiento de terceros.

Que este valor se incorporará en el flujo de fondos descontados a fin de determinar los ingresos anuales de la TRANSPORTISTA para el quinquenio 2017 - 2021.

Que con relación a la solicitud de que se incluya en su remuneración un costo relativo a los riesgos asociados a las Transportistas Independientes (TI) basado en el valor del equipamiento que TRANSENER debería tener para cubrir su posterior actuación, frente a incumplimientos de los referidos TI, cabe hacerle saber que el referido planteo resulta ser ajeno a la naturaleza del presente procedimiento de Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los flujos de caja que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la empresa (denominado comúnmente “free cash flow”), o solamente para los accionistas (“equity cash flow”). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el “free cash flow”, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el “equity cash flow”, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el “free cash flow” y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, “free cash flow” y “equity cash flow”, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyectan varios flujos de fondos independientes y se les aplica distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es conocida como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento aquí descripto de valuación de una empresa.

Que el criterio principal a la hora de armar el flujo de caja para valuar una empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el flujo de caja anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el “free cash flow”.

Que en este punto del análisis procede preguntarse dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuántos años corresponde estimar el flujo de fondos.

Que la respuesta a este interrogante es la siguiente: el valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo; 1) el primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar y, 2) el segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, para estimarlo, no es necesario proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadío de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del flujo de caja en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El flujo de caja crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que, finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones, base de capital y la compensación asociada a operar instalaciones de terceros reconocidas se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra en el ANEXO III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos SIETE COMA SIETE POR CIENTO, (7,7%,) que fuera aprobada, mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos, que integran el FF se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etc.) respecto de la posición fiscal de la empresa.

Que, a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos CINCO (5) años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a $ 2.372,10 millones de diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del cuadro tarifario que se aprueba por el presente acto, se procedió a actualizarlo a febrero de 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Para el mes de enero 2017, se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de TRANSENER asciende a la suma de $ 3.273,50 millones en moneda de febrero de 2017.

Que, a partir del ingreso anual calculado para la TRANSPORTISTA, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

Que, asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la TRANSPORTISTA.

Que en líneas, TRANSENER opera y mantiene 10.523,20 kilómetros de líneas de 500 Kv y 562 kilómetros de líneas de 220 Kv.

Que en Conexiones-Salidas, TRANSENER opera y mantiene 42 salidas en 500 kV, 6 salidas en 220 kV y 109 salidas en 132 kV.

Que dado que la figura de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET) en cuanto concepto remuneratorio de la actividad del Transporte de Energía Eléctrica, si bien ha sido instituida originariamente en los Contratos de Concesión de la actividad, ha merecido objeciones en cuanto a su significado, utilidad y procedencia en la satisfacción de los principios tarifarios del capítulo X de la Ley 24.065, a partir de la presente Revisión Tarifaria Integral, se ha resuelto prescindir de la RVEET, determinándose la remuneración de la TRANSPORTISTA en base a los cargos de conexión, de capacidad y de equipamiento de reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que, por otra parte y en relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) —sistema especialmente adoptado en los Estados Unidos—, se le fija a la empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido, y consecuentemente las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que, por este motivo, considerando la tendencia a la sobre capitalización de la empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la

empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o price cap) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en el REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el PRICE CAP el Regulador fija un valor máximo a las tarifas que la empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la empresa regulada (en el caso de que la empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo Retail Prices Index o índice de precios al consumidor menos X % por año, a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X % en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que, en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos –para no perder su porción de mercado- redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó cinco criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio.; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el PRICE CAP requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que, en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor

para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en el Artículo 42 la Ley N° 24.065 en el en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica, y ,en particular, su inciso c) que establece: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”.

Que para el caso bajo tratamiento cabe aplicar lo establecido en el Subanexo II A del Contrato de Concesión de TRANSENER, en el Artículo 8°, que dice: “A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA CONCESIONARIA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del PERIODO DE GESTIÓN más del CINCO POR CIENTO (5%).”.

Que, en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización empresarial y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que, al respecto, dado que la performance de la TRANSPORTISTA no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, resulta conveniente considerar el quinquenio 2017 - 2021 como un período de adaptación de la empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio público a su cargo, lo que resulta acorde con los criterios tenidos en cuenta para la Declaración de la Emergencia Eléctrica por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio 2017 - 2021, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1%).

Que en el ANEXO IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el quinquenio 2017 - 2021.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el citado Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM - Regulación por Precio Máximo o “Price-cap”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar; y, que serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI - X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los TRANSPORTISTAS se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria, mediante el cual se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada en los términos del Artículo 41 de la Ley N° 24.065.

Que una vez definido el cuadro tarifario no corresponde revisar dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) hasta la próxima revisión tarifaria en los términos de lo dispuesto por Artículo. 43 de la mencionada Ley que textualmente reza: “Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de CINCO (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos, lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el TRANSPORTISTA se mantenga durante todo el

período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

Que, en caso que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la citada Ley contempla la posibilidad de requerir una revisión extraordinaria por aplicación de su Artículo 46, el cual dispone: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.”.

Que en función de lo dispuesto por el Artículo 9 de la Ley N° 25.561 el Poder Concedente a través de la UNIREN celebró con cada TRANSPORTISTA un ACTA ACUERDO DE ADECUACION DEL CONTRATO DE CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que en su cláusula décimo tercera, “REVISION TARIFARIA INTEGRAL”, estableció la realización de una Revisión Tarifaria Integral a llevarse a cabo mediante un proceso, en el cual se fije un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las pautas contenidas en la cláusula décimo cuarta de la respectiva Acta Acuerdo.

Que en el caso de TRANSENER, la Cláusula 14.1.7. en lo referido a los costos establece que en la Revisión Tarifaria Integral se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica en Alta Tensión, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que, asimismo, la Cláusula 14.1.4 dispuso mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que, es decir, una vez fijados los costos eficientes en la Revisión Tarifaria Integral (cláusula 14.1.7.), la redeterminación de la remuneración debe surgir a partir de las variaciones que se verifiquen en los precios de los costos que fueron tenidos en cuenta cuando se fijó dicha remuneración. Esas variaciones que de verificarse podrían afectar la remuneración en términos reales se capturan a través de la evolución de índices de precios (variaciones en los precios de la economía) considerados para tal fin, tal como lo establece el mecanismo de RPM establecido por la Ley N° 24.065.

Que en función de ello, corresponde establecer una cláusula gatillo que pondere la eventual variación de precios de la economía en un período semestral. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al CINCO POR CIENTO (5%), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondere los desvíos de la remuneración de la TRANSPORTISTA, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente Revisión Tarifaria Integral.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el ANEXO V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que, por otra parte, el ARTICULO 27 del Anexo II B del Contrato de Concesión de TRANSENER estipula que “El ENTE establecerá, a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO”.

Que, a su vez, en la Resolución ENRE N° 524/16, se dispuso que “el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario.”.

Que, por ende, el sistema de premios debería procurar dar un mayor incentivo para que la TRANSPORTISTA opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en el Contrato de Concesión.

Que en el mencionado Contrato de Concesión se establece que la calidad del servicio público de transporte prestado por la TRANSPORTISTA se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, dicho Contrato tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que mediante el Artículo 1° de la Resolución ENRE N° 552/16, modificada por la Resolución ENRE N° 580/16, se resolvió “Aprobar el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión”.

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que, en función de ello, a los efectos de determinar el premio resulta conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentran consideradas las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la TRANSPORTISTA como las de sus Transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las TRANSPORTISTAS.

Que en virtud de lo expuesto, resulta necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP), a partir del cual cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al premio.

Que, asimismo, el premio es de aplicación mensual, utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora; y considerándose el período correspondiente a los doce meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio corresponde comparar el VPM obtenido por la TRANSPORTISTA con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la TRANSPORTISTA no sería merecedora de premio. Que, en cambio, si el VPM obtenido por la TRANSPORTISTA fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora, y repartir dicho premio en forma proporcional a la facturación bruta de la TRANSPORTISTA y de las Transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la TRANSPORTISTA, actualizada a febrero de 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la TRANSPORTISTA.

Que, asimismo, al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP, se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo VI de la presente Resolución.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a “La TRANSPORTISTA” y a las “Transportistas Independientes”, aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA.

Que, a su vez, respecto de la consideración de los casos especiales planteados, tales como, las condiciones de operación del Sistema y el límite de transferencia contempladas en el Artículo 6° de la citada Resolución ENRE N° 552/2016, las “indisponibilidades consecuentes”, causadas u originadas por terceros, por Causa Operativa y las que denomina Intervenciones Mayores en Equipamiento, corresponde indicar que esos casos se encuentran comprendidos y considerados en el Régimen de Calidad contenido en su Contrato de Concesión con las particularidades establecidas en la Resolución ENRE N° 552/16, modificada por la Resolución ENRE N° 580/16.

Que, en relación con la adopción de un régimen específico de Calidad de Servicio aplicable a los Compensadores Sincrónicos instalados en la ET Ezeiza, corresponde manifestar que los conceptos expuestos por la Transportista no resultan suficientes ni justifican en modo alguno la modificación del Régimen de Calidad vigente.

Que de acuerdo con la experiencia recogida a partir de los resultados obtenidos por la aplicación de los coeficientes de sanciones, cuyos conceptos fueran definidos en el Régimen de Calidad, se concluye que éstos resultan ser altamente adecuados para determinar las señales pertinentes a los efectos de estimular la mejora de la Calidad, motivo por el cual no corresponde su modificación.

Que, por otra parte, en cuanto a la remuneración de los equipos indisponibles, en los términos del Régimen de Calidad vigente, corresponde sean así considerados por CAMMESA al momento de aplicar su remuneración.

Que en el Artículo 8 del Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión, que como Subanexo II - B integra el Contrato de Concesión de TRANSENER se indica que “la INDISPONIBILIDAD FORZADA de líneas se sancionará conforme la CATEGORIA dentro de la cual se halle comprendida cada línea. A tales efectos, las líneas se ordenarán en forma decreciente según los sobrecostos calculados por CAMMESA, según las instrucciones que imparta la SECRETARIA DE ENERGIA en ejercicio de lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley Nº 24.065, que sus salidas producen en el SISTEMA ELECTRICO, agrupándolas de la siguiente manera: - CATEGORIA A: incluye el conjunto de líneas que a partir de la de mayor sobrecosto acumulan el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de los sobrecostos atribuibles al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION; - CATEGORIA B: incluye el conjunto de líneas que acumulan el siguiente VEINTE POR CIENTO (20%) de los sobrecostos; - CATEGORIA C: incluye las líneas no consideradas en las categorías A y B.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), determinará, al inicio de cada PERIODO TARIFARIO, las líneas comprendidas en cada categoría, pudiendo, al incorporarse nuevas líneas que provoquen modificaciones significativas en la topología del SISTEMA ELECTRICO, revisar la calificación asignada”.

Que entonces, corresponde al ENRE, en los términos del citado Artículo 8, revisar la calificación asignada al incorporarse nuevas líneas que provoquen modificaciones significativas en la topología del Sistema Eléctrico.

Que oportunamente el ENTE solicitó a CAMMESA el cálculo de los sobrecostos a que hace mención el citado Artículo 8 del Subanexo II B del Contrato de Concesión, habiendo informado CAMMESA por Nota N° B-111327-1 los cálculos de los sobrecostos promedio anuales totales que afectan las líneas que en el mismo se detallan, se determinaron las categorías de las líneas, aclarándose que aquellas que no aparecen listadas deben considerarse de sobrecostos promedio anuales nulos, dentro de los márgenes de precisión de cálculo utilizado, continuando en consecuencia encuadradas en la categoría “C”.

Que, por otra parte, por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que, en oportunidad de las revisiones tarifarias las TRANSPORTISTAS deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que, asimismo, por Resolución ENRE N° 0176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada TRANSPORTISTA y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados), por la presente se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el ANEXO VII de la presente Resolución.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de TRANSENER a partir del 1° de febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del Artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que por lo expuesto el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 56 incisos a), b) f) y s), Artículos 40 a 49 y el 2 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprobar los criterios establecidos en el Anexo I “Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada [RVEET] - Seguro por contingencias” que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2° — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

Remuneración por Conexión:

- Por cada salida de 500 kV.: SETECIENTOS CUARENTA Y SEIS PESOS CON CINCUENTA Y NUEVE CENTAVOS ($ 746,59) por hora,

- Por cada salida de 220 kV.: SEISCIENTOS SETENTA Y UN PESOS CON NOVENTA CENTAVOS ($ 671,90) por hora,

- Por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: QUINIENTOS NOVENTA Y SIETE PESOS CON TREINTA Y UN CENTAVOS ($597,31) por hora,

- Por transformador de rebaje dedicado: TRES PESOS CON SETENTA Y UN CENTAVOS ($ 3,71) por hora por MVA.

- Por equipo de reactivo: TRES PESOS CON SETENTA Y UN CENTAVOS ($ 3,71) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

- Para líneas de 500 kV: UN MIL TRESCIENTOS SESENTA PESOS CON CINCUENTA Y TRES CENTAVOS ($ 1370,53) por hora por cada 100 km.

- Para líneas de 220 kV. o 132 kV: UN MIL CIENTO CUARENTA Y DOS PESOS CON DIEZ CENTAVOS ($ 1142,10) por hora por cada 100 km.

Remuneración por Energía Eléctrica Transportada: Se establece en pesos CERO ($ 0) por año.

ARTÍCULO 3° — Aprobar los valores mensuales a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

- Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER para el Sistema de Monitoreo de Oscilaciones (SMO) en la suma mensual de DOSCIENTOS TREINTA MIL OCHENTA Y SIETE PESOS ($ 230.087) más IVA.

- Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER para la Desconexión Automática de Generación (DAG) Comahue, la SUMA MENSUAL DE SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL CIENTO OCHENTA Y SEIS ($ 644.186) más IVA.

- Por la operación y mantenimiento correspondiente a la Etapa DOS (2) del Automatismo de Desconexión Automática de Transmisión Ezeiza - Rodríguez asignada a TRANSENER, la suma de CIENTO CUATRO MIL CIENTO NOVENTA ($ 104.190) más IVA.

- Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER para la Desconexión Automática de Generación/Demanda de Exportación (DAG/DAD) NEA UN MILLÓN OCHO MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y OCHO PESOS ($ 1.008.848) más IVA.

- Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA Tramo 1 NOA - Centro la suma de SEISCIENTOS OCHENTA Y UN MIL CIENTO VEINTIDÓS PESOS ($ 681.122) más IVA, Tramo 2 Centro - Litoral la suma de TRESCIENTOS SETENTA Y DOS MIL DOSCIENTOS VEINTIOCHO PESOS ($ 372.228) más IVA, y Tramo 3 Cobos- Resistencia la suma de QUINIENTOS DIEZ MIL CIENTO DIECISÉIS PESOS ($ 510.116) más IVA.

- Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER para la Desconexión Automática de Generación (DAG) Gran Mendoza la suma UN MILLÓN CIENTO CUARENTA Y SEIS MIL SETENTA Y OCHO PESOS ($ 1.146.078) más IVA.

ARTÍCULO 4° — Aprobar el Anexo II “Análisis de los Planes de Inversión RTI 2016 de la Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER SA” que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5° — Aprobar la “Determinación de la remuneración de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A.” que como Anexo III forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 6° — Aprobar el “FACTOR DE ESTÍMULO A LA EFICIENCIA A APLICAR A LOS CONCEPTOS DE CONEXIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE A PERCIBIR POR TRANSENER S.A. DURANTE EL PERÍODO TARIFARIO 2017/2021” que como Anexo IV forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 7° — Aprobar el “Mecanismo de actualización de la remuneración de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A.” que como Anexo V forma parte integrante de la presente resolución. El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral.

ARTÍCULO 8° — Modificar el sistema de premios al que se refiere el Artículo 27 del Subanexo II-B del Contrato de Concesión de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER SA), establecido a través del Artículo 3 de la Resolución ENRE N° 1319/1998, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI “SISTEMA DE PREMIOS POR CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN DE TRANSENER S.A.”, que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Instruir a CAMMESA para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI, que forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 10. — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la TRANSPORTISTA y definido en el Anexo VI de este acto, en el valor de pesos OCHO MILLONES DOSCIENTOS CUARENTA Y OCHO MIL CIENTO CUATRO ($ 8.248.104).

ARTÍCULO 11. — Aprobar el esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica según se detalla en el Anexo VII “Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 12. — Establecer nuevas categorías a las líneas del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión a cargo de TRANSENER, las que se determinan de conformidad con el detalle que se efectúa en el Anexo VIII “RECATEGORIZACION DE LAS LINEAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ALTA TENSION DE TRANSENER S.A.” de la presente Resolución de la que forma parte integrante, considerándose a las líneas que no aparecen listadas, como de sobrecostos promedio anuales nulos dentro de los márgenes de precisión de cálculo utilizado, por lo que continúan encuadradas en la categoría “C”. La calificación dispuesta en el párrafo precedente tendrá vigencia a partir del 1° de febrero de 2017.

ARTÍCULO 13. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 14. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA; a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA).

ARTÍCULO 15. — Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Carlos M. Bastos, Director. — Ricardo H. Sericano, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5410/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII, AnexoVIII).

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexo

RES ENRE 66-2017 - Anexo.pdf

RES ENRE 68-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

CONSIDERANDO:

VISTO el Expediente del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 47.306/2016,

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de septiembre de 2016 se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, la que debe entrar en vigencia antes del 31 de enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la EMPRESA ARGENTINA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex - UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y dicha empresa, que fuera ratificada por Decreto N° 1.464/2005.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de octubre de 2016 y su Similar rectificatoria N° 580 de fecha 9 de noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus Transportistas Independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, la empresa concesionaria DISTROCUYO mediante Nota de Entrada N° 235.472 de fecha 3 de noviembre de 2016 y Nota de Entrada N° 235.917 de fecha 14 de noviembre de 2016, ha presentado su respectiva propuesta tarifaria. La que obra en el Expediente mencionado en el VISTO.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524 de fecha 28 de septiembre de 2016, mediante la Resolución ENRE N° 602 de fecha 21 de noviembre de 2016, modificada por su Similar N° 616 de fecha 2 de diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por DISTROCUYO.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1.172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de enero de 2004.

Que, en efecto, la Resolución ENRE N° 30/2004 adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1.172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el “Auditorio Ángel Bustelo”, sito en Av. Peltier 611, Ciudad de MENDOZA, Provincia de MENDOZA, el día 14 de diciembre de 2016, a las 9 horas.

Que en primer lugar DISTROCUYO señala, con relación a los costos de Administración y Explotación (O&M), que ha vivido una situación irregular originada en las restricciones tarifarias del período de transición.

Que estas restricciones se han hecho manifiestas en varios aspectos del funcionamiento de la organización, destacándose principalmente lo referente a la planta de personal (cantidad de personal y jerarquización del mismo) y a la frecuencia de las actividades de mantenimiento necesarias para la correcta operación.

Que para cumplir el objetivo de mantener la calidad de servicio en las condiciones exigidas, DISTROCUYO proyecta un incremento del plantel de personal, y también una mayor cantidad y uso de equipos, consumibles, servicios y demás costos asociados a la tarea de Operación y Mantenimiento.

Que asimismo, destaca que no es posible concretar durante el próximo período tarifario las deseadas ganancias de eficiencia que permitirían tener un esquema de costos decrecientes, dado que el próximo período será un período de readecuación del funcionamiento.

Que para proyectar los costos del próximo quinquenio, la empresa ha realizado el ajuste de los valores de 2015 (informados oportunamente) por medio de un coeficiente que tiene la siguiente metodología de cálculo: los costos incurridos en el 2015 (presentados al ENRE como datos históricos 2015) por estar expresados en monedas de diferentes momentos, se homogeneizan a valores de diciembre del mismo año; este cálculo se realiza como una ponderación de la inflación mensual de 2015 en función de los costos para

Que los valores actualizados a diciembre de 2015 se actualizan a diciembre de 2016 mediante la aplicación de la variación interanual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) nivel general del año 2016 extraído del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del Banco Central de la República Argentina (octubre 2016) igual a TREINTA Y NUEVE COMA CUATRO POR CIENTO (39,4%).

Que una vez actualizados todos los montos, se realiza el cálculo de las cantidades incrementales necesarias para el correcto cumplimiento del contrato. Todos los valores están expresados en moneda de diciembre de 2016.

Que a continuación se resume la proyección por línea de costos propuesta por la empresa.

Que en lo referido a personal, para contar con la capacidad operativa requerida, fundamentalmente para el desarrollo adecuado de los Planes de Mantenimientos, DISTROCUYO presenta un incremento del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) en su plantilla, llevando el plantel promedio de personal 2015 de 112 (la cantidad a diciembre era de 107 impactado por bajas) a 140 personas al final del segundo año, manteniéndolo así hasta el final del período.

Que en este sentido, señalan que se incorporará un responsable de mantenimiento de LATs y las Estaciones Transformadoras (EETT) en zona Centro, con el objetivo de coordinar los grupos de mantenimiento de las distintas disciplinas en la concreción de las labores de los planes de Mantenimiento para Líneas de AT, Estaciones Transformadoras, Protecciones, Comunicaciones, Automatismos y Telecontrol.

Que también incorporarán una cuadrilla (4 ingresos) dedicada a tiempo completo en trabajos con Tensión, que permitan minimizar el tiempo de indisponibilidad del equipamiento en Líneas de AT, con la consecuente mejora en la calidad de servicio, teniendo en cuenta lo exigido en la nueva Resolución N° 580/2016 del ENRE en cuanto a la Calidad de Servicio.

Que además completarán el equipo de mantenimiento de estaciones y guardia móvil (6 nuevos ingresos), el equipo de Protecciones (2 nuevos ingresos) y el staff de telecontrol y comunicaciones (2 nuevos ingresos).

Que también señala la incorporación de un responsable de ejecución de Plan de Inversiones, 2 asistentes y uno de Planificación y Control (4 nuevos ingresos), para poder gestionar el volumen de trabajo derivado del plan de inversiones solicitado, de manera de lograr en forma concreta y efectiva el cumplimiento de lo solicitado; un responsable de seguridad y salud ocupacional (1 nuevo ingreso en el primer año) y dos operadores de equipos (2 nuevos ingresos en el primer año).

Que asimismo consideran reforzar su plantel de personal, incorporando en otros a un responsable de Ingeniería Regulatoria, un Asistente de Asuntos Legales y un responsable de Calidad.

Que en función de los aumentos de personal previstos, el costo anual proyectado en este rubro para 2017 asciende a $ 93,4MM, en 2018 $ 100,7MM, y en 2019/2021 $ 100,72MM, en moneda de diciembre 2016.

Que en cuanto a los honorarios señalan que están compuestos por varios tipos de servicios: i) aquellos que atienden al mantenimiento de estándares y normas certificadas tales como Seguridad Pública, Calidad, Seguridad y Salud Ocupacional y Medio Ambiente; ii) los contratados en forma de consultoría externa para el asesoramiento en cuestiones estratégicas, legales, de sanidad y seguridad ocupacional y medicina preventiva; y iii) los correspondientes a la auditoría de los estados contables anuales y los servicios de asesoramiento impositivo.

Que este rubro se ubica a lo largo del quinquenio en un promedio anual que asciende a $ 3,5MM de diciembre de 2016.

Que con relación a los materiales y contrataciones, el rubro está compuesto por cuentas como Eventuales, Contratistas y Materiales y Repuestos, siendo el costo previsto para 2017 de $ 8,93MM, 2018 $ 9,8MM y $ 10MM para el período 2019/2021, en moneda de diciembre 2016.

Que la cuenta combustibles y lubricantes, incluye los servicios de mantenimiento para el parque automotor y de combustibles y lubricantes.

Que la mayor actividad prevista en Líneas y EETT significará un incremento en los traslados de nuestro personal, por lo cual se considera un mayor kilometraje de los vehículos aumentando los costos de mantenimiento.

Que respecto a combustibles se prevé un uso promedio de los vehículos de 45.000 km anuales, al igual que en periodos anteriores. Debe tenerse en cuenta que se aumentará la flota en función del incremento del personal para poder concretar los mantenimientos que requiere el sistema.

Que lo expuesto supondrá un gasto promedio anual de $ 5,9MM, de diciembre 2016.

Que en el rubro energía eléctrica se consideran los servicios auxiliares referidos a la energía eléctrica que consumen las EETT, estimando un aumento porcentual por la actualización de las tarifas; el gasto promedio en este rubro asciende a $ 0,41MM, de diciembre 2016.

Que en el rubro depreciación de bienes de uso se consideran las depreciaciones de la base de capital de los bienes de uso actuales y las inversiones proyectadas en el CAPEX, ubicándose en el año 2017 en $ 22,8MM, en 2018 en $ 31,6MM, en 2019 en $ 40,7MM, en 2020 en $ 47,8MM y 2021 en $ 54,8MM.

Que respecto a los gastos por administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) – COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), la tasa de fiscalización ENRE y la cuota social de la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), sólo se considera actualización por inflación, ubicándose entre las tres en $ 0,7MM promedio anual para el quinquenio, expresado en moneda de diciembre de 2016.

Que el rubro comunicaciones incluye a las comunicaciones móviles (servicio de celulares para el personal), las comunicaciones fijas (Telefónica Argentina), mantenimiento de frecuencia de radio para emergencias, servicios de acceso a internet y comunicaciones satelitales, ascendiendo a un promedio anual de $ 2,2MM a lo largo del quinquenio.

Que los seguros incluyen responsabilidad civil, seguros de caución y seguro de accidente personal, siendo que el de mayor relevancia es el de Todo Riesgo Operativo, ya que da cobertura ante algún siniestro (incendio, daño eléctrico, gasto de extinción de incendio, rotura de maquinaria) que se produzca en alguna de las EETT o en sede central y contempla el incremento de acuerdo a las inversiones anuales. Este rubro se ubica en un promedio anual de $ 3,2MM.

Que en cuanto a los alquileres, se consideran la misma cantidad de alquileres informadas para el 2015 y actualizadas por inflación; asciende a $ 0,5 MM/año.

Que respecto a los viajes y estadías, el rubro incluye todos los costos necesarios para el traslado, estadía y comestibles del personal especializado hacia los distintos puntos de la red para realizar actividades de mantenimientos, los viáticos y estadías para cumplimentar y participar de reuniones con organismos relacionados tales como ENRE, ATEERA, CAMMESA, SECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y Sindicatos; la erogación prevista para este rubro se ubica en $ 6,5MM promedio anual durante el quinquenio.

Que los entre los Artículos de oficina y papelería se incluyen los costos de papelería, insumos de computación y mantenimiento de licencias de software, previéndose destinar $ 1,5MM durante 2017 y $ 1,7MM/año desde 2018 a 2021.

Que los impuestos, tasas y contribuciones se ven afectados básicamente por la mayor actividad de la compañía en su operación financiera diaria, influyendo principalmente el impuesto a los débitos y créditos bancarios.

Que este impuesto, además de estar afectado directamente por el nivel de tarifas requerido, se ve impactado por el aumento en los volúmenes de inversión.

Que este rubro también contiene el impuesto a los ingresos brutos, la actividad en el 2016 está alcanzada por alícuota del TRES POR CIENTO (3%), asociado directamente al nivel de ingreso. Se incluye además el impuesto inmobiliario donde DISTROCUYO tiene terrenos y edificios (Estaciones Transformadoras y en sede central), además de tasas municipales de los distintos distritos donde se encuentran los inmuebles de la TRANSPORTISTA.

Que la erogación prevista en este rubro asciende a $ 22,2MM al año durante el quinquenio, en moneda de diciembre de 2016.

Que el rubro otras penalidades considera sólo las multas atribuibles a las indisponibilidades programadas (no forzadas), que se estiman alrededor del CERO COMA CINCO POR CIENTO (0,5%) del ingreso.

Que en cuanto al rubro Directores y Síndicos, la TRANSPORTISTA ha tomado el mismo criterio adoptado para el cálculo del costo de personal, han actualizado los valores informados para el 2015 y ha considerado un incremento adicional por los cambios asociados al impuesto a las ganancias y la pérdida de capacidad adquisitiva, resultando una erogación de $ 3,23MM al año.

Que los gastos bancarios, asociados al área de administración, servicios de pagos a proveedores por medio electrónico interbanking, se ubican en $ 0,13MM al año.

Que el rubro de vigilancia y seguridad, según señala la TRANSPORTISTA, ha sufrido un aumento de SEISCIENTOS VEINTE POR CIENTO (620%), pasando de $18.- la hora a $111.- la hora.

Que asimismo han realizado inversiones en Cámaras Filmadoras vía web para monitoreos permanentes, en algunas EETT.

Que en el rubro limpieza oficinas y estaciones, se ha previsto un aumento en la periodicidad en la limpieza y desmalezación de las EETT y se contempla un incremental en los costos de limpieza asociados al aumento de la cantidad de personal de DISTROCUYO.

Que en materia de mantenimiento de electroducto, se prevé mejorar la calidad en la prestación del servicio, reducir los tiempos de inspección y acceso a los piquetes para la reparación en caso de fallas, es crucial realizar la limpieza y el mantenimiento de picadas para recorrer las líneas; La erogación prevista asciende a $ 4,5MM al año.

Que en función de lo expuesto, DISTROCUYO solicita en su propuesta tarifaria los siguientes costos anuales expresados en moneda de diciembre de 2016: en 2017 $ 201,5MM, en 2018 $219,7MM, en 2019 $ 229,3MM, en 2020 $ 236,1 y en 2021 $ 243,4MM.

Que en cuanto a la regularización de las servidumbres administrativas de electroducto de las instalaciones existentes al momento de la Toma de Posesión, la TRANSPORTISTA propone la creación de un fondo para afrontar el pago de los costos de regularización, que incluye las indemnizaciones a los propietarios de los inmuebles cuya servidumbre no se encontrare efectivamente constituida, las notificaciones a los propietarios de la resolución de afectación, la mensura de cada propiedad con el correspondiente plano aprobado, para luego proceder a la inscripción registral de la servidumbre de electroducto a favor de la concesionaria.

Que al respecto, señala que el monto solicitado por este concepto en este período tarifario es de $ 56,7 MM.

Que de acuerdo a los “Criterios y Metodología para el Proceso de Revisión Tarifaria Integral”, del “Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016” aprobados mediante la Resolución ENRE N° 524/2016, DISTROCUYO debía presentar los planes de inversión para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI.

Que por medio de la Nota ENRE N° 122.753 se solicitó a DISTROCUYO el Plan de Inversiones propuesto para el próximo período tarifario.

Que en dicho Plan debía especificar las inversiones en bienes de uso e Inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte” del APENDICE III.

Que, a su vez, el mismo debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la TRANSPORTISTA con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003 y sus modificatorias) y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, debía presentar en hojas separadas identificadas con el N° de Orden y el Código Empresa, utilizando la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte”. A su vez debía indicar el siguiente detalle de Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de visto de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes; y, justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la TRANSPORTISTA presentó la siguiente información como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.917 obrante a fojas 452 y siguientes del Expediente mencionado en el VISTO.

Que en su presentación, la TRANSPORTISTA expresa que el criterio que ha adoptado para la propuesta del Plan de Inversiones, atiende a las necesidades del Servicio, durante el próximo período tarifario, pero con una visión de mediano y largo plazo, promoviendo la seguridad y calidad en la prestación del mismo (sin perder de vista que el aporte de suficiencia y, más aún, la necesaria redundancia, está en manos de terceros).

Que originalmente el plan presentado consistía en 423 obras por un monto total de $ 864.190.187.- en los CINCO (5) años, a precios de diciembre de 2016, con la siguiente asignación anual: año 1 $ 200MM, año 2 $ 178MM, año 3 $ 177 MM, año 4 $ 151MM y año 5 $ 158 MM.

Que el detalle de las inversiones propuestas consta a fojas 582 a 641 del Expediente mencionado en el VISTO.

Que, posteriormente, la TRANSPORTISTA mediante Nota de Entrada N° 236.711, obrante a fojas 840 a 842 del Expediente del VISTO, agregó TRES (3) obras por calidad por un monto de $ 151.600.852.

Que con ese agregado, el Plan de Inversiones propuesto se compone de 426 obras con una inversión total en los CINCO (5) años de $1.015.791.040, a precios de diciembre de 2016.

Que en cuanto a la base de capital regulatoria, la TRANSPORTISTA distingue dos períodos para la determinación de la Base de capital, 1) período del régimen original y 2) período de transición.

Que para el período original, hasta el 6 de enero de 2002, la Base de Capital de DISTROCUYO se encontraba denominada en dólares, por lo cual solicita que los cálculos deben ser realizados en esa moneda. Los valores originales de la base de capital eran de 39.758,8 M de dólares y según la última revisión tarifaria (Resolución ENRE N° 462/2001) de 20.684,7 M de dólares.

Que para la valorización de la Base de Capital Regulada (BCR) de DISTROCUYO se desarrolla la metodología siguiendo las pautas de valuación establecidas por la Resolución ENRE N° 524/2016. Por lo tanto, el valor inicial de este período viene dado por un valor de 20,7 millones de dólares para la BCR estimada para fines del año 1999.

Que las inversiones del período original a considerar son las que surgen del balance de la compañía: $0,88 MM correspondientes a la actividad regulada. Se incluyen, además, las altas de activos intangibles. Los valores para el periodo 1999 a 2001 de la actividad regulada son 533,1 M de dólares corrientes y 347,6 M de dólares corrientes.

Que en el período original DISTROCUYO presenta depreciaciones por un total de 1,4 millones de dólares corrientes para la actividad regulada. Los valores correspondientes a cada año surgen de los respectivos balances publicados para el período, tomando el rubro amortizaciones del ejercicio. Se incluyen, además, el monto de amortizaciones del ejercicio de los activos intangibles.

Que dado que la BCR y todos sus componentes en este período se encuentran en dólares, para su actualización hasta diciembre de 2001 se deben utilizar los índices que reflejen la variación en el nivel de precios de Estados Unidos.

Que para actualizar valores monetarios a fin de re expresarlos en moneda constante, se toma el índice de precios al consumidor —CPI por sus siglas en inglés— de EEUU nivel general.

Periodo Original - Valor Inicial (en miles de dólares)

Criterio	Fecha	CPI EEUU	CPI EEUU dic-01	Corrientes	Constantes dic-01
ENRE	2000	168,8	177,4	20.684,7	21.738,6

A partir de los valores corrientes y el índice precios de EEUU en la fecha de determinación del valor inicial y en diciembre de 2001 se obtienen los valores re expresados en dólares constantes de diciembre de 2001 para la base de capital inicial, la cual asciende a 21.738,6 M de dólares.

Que el paso siguiente es la estimación en moneda constante de las inversiones y depreciaciones.

Que los valores anuales originales de las inversiones y depreciaciones se re expresan en dólares constantes de diciembre de 2001, dividiéndolos por el valor del índice correspondiente a su año y multiplicándolos por el valor del índice en diciembre de 2001. La base de capital final del período inicial se obtiene mediante la regla de inventario permanente sumando a la base de capital inicial de cada año las inversiones y restando las depreciaciones.

Que considerando entonces la base de capital inicial según el criterio fijado por el ENRE, se parte de la base de capital fijada en la revisión tarifaria y las inversiones netas de depreciaciones del periodo 2000-2001 todo en dólares constantes de diciembre de 2001 se llega a un valor de la BCR de 21,19 millones de dólares al final del período original.

Que la BCR de fines de 2001 es pesificada al tipo de cambio de 1,4 $/USD (UN PESO CUARENTA CENTAVOS POR DÓLAR ESTADOUNIDENSE), obteniendo un valor de BCR a inicios de 2002 de 29,7 millones de pesos. Este valor constituye la base de capital inicial.

Que a continuación se detallan los resultados para el período que transcurrió entre enero de 2002 y hasta diciembre de 2016 llamado periodo de transición.

Que las inversiones del período transición a considerar son las que surgen del balance de la compañía $142,0 MM correspondientes a la actividad regulada. Se incluyen, además, las altas de activos intangibles.

Que en cuanto a las depreciaciones, para el pedido de transición corresponden $ 48,18 millones de pesos corrientes.

Que dado que la BCR y todos sus componentes en este período se encuentra en pesos, para su actualización hasta diciembre de 2016 se deben utilizar los índices que reflejen la variación en el nivel de precios de Argentina de acuerdo a lo explicado en la sección anterior. Dado que se trata de actualizar valores monetarios para re expresarlos en moneda constante, se toma el Índice de Precios al Consumidor nivel general. Dadas las serias falencias de la información del INDEC a partir de 2007, se opta por la utilización del Índice de Precios al Consumidor empalmado INDEC de la Provincia de San Luis (IPC I&SL). A continuación, el cuadro, reproduce la actualización para el valor inicial del periodo en cuestión:

Criterio	Fecha	IPC San Luis 2002	IPC San Luis Dic-2016	Corrientes	Constante Dic 2016
ENRE	2001	100,0	2.161,0	29.662,9	641.009,6

A partir de los valores corrientes y el IPC I&SL se obtiene los valores re expresados en pesos constantes de diciembre de 2016 para la base de capital inicial del periodo de transición, la cual asciende a 641.009,6 miles de pesos constantes diciembre de 2016.

Que el paso siguiente es la estimación en moneda constante de las inversiones y depreciaciones del periodo de transición.

Que los valores anuales originales de las inversiones y depreciaciones se re expresan en pesos constantes de diciembre de 2016, dividiéndolos por el valor del índice correspondiente a su año y multiplicándolos por el valor del índice en diciembre de 2016.

Que la base de capital final del período de transición se obtiene mediante la regla de inventario permanente sumando a la base de capital inicial de cada año las inversiones y restando las depreciaciones en moneda constante.

Que considerando entonces la base de capital inicial del periodo de transición igual a la base de capital final del periodo original pesificada con un tipo de cambio de 1,40 DÓLARES ESTADOUNIDENSES y las inversiones netas de depreciaciones del periodo 2002-2016 todo en pesos constantes de diciembre de 2016 se llega a un valor de la BCR de 851,4 millones de pesos al final del período transición.

Que según los principios regulatorios y económicos reflejados en el marco regulatorio del sector eléctrico argentino este valor de 851,4 millones de pesos se corresponde con la base de capital regulatoria a considerar para la determinación de los ingresos requeridos de la actividad regulada de DISTROCUYO en el período 2017-2021.

Que en cuanto a la Base de capital según metodología Valor Nuevo de Remplazo (VNR) se propone actualizar mediante índices de precios específicos los resultados de la auditoría técnica. Atento a que, en este caso, se trata de medir la variación en el costo de los bienes que componen la base de capital y no el valor del dinero en el tiempo, lo apropiado es utilizar los índices específicos más próximos para cada tipo de activo.

Que el punto de partida es el Informe del proyecto “CONCLUSIONES DE LA AUDITORÍA TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS BIENES ESENCIALES AFECTADOS AL SERVICIO” contratado por DISTROCUYO por cuenta y orden del ENRE y llevado a cabo por LEVIN y TECNOLATINA.

Que el estudio presenta los resultados de las valorizaciones de los activos a nuevo o VNR así como el valor considerando la antigüedad de los mismos: Valor Total Depreciado (VTD) para el año 2005.

Que según la auditoría técnica y económica, el VNR a 2005 de los activos de DISTROCUYO ascendía a 145,39 millones de dólares mientras que el correspondiente VTD era de 46,5 millones de dólares.

Que dado que en los plazos disponibles no resulta factible el desarrollar un nuevo estudio de valorización detallado, se propone actualizarlos en función de índices que reflejen de la mejor posible la evolución de los precios de los distintos tipos de activos. A diferencia de la valorización de la BCR con el criterio financiero, donde se utilizaba un solo índice (el IPC) representativo del poder de compra del dinero, aquí se requiere utilizar índices lo más específicos posibles de forma de reflejar la evolución del precio de los activos físicos específicos involucrados.

Que tomando ese criterio entonces, la actualización del valor nuevo de reemplazo a diciembre de 2016 requiere definir indicadores representativos de la evolución del costo unitario de los diferentes activos involucrados; la determinación del VTD por su parte precisa tomar en consideración la antigüedad de dichos activos como así también su potencial vida útil futura.

Que para la actualización de los costos unitarios de los activos, se han considerado diferentes índices de precios en los cuales se incluye un índice representativo de precios de materiales extranjeros.

Que la justificación de considerar un índice de precios extranjero, para el componente “materiales”, reside en que todos los insumos utilizados en las líneas y estaciones transformadoras son de origen extranjero o bien son “transables” de origen nacional y su cotización depende de los precios en el mercado internacional. La mejor actualización del valor a la fecha de dichos bienes viene dada entonces por aplicar al valor del estudio Base de Capital original la variación en los precios externos, y luego para convertirlo a moneda nacional multiplicarlo por el tipo de cambio.

Que para el cálculo del VTD es necesario tomar en cuenta la vida útil a fin de determinar la depreciación acumulada hasta la fecha. Un primer criterio es partir de la vida útil considerada en el estudio original y ajustarla por el lapso trascurrido desde entonces. Este es el criterio aplicado a transformadores.

Que sin embargo, para el caso particular de las líneas, la vida útil ha sido extendida. El estudio original había considerado un promedio de 49 años para la vida útil de las líneas. Basados en la experiencia de la empresa en la explotación, y evaluando el estado de las mismas, se ha considerado adecuado extender dicho plazo.

Que actualizados los valores del estudio de VNR del 2005 mediante los índices de precios, depreciando los activos por los años transcurridos entre dicho estudio y la RTI y extendiendo la vida útil de las líneas de transmisión, se obtiene un VNR a diciembre de 2016 de 261,15 millones de dólares mientras que el VTD asciende a 81,26 millones de dólares.

Que por otra parte la Resolución ENRE N° un2016 establece como fecha de valuación de la base de capital regulatoria diciembre de 2015. Sin embargo, dado que se propone estimar las nuevas tarifas para el período 2017-2021 y que a la fecha existe información confiable que permite estimar en forma adecuada las inversiones y amortizaciones del año en curso, en las secciones anteriores se ha estimado la BCR con fecha diciembre de 2016.

Que no obstante considerarse que este valor es más adecuado que el solicitado por el ENRE se presentan los valores de BCR re expresados a diciembre de 2015 como así también la conciliación con los valores a diciembre de 2016.

Que si a la BCR de diciembre de 2016 se le restan las inversiones de 2016, se le suman las depreciaciones de 2016 y se re-expresa el valor resultante a pesos constantes de 2015 mediante el IPC I&SL utilizado originalmente, se obtiene la BCR a diciembre de 2015. Por lo tanto, si se consideran las pautas establecidas por la Resolución ENRE N° 524/2016, la BCR a diciembre de 2015 alcanza un valor de 595 millones de pesos.

Que de forma análoga, la estimación del VNR puede ser re estimado a diciembre de 2015 modificando los índices utilizados y las vidas útiles asignadas a los distintos tipos de activos.

Que tomando los índices a diciembre de 2015 y corrigiendo las vidas útiles a fin de reflejar la fecha de valuación se obtiene un VNR de 252,33 millones de dólares y un VTD de 81,2 millones de dólares de diciembre de 2015.

Que para presentar la estimación de los ingresos requeridos para el periodo tarifario 2017- 2021, DISTROCUYO considera los valores al 31 de Diciembre de 2016 en moneda constante de esa fecha, correspondientes a cada uno de los componentes que entran en la valuación: base de capital, costos de operación y mantenimiento e inversiones.

Que asimismo, la empresa utilizó la metodología del uso de impuestos teóricos para el cálculo de los mismos en el quinquenio 2017-2021. De esta manera la evolución del impuesto a pagar para el período 2017-2021 fue estimada en función de los ingresos requeridos y las depreciaciones fiscales.

Que el Capital Remanente se ha estimado como la anualidad del flujo de fondos del último año del período tarifario (“N”), arribando a un valor de $ 924.642 M pesos constantes de 2016.

Que, de esta manera, DISTROCUYO determina un ingreso anual equivalente de 520,6 millones de pesos por año correspondiente al quinquenio 2017-2021.

Que en lo referido al mecanismo de actualización de la remuneración, la empresa propone adoptar un mecanismo de actualización semestral basado en el índice de variación salarial y el índice de precios industrial Mayorista e incluir un factor de ajuste a fin de asegurar la sostenibilidad económica de la concesión. De esta manera define al Índice de Costos IC del mes “m”, correspondiente al semestre “t”, como el promedio ponderado del IPIMm SESENTA Y SIETE POR CIENTO (67%), el índice de Precios Internos al por Mayor, elaborado por el INDEC, correspondiente al mes “m” del semestre “t”, redefinido en base Diciembre 2015=100, y el IVCSm TREINTA Y TRES POR CIENTO (33%), el índice de Coeficiente de Variación Salarial, elaborado por el INDEC, correspondiente al mes “m” del semestre “t” , redefinido en base Diciembre 2015=100.

Que asimismo, determina un factor de ajuste mediante el cual calcula las diferencias entre costos crecientes por inflación e ingresos constantes, las capitaliza y las contempla de manera uniforme dentro de los ingresos del próximo semestre.

Que la empresa menciona que en el presente contexto de salida de un periodo de transición de más de quince años en los que la empresa estuvo sometida a severas restricciones financieras, un horizonte de tarifas decrecientes en términos reales no parece ser económicamente viable. Por ello cabe aclarar que las estimaciones aquí presentadas están basadas en proyecciones de costos eficientes alcanzables en el periodo por lo cual no resultaría correcto el aplicar una reducción por eficiencias en el quinquenio.

Que la transportista manifestó que el Plan de Inversiones Propuesto y que se envió adjunto como Anexo II, Sub-Anexo 11.2, fue elaborado considerando el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, que conforma el Contrato de Concesión como ANEXO ll-B, pues la Resolución ENRE N° 580/2016 modificatoria de la Resolución ENRE N° 552/2016 fue publicada en el Boletín Oficial, sin que existiese tiempo material para realizar el necesario análisis y consecuentemente sus implicancias sobre el Plan mencionado. Con posterioridad y habiendo realizado un análisis más detallado de la Resoluciones mencionadas solicitarán ampliar su plan de inversiones.

Que en cuanto a los costos de administración y OyM, con el objeto de analizar la propuesta en una moneda homogénea, los valores presentados por la empresa para el año 2015 se indexaron por la inflación promedio de dicho año (CATORCE COMA CINCO POR CIENTO - 14,5%) y, siendo que los valores para el quinquenio 2017-2021 se expresaron a moneda de Diciembre de 2016, se los deflactó por la inflación de 2016 (TREINTA Y SIETE POR CIENTO - 37%) para expresarlos también a moneda de Diciembre de 2015.

Que en el análisis no se tuvieron en cuenta ni las depreciaciones, ni las penalidades de la empresa.

Que en lo referido a Personal, en el 2015 DISTROCUYO contaba con 243 empleados, de los cuales 107 se encontraban vinculados a la Actividad Regulada, de los cuales 12 son personal administrativo y 95 de operación y mantenimiento teniendo 1 empleado administrativo cada 9 de operación y mantenimiento. El CINCUENTA Y SEIS POR CIENTO -56%- restante de los empleados (136) pertenecen a la Actividad No Regulada, de los cuales 14 son administrativos, 13 son de comercialización y 109 de operación y mantenimiento.

Que los ingresos totales para el 2015 ascendieron a $369 MM, el SESENTA Y CUATRO POR CIENTO -64%- corresponde a la Actividad no Regulado y el TREINTA Y SEIS POR CIENTO -36%- a la Actividad Regulada, como el VEINTISIETE POR CIENTO -27%- de los Costos Operativos Totales.

Que para el 2017, DISTROCUYO proyecta incrementar su plantilla de personal un VEINTINUEVE POR CIENTO -29%-, llevando el plantel promedio de personal 2015 de 112 (la cantidad a diciembre era de 107 impactado por bajas) a 140 personas al final del segundo año, 130 personas estarán en operación y mantenimiento y 10 en la administración, por lo que la empresa seguiría teniendo la mejor relación entre personal de operación y mantenimiento y de administración.

Que de los 33 nuevos agentes que ingresarían a planta en el quinquenio, 11 serían profesionales, 14 técnicos y 6 harían tareas de apoyo. La reducción de 12 a 10 agentes de administración se efectivizó en el año 2016, consecuentemente esta categoría no sufriría modificaciones en 2017.

Que el costo de personal se incrementará con los nuevos ingresos un NUEVE POR CIENTO (9%) en precios constantes del 2015, aumentando de $63 MM a 68,8 MM en el año 2017.

Que a dichos costos se les restaron los montos incluidos en el Plan de Inversiones en concepto de Mano de Obra propia activada, en 2017: $ 269 M; 2018: $ 374 M; 2019: $ 47 M; 2020: $ 257 M; 2021: $ 245 M. Mano de Obra Activada en Miles de pesos de diciembre 2015.

Que en cuanto a Combustibles y lubricantes, el monto solicitado al 2017 a precios constantes $4,1 MM, es ampliamente superior a los costos de combustible utilizado por kilómetro de línea por las otras transportista, por lo cual se reconoce el valor del combustible por kilómetro de línea del 2015 $3,04 MM.

Que en lo referido a Comunicaciones, el incremento admito a valores constantes por el ENRE es del VEINTINUEVE POR CIENTO (29%), el cual se basa en la cantidad de personal de la empresa. Se calcula el costo unitario del rubro comunicaciones por el personal existente en el 2015 y se lo multiplica por el total de personal al 2017.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el Dictamen Jurídico N° 139/2017 de la Asesoría Jurídica del ENRE, el cual obra agregado a las actuaciones del Visto, surge que la determinación de la pertinencia —o no— de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso, según que éstas reúnan o no, las condiciones que emanan de la doctrina de la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN para que resulten compatibles con dicho régimen federal y, por lo tanto, admisibles.

Que lo expuesto, se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que –a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conforme al Artículo 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER y equivalentes de las otras empresas)- las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine, en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa, o bien demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que, de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal aplicable al régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración, la inclusión de los importes que solicita la TRANSPORTISTA en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la Transportista que –en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios- podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crea oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 de su Contrato de Concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que por lo cual se reconoce el CUATRO COMA CERO SIETE POR CIENTO (4,07%) del monto total de costos, el cual surge de mantener la participación del año 2015.

Que en cuanto a Diversos, se reduce el porcentaje al DOS POR CIENTO (2%) de los costos totales, porque no existe justificación razonable para que dicho rubro tengo un nivel del CUATRO COMA SESENTA Y SEIS POR CIENTO (4,66%) de los costos totales, dado que las demás empresas del sector cuenta que un nivel inferior al DOS POR CIENTO (2%).

Que con respecto a Mantenimiento General, los siguientes costos fueron asignados por la empresa al Plan de Inversiones 2017-2021. Los mismos no fueron admitidos en dicho plan por el ENRE, no obstante, se aprueban dentro de la solicitud de costos. En el cuadro siguiente se expresan lo montos año por año.

Que por tanto, de los $128,5 MM anuales solicitados por la empresa para el 2017 y de los $135,4 MM para el resto del quinquenio, se reconocen $115,4 MM para el año 2017, $118,1 MM para el 2018 y $117 MM para el resto de los años. Tales montos representan, respecto de lo erogado en el año 2015, una variación del DIEZ POR CIENTO (10%), TRECE POR CIENTO (13%) y CATORCE POR CIENTO (14%) respectivamente.

Que en relación a las servidumbres de electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los 60 (SESENTA) días de notificada de la Resolución de la RTI, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021, que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etc.).

Que una vez finalizado el año, la transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales. (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en “Los Procedimientos” (p. ej. - Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que del análisis se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y, además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo, con relación a las inversiones se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas.

Que por otra parte se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que respecto a las Ampliaciones, originalmente solicitaba el reemplazo de los 2 (dos) ATRs de Anchoris (TTE 30/30/30 MVA) y un aumento de potencia. Los mismos habían sido reparados en el año 2005, donde además se aumentó potencia del terciario por 2 (dos) de 45 MVA, por la DIT le solicitó a DISTROCUYO una aclaración sobre el tema. Finalmente, se decidió reemplazar los 2 Autotransformadores por 2 Transformadores de Potencia de igual capacidad e ir reemplazando los autotransformadores progresivamente.

Que el transformador de potencia de la ET Monte Caseros también es un ATR y su estado es muy malo. Se aprueba su reemplazo porque no aumenta capacidad.

Que por lo tanto, queda como inversión no aceptada el ítem 38, por un enlace de barras de un nuevo campo en la ET Luján de Cuyo.

Que asimismo no se considera justificada la ampliación de inversiones presentada mediante Nota N° de Entrada ENRE 236711.

Que luego del análisis de las inversiones efectuado, las que corresponde incluir totalizan 371 obras por un monto de $762.847.066, valoradas a los precios de los equipamientos declarada por la transportista:

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado, se procedió a realizar una comparación entre los montos solicitados que surgen de la presentación de DISTROCUYO y los presentados por las otras Transportistas, asimismo con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que se comprobó que los precios de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la Transportista, comparados con el promedio de otras transportistas y los de

mercado, resultaban en valores que, en algunos casos llegaban a ser entre un VEINTE (20) y un TREINTA POR CIENTO (30%) superiores. Por ello, y teniendo en consideración los costos adicionales que implica su instalación en zona sísmica, se le aplicó un descuento sobre los mismos resultando un promedio de QUINCE POR CIENTO (15%) al rubro materiales, quedando un monto de $666.151.856.

Que en la Tabla del Apéndice I que forma parte del Anexo II de la presente Resolución, se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la transportista que, de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen aquellas que están relacionadas con las tareas de mantenimiento y que, por lo tanto, se incluyen en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice IV se incluyen los gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, el área correspondiente realizó un análisis particular de las mismas, cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice V.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado, será objeto de un control posterior por parte de este Ente. A tal efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiero.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que asimismo, corresponde en el caso de nuevos aportes o retiros de los accionistas analizar su incidencia en el cálculo del capital afectado a la actividad regulada.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la BCR.

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas Transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas Transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la BCR, se actualiza considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA). Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de “empalme hacia atrás” en base al IPC GBA del INDEC hasta diciembre de 2006, el IPC-SL de la provincia de San Luis hasta julio de 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) e IPC-SL (de la provincia de San Luis) hasta abril de 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos de diciembre 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016. En el caso de DISTROCUYO, el valor de la BCR inicial

es la base de capital establecida por Resolución ENRE N° 462/2001 en la última revisión tarifaria es de $ 20,65 millones a moneda de diciembre de 1999.

Que a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores descontando las bajas y amortizaciones de bienes de uso de cada año, correspondientes a actividades reguladas.

Que considerando que DISTROCUYO realiza actividades no reguladas, los valores del anexo de bienes de uso de los respectivos estados contables de la Transportista fueron ajustados a fin de distinguir las inversiones correspondientes a la actividad regulada. A tal fin se requirió a la Transportista por nota ENRE N° 122.753 un detalle de los bienes de uso por actividad, teniendo en cuenta la clasificación de actividad regulada y no regulada conforme Resolución ENRE N° 176/2013, que aprobara el “SISTEMA DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA LAS EMPRESAS TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA”.

Que en consecuencia, los valores correspondientes a altas, bajas y depreciaciones de bienes de uso de los estados contables fueron ajustados conforme la información de altas de bienes uso destinados a actividades no reguladas aportada por DISTROCUYO en su nota de entrada 235.384 del 28/10/2016.

Que asimismo, siguiendo los criterios de la Resolución ENRE N° 524/2016, las depreciaciones o amortizaciones contables de bienes de uso se corrigen considerando la prima por actividades no reguladas del TREINTA Y DOS COMA CUATRO POR CIENTO (32,4%) determinada por el ENRE en la última revisión tarifaria de DISTROCUYO.

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta diciembre de 2001 utilizando el índice de precios al consumidor –CPI– de EEUU nivel general. La BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio 1 peso = 1 dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictámen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 516/521 del Expediente de la referencia.

Que a partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de diciembre de 2015.

Que de esta forma se determina para la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos de la actividad regulada en el período 2017 - 2021 un valor de 461,85 millones de pesos constantes de diciembre de 2015.

Que por último, como señala la transportista en su propuesta, calcula el VNR y el VTD, utilizando como punto de partida el informe denominado “Conclusiones de la Auditoria Técnica y Económica de los Bienes afectados al Servicio” contratado por DISTROCUYO con LEVIN - TECNOLATINA, en el marco del Acta Acuerdo UNIREN.

Que DISTROCUYO ajusta los valores que surgen de la auditoria empleando índices de precios específicos nacionales y externos para actualizar los valores hasta diciembre de 2016, y luego hasta diciembre de 2015. En cuanto a las vidas útiles consideradas para determinar el VTD, utiliza las establecidas en el estudio original ajustadas por el tiempo transcurrido, con excepción de las líneas, cuya vida útil ha sido extendida.

Que de esta forma, la Transportista obtiene un VNR de USD 252,33 millones y un VTD de USD 81,2 millones a diciembre de 2015.

Que el Acta Acuerdo dice en la cláusula 14.1.8 que para determinar la BCR se considerará el valor de los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio. Para la valuación de dichos activos se considerará, el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también el de las incorporaciones posteriores, y el valor actual de tales bienes tomando en cuenta su estado actual de conservación.

Que los montos que presenta DISTROCUYO como VNR y VTD a diciembre de 2015 no son representativos del valor actual de los bienes o activos que integran hoy el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, y consecuentemente no responden al criterio definido en la cláusula 14.1.8 del Acta Acuerdo, porque: no constituyen el costo actual de reemplazar todas las instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de transporte sino que se limita a actualizar con índices específicos de precios los valores resultantes de una auditoría técnica realizada hace más de 10 años; los valores de dicha auditoría de bienes responden a los bienes existentes en el año 2005, y su actualización no toma en consideración las incorporaciones y bajas posteriores; el estado de las instalaciones que integraban el sistema de transporte en el año 2005 no es el mismo en la actualidad, ya que acumulan 10 años más de desgaste por uso y se desconoce el estado de conservación actual de los mismos.

Que según la transportista, el criterio adoptado por el ENRE en la Resolución N° 524/2016 para determinar el valor inicial de la BCR, no refleja lo acordado en la renegociación contractual plasmada en el Acta Acuerdo, lo que podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de DISTRICUYO.

Que, al respecto, cabe consignar que, como la misma transportista reconoce en su informe, es de práctica aceptada que la base de capital en un periodo tarifario toma como punto de partida la BCR de la anterior revisión.

Que por otra parte, el Acta Acuerdo no dice que la BCR inicial debe ser el valor de los bienes al inicio de la concesión, sino que lo que afirma es que dicho valor será considerado conjuntamente con el correspondiente a las incorporaciones posteriores, neto de bajas y depreciaciones. Es decir que, para determinar la BCR inicial del presente período tarifario se debe considerar un período de tiempo (en este caso desde el inicio de la concesión hasta la revisión tarifaria anterior) y no un momento (el de inicio de la concesión). El corolario de dicho proceder es la base de capital determinada en la última revisión tarifaria, que, como es de práctica, se toma como punto de partida de la presente revisión tarifaria.

Que consecuentemente, el criterio adoptado por el ENRE en el Anexo de la Resolución N° 524/2016 para determinar el valor inicial de la BCR, responde a lo acordado en la renegociación contractual, y en modo alguno podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de DISTROCUYO.

Que, en efecto, en el punto 4 BASE DE CAPITAL de dicho Anexo, se precisó la metodología a utilizar para determinar dicha BCR, en la cual se incluyen los criterios impugnados por DISTROCUYO.

Que habiendo sido la concesionaria debidamente notificada de dicho acto, no lo recurrió, razón por la cual se encuentra consentido, ello más allá de las razones técnicas explicitadas en los Considerandos precedentes que justifican los criterios que sobre el particular ha adoptado el ENRE.

Que para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los flujos de caja que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyectan varios flujos de fondos independientes y se les aplica distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es denominada en la literatura como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento de valuación de una empresa aquí descripto.

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis surge un inconveniente. Dado el plazo de vida indefinido de la compañía, ¿por cuántos años se estima el flujo de fondos

Que la respuesta a esta pregunta es la siguiente. El valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo. El primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar. El segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, para estimarlo, no es necesario proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadío de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones, base de capital y la compensación asociada a operar instalaciones de terceros reconocidas se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra en el ANEXO III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos (SIETE COMA SIETE POR CIENTO - 7,7%,) que fuera aprobada, mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos, que integran el FF se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etc.) respecto de la posición fiscal de la empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos cinco años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a $ 304.244,300 de diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario, se procedió a actualizarlo a febrero de 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA, mencionada en el punto 3.4. Para el mes de enero 2017, se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de DISTROCUYO asciende a la suma de $419.857,134, un VEINTE POR CIENTO (20%) inferior al solicitado por la empresa.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecido en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

Que asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la Transportista con las siguientes excepciones.

Que en Transformadores, DISTROCUYO indicó que posee 1430 MW, pero le faltó considerar 150 MW del Transformador SAN JUAN 220/132/13.2 ATR3. Se adoptó una potencia de 1580 MW de transformación.

Que los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado a considerar a partir del 1° de febrero de 2017 se explicitan en el Anexo IV de la presente Resolución.

Que por otra parte y en relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) -sistema especialmente adoptado en los Estados Unidos-, se le fija a la empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido, y consecuentemente las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch - Johnson (1962) demostraron que las empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobrecapitalización de la empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por Precios Máximos (o Price Cap) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el Price Cap el Regulador fija un valor máximo a las tarifas que la empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la empresa regulada (en el caso de que la empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos —para no perder su porción de mercado— redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X. Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó cinco criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio.; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el Price Cap requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la

empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en la Ley N° 24.065 en el Artículo 42 en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica, y, en particular, su inciso c) que establece: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”.

Que para el caso bajo tratamiento, cabe aplicar lo prescripto en el Subanexo IIA del Contrato de Concesión de DISTROCUYO a través del Artículo 8 que dice: “A partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del primer PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).”.

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la TRANSPORTISTA no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, resulta conveniente considerar el quinquenio 2017 - 2021 como un período de adaptación de la empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio público a su cargo lo que resulta acorde con los criterios tenidos en cuenta para la Declaración de la Emergencia Eléctrica por el Decreto 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio 2017 - 2021, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1%).

Que en el ANEXO IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el quinquenio 2017 - 2021.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el citado Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de Precios Máximos (RPM - Regulación por Precio Máximo o “Price-cap”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar y, que serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI - X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los TRANSPORTISTAS se fija por un período de 5 (CINCO) años, a través del proceso de la revisión tarifaria. Mediante el cual se determinan los ingresos

necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada en los términos del Artículo 41 de la Ley 24.065.

Que una vez definido el cuadro tarifario no corresponde revisar dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) hasta la próxima revisión tarifaria en los términos de lo dispuesto por el Artículo 43 de la mencionada Ley que textualmente reza: “Finalizado el período inicial de CINCO (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de CINCO (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los Artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de Precios Máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe la TRANSPORTISTA se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

Que en caso de que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la Ley contempla la posibilidad de requerir una revisión extraordinaria por aplicación de su Artículo 46, el cual dispone: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.”.

Que en función de lo dispuesto en el Artículo 9 de la Ley Nº 25.561 el Poder Concedente a través de la UNIREN celebró con cada TRANSPORTISTA un ACTA ACUERDO DE ADECUACIÓN DEL CONTRATO DE CONCESIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Que en su Cláusula Décimo Tercera “REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)” estableció la realización de una RTI, a llevarse a cabo mediante un proceso, en el cual se fije un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las pautas contenidas en la Cláusula Décimo Cuarta de la respectiva Acta Acuerdo.

Que el caso de DISTROCUYO, la Cláusula 14.1.6 en lo referido a los costos establece que en la RTI se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, la Cláusula 14.1.3 a los efectos de la re determinación de la remuneración fijada en la RTI dispone establecer los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que es decir, una vez fijados los costos eficientes en la RTI (cláusula 14.1.6), la re determinación de la remuneración debe surgir a partir de las variaciones que se verifiquen en los precios de los costos que fueron tenidos en cuenta cuando se fijó dicha remuneración. Esas variaciones que de verificarse podrían afectar la remuneración en términos reales se capturan a través de la evolución de índices de precios (variaciones en los precios de la economía) considerados para tal fin, tal como lo establece el mecanismo de RPM establecido por la Ley N° 24.065.

Que en función de ello, corresponde establecer una cláusula gatillo que pondere la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al CINCO POR CIENTO (5%), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondere los desvíos de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que, por otra parte, el Articulo 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de DISTROCUYO estipula que “El ENTE establecerá, a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO”.

Que, a su vez, en la Resolución ENRE N° 524/2016, se dispuso que “el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario.”.

Que por ende, el sistema de premios debería procurar dar un mayor incentivo para que la transportista opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en el Contrato de Concesión.

Que en el mencionado Contrato de Concesión se establece que la calidad del servicio público de transporte prestado por la TRANSPORTISTA se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por la Resolución ENRE N° 580/2016, se resolvió “Aprobar el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión”.

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que, en función de ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentran consideradas las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la TRANSPORTISTA como las de sus Transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las TRANSPORTISTAS.

Que en virtud de lo expuesto, resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP), a partir del cual cada una de las Transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al premio.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual, utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora; y considerándose el período correspondiente a los doce meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio corresponde comparar el VPM obtenido por la transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la TRANSPORTISTA no sería merecedora de premio.

Que en cambio, si el VPM obtenido por la TRANSPORTISTA fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora, y repartir dicho premio en forma proporcional a la facturación bruta de la TRANSPORTISTA y de las Transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la TRANSPORTISTA, actualizada a febrero de 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la transportista.

Que asimismo, al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP, se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo VI de la presente Resolución.

Que, a su vez, la gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a la TRANSPORTISTA y a las Transportistas Independientes aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA.

Que por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que, en oportunidad de las revisiones tarifarias las TRANSPORTISTAS deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que, asimismo, por Resolución ENRE N° 176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además, la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada TRANSPORTISTA y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados) por la presente se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de DISTROCUYO a partir del 1° de febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el Inciso d) del Artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que por lo expuesto el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 2, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48 y 49 e Incisos a), b), d) y s) del Artículo 56 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprobar el Anexo I “Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada [RVEET] - Seguro por contingencias” que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2° — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017:

Remuneración por Conexión:

• por cada salida de 220 kV.: DOSCIENTOS UN PESOS CON ONCE CENTAVOS ($ 201,11) por hora,

• por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: CIEN PESOS CON CINCUENTA Y SIETE CENTAVOS ($ 100,57) por hora,

• por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: SETENTA Y CINCO PESOS CON CUARENTA Y CUATRO CENTAVOS ($ 75,44) por hora,

• por transformador de rebaje dedicado: SIETE PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 7,58) por hora por MVA.

• por equipo de reactivo: SIETE PESOS CON CINCUENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 7,58) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

• para líneas de 220 kV: DOS MIL DOSCIENTOS SESENTA Y UN PESOS CON TREINTA Y UN CENTAVOS ($ 2261,31) por hora por cada 100 km.

• para líneas de 132 kV. o 66 kV: DOS MIL CIENTO SESENTA PESOS CON OCHENTA Y UN CENTAVOS ($ 2160,81) por hora por cada 100 km.

ARTÍCULO 3° — Aprobar los valores mensuales a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

• Por la Operación y Mantenimiento de la DAG de Lujan de Cuyo aprobada por Resolución ENRE N° 267/2005: NOVENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS PESOS más IVA ($ 95.396 más IVA) mensuales

• Por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo protección de barras instaladas en la E.T. San Juan aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: CIENTO DIECISÉIS MIL CIENTO CUARENTA Y UN PESOS más IVA ($ 116.141 más IVA) mensuales.

• Por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo protección de barras E.T. Cruz de Piedra aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: SETENTA MIL CIENTO SETENTA Y OCHO PESOS más IVA ($ 70.178 más IVA) mensuales.

ARTÍCULO 4° — Aprobar el Anexo II “Análisis de los Planes de Inversión RTI 2016 de la Transportista de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo DISTROCUYO S.A.” que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5° — Aprobar “La Determinación de la Remuneración de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica Por Distribución Troncal de Cuyo Sociedad Anónima (DISTROCUYO S.A.).” que como Anexo III forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 6° — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV de la presente Resolución, de la que forma parte integrante.

ARTÍCULO 7° — Aprobar el “Mecanismo de actualización de la remuneración de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo Sociedad Anónima (DISTROCUYO S.A.).” que como Anexo V forma parte integrante de la presente Resolución. El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el ANEXO V de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8° — Modificar el sistema de premios, al que se refiere El ARTÍCULO 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de la “EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO”, establecido por la Resolución ENRE N° 426/2001, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI “Mecanismo de actualización de la remuneración de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo Sociedad Anónima (DISTROCUYO S.A.)”, que forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI, que forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 10. — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la Transportista y definido en el Anexo VI, en el valor de PESOS DOSCIENTOS SETENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y SIETE ($ 274.697).

(Nota Infoleg: por art. 10 de la Resolución N° 521/2017 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad B.O. 1/11/2017 se modifica el valor aprobado en el presente Artículo para el promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la TRANSPORTISTA por el siguiente: $ 281.682 (PESOS DOSCIENTOS OCHENTA Y UNO SEISCIENTOS OCHENTA Y DOS) de febrero de 2017)

ARTÍCULO 11. — Aprobar el Anexo VI “Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” que como ANEXO VII forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 12. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 13. — Notifíquese al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A.); a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESTE S.A.); a ENERGIA SAN JUAN SOCIEDAD ANÓNIMA ; al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE SAN JUAN; al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE MENDOZA; a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADERE); a HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES SOCIEDAD ANÓNIMA; a HIDROELÉCTRICA DIAMANTE SOCIEDAD ANÓNIMA; a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA); a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA); a HIDROELÉCTRICA RIO JURAMENTO SOCIEDAD ANÓNIMA y a CAMMESA.

ARTÍCULO 14. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5429/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII).

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace "Esta norma es complementada o modificada por X norma(s).")

Anexo

RES ENRE 68-2017 - Anexo.pdf

RES ENRE 69-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente ENRE N° 47.300/2016, y

CONSIDERANDO:

VISTO el Expediente del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 47.308/2016, y

CONSIDERANDO

Que mediante la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016 se instruyó al ENRE para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante, TRANSCOMAHUE) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex - UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y dicha Empresa (en adelante TRANSCOMAHUE o la TRANSPORTISTA), que fuera ratificada por Decreto N° 1711/2007 de fecha 21 de Noviembre de 2007.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de Octubre de 2016 y su similar rectificatoria N° 580 de fecha 9 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus transportistas independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las transportistas deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, TRANSCOMAHUE mediante Notas de Entrada ENRE N° 235.455 de fecha 3 de Noviembre de 2016, y N° 235.919 de fecha 14 de Noviembre de 2016 ha presentado su respectiva propuesta tarifaria. La misma obra en el Expediente del Visto.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524/2016, mediante la Resolución ENRE N° 603/2016 de fecha 21 de Noviembre de 2016 y su modificatoria N° 616/2016 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por TRANSCOMAHUE.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, la Resolución ENRE N° 30/2004 adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el Centro Patagónico de Eventos y Convenciones —espacio Duam— ubicado en el acceso al Aeropuerto de la Ciudad de Neuquén, altura San Martín 5901, Ciudad de Neuquén, Provincia del NEUQUEN, el día 14 de diciembre de 2016, a las 9 horas.

Que en su propuesta, en primer lugar, con relación a los costos de administración y Explotación (O&M), TRANSCOMAHUE indica que los mismos están proyectados en pesos, a valores reales constantes, expresados en moneda de diciembre de 2017.

Que a continuación se resume la proyección por línea de costos propuesta por la empresa.

Que cabe mencionar que los costos proyectados por la transportista son los mismos en todos los años del quinquenio, con excepción del rubro “personal”.

Que en lo referido al personal, al cierre de 2015, TRANSCOMAHUE contaba con 37 empleados, en tanto que a Diciembre de 2016 ascendieron a 48 agentes. En total prevé incorporar 8 empleados más en el año 2017.

Que la empresa expresa que el motivo fundamental de estas incorporaciones ocurre por la insuficiencia tarifaria de los últimos años, por lo que desde el año 2001 trabajó con una dotación de personal más que atenuada (de acuerdo al organigrama empresario y requerimientos técnicos) y con niveles salariales que han quedado marcadamente fuera del mercado en el que opera la empresa.

para 2018 y CINCO -5- para el año 2021), por un monto de $ 563.755 cada una.

Que en función de lo anterior, la transportista estima un costo en personal de $ 76.851.163 para los años 2017, 2019 y 2020, $ 77.754.806 para 2018, y $ 80.465.736 para 2021.

Que en cuanto a otros costos en personal la transportista estima un monto de $ 1.332.013, para ropa de trabajo ($ 579.150), capacitación ($ 414.804), gastos de refrigerio ($ 136.800), exámenes periódicos ($ 163.800) y prepaga Swiss Medical ($ 35.442).

Que en lo que respecta a honorarios por servicios, requiere $ 709.121, e incluye desinsectación de ET, correspondencia, seguridad e higiene laboral y certificaciones de sistema de gestión.

Que en cuanto a honorarios profesionales, proyecta $ 9.263.000. Este ítem comprende los siguientes conceptos: honorarios legales ($ 660.000), honorarios eléctricos ($ 300.000), honorarios contables ($ 410.000), honorarios informáticos ($ 240.000), honorarios por servicios de escribanía ($ 120.000), honorarios regulatorios ($ 780.000) y regularización de servidumbres ($ 6.753.820).

Que con relación a materiales y contrataciones para obras, estima para el año 2017 un monto de $ 722.000, lo que incluye materiales eléctricos, insumos para mantenimiento de Estaciones Transformadoras (EETT), herramientas menores, materiales de comunicaciones y otros insumos eléctricos.

Que respecto al ítem “energía eléctrica”, “cuota social ATEERA” y “gasto por administración del MEM” la empresa requiere montos por $ 411.840, $ 80.309 y $ 103.563 respectivamente.

Que en lo referido rubro combustible y lubricantes, estima un gasto de $ 606.681. Argumenta que este monto contempla un VEINTICINCO POR CIENTO (25%) de aumento de actividad, y que tal incremento se debe al ingreso de las nuevas unidades previstas en los planes de inversión y a la incorporación de la nueva ET de ALLEN y de TERMOROCA. El área técnica planificó la formación de cuadrillas de mantenimiento de electroducto en las zonas de CATRIEL y las líneas de CHOELE CHOEL- VILLA REGINA, y por ello la necesidad de mayor cantidad de vehículos, personal y herramientas que necesariamente generaran mayores costos y gastos, entre otros mayor consumo de combustible.

Que en relación al servicio de transporte, la transportista estima un monto de $ 252.000, y comprende el costo del viaje de TRES (3) personas por mes a la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES.

Que en cuanto a seguros, la empresa estima un gasto de $ 849.000, e incluye los seguros de la flota automotor y seguro contra incendios de inmuebles.

Que en lo referido a viajes y estadías, contempla la capacitación del personal operativo y de dirección en la base de las ET BELTRÁN y CATRIEL. Para ello la transportista considera que la cantidad de personal operativo que irá a la base de forma mensual es de 3, mientras que de personal de dirección de 2. A su vez para los primeros considera necesario que estén en las bases 10 días, mientras que los segundos 2 días. El valor del viático es de $ 1.600 por día, por lo que la empresa estima un gasto total anual de $ 652.800.

Que respecto al rubro Artículos de oficina y papelería la empresa estima $ 216.861, y $ 161.189 para tasa de fiscalización ENRE.

Que en lo concerniente a impuestos, tasas y contribuciones TRANSCOMAHUE estima un gasto de $ 1.808.946. Dicho monto incluye impuesto a los sellos, tasa municipal, impuesto Ley 25.413 s/débitos, impuesto Ley N° 25.413 s/créditos, ganancia mínima presunta y otros impuestos y tasas.

Que en relación a directores y síndicos, TRANSCOMAHUE requiere $ 5.400.000. Explica que el directorio de la empresa se compone de tres miembros: presidente, vicepresidente y director. A su vez el órgano de fiscalización se compone de tres miembros. El monto total solicitado surge de una remuneración mensual de: $140.000 para el presidente, $ 110.000 para el vicepresidente y el director respectivamente, y $ 30.000 para cada miembro del órgano de fiscalización.

Que en cuanto a vigilancia y seguridad, la transportista proyecta gastar $ 9.685.267. La empresa requiere por motivos de seguridad pública contratar vigilancia por 24 horas en las EETT de CIPOLLETTI, CINCO SALTOS, VILLA REGINA, GENERAL ROCA, LUIS BELTRÁN, ALLEN (a inaugurarse en 2017) y base técnica SAN LUIS. El monto estimado surge de considerar un valor de $ 160 la hora.

Que respecto al rubro mantenimiento de electroducto, TRANSCOMAHUE estima un gasto de $ 2.685.468 para cada año del quinquenio. Este concepto abarca el plan de arbolado, que consiste en un programa formulado por el área de mantenimiento de electroductos que comprende el relevamiento de la totalidad de las LATs a fin de determinar anualmente la cantidad de poda y/o tala a efectuar para evitar el contacto de ramas con los conductores. La empresa señala que en el año 2015 se efectuaron los trabajos más urgentes debido a no contar con los recursos necesarios, y que a partir del año 2016 se incrementó la actividad en dicho concepto.

Que en cuanto a limpieza de oficinas y estaciones, la transportista estima una erogación de $ 431.519 para cada año del quinquenio. La misma señala la necesidad de contratar un servicio por 88 horas al mes en la base aérea técnica y 66 horas al mes en la base de administración con un costo por hora de $ 218, además considera el costo de los insumos por un total de $ 29.025.

Que en lo referido a gastos bancarios la empresa requiere $ 19.830 y para diversos $ 234.323 para cada año del quinquenio 2017-2021.

Que de esta manera, TRANSCOMAHUE solicita costos por $ 116.059.243 para los años 2017, 2019 y 2020, $ 116.962.886 para 2018, y $ 119.673.815 para 2021.

Que en cuanto a las servidumbres, la empresa incluye este concepto en su presentación de costos de administración y O&M en el rubro honorarios profesionales.

Que la transportista manifiesta que es necesario realizar un estudio precastratal de cada línea para saber con exactitud el número de parcelas afectadas. Sin embargo de manera preliminar concluyen que el número puede oscilar entre 200 y 400 parcelas, por lo que para el cálculo de su proyección contempla un promedio de 300 parcelas, con un costo total de $ 6.753.820, que contempla honorarios y gastos promedios por parcela ($ 6.171.000), sellado DGR ($ 168.000), visación municipal ($ 75.000), tasa C.P.I.A.T. ($ 108.000), registro de la propiedad promedio por parcela ($ 60.000) y los honorarios precatastral de cada línea ($ 171.820).

Que por medio de la Nota ENRE N° 122.756, se solicitó a TRANSCOMAHUE el Plan de Inversiones propuesto para el próximo periodo tarifario.

Que en el mismo debía especificar las inversiones en bienes de uso e Inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte” del Apéndice III.

Que el plan de inversiones debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la transportista con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003) y sus modificatorias y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, en hojas separadas identificadas con el N° de Orden y el Código Empresa utilizados en la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte”, se indicaría el siguiente detalle de las Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de vista de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes; y, justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la Transportista presentó la siguiente información como Anexo a las Notas de Entrada N° 235.919 y 236.385, obrantes a fojas 279 y siguientes y a fojas 425 y siguientes, respectivamente, del Expediente al que alude el VISTO.

Que el plan de inversiones propuesto, se compone de 16 obras con una inversión total en los CINCO (5) años, considerando lo expresado en el párrafo anterior, de $126.266.000, con la siguiente asignación anual: año 1, $ 21.988.000; año 2, $ 23.247.300; año 3, $ 24.907.300; año 4, $ 37.798.300; y, año 5, $ 18.325.300.

Que en cuanto a la base de capital regulatoria (BCR), la transportista envió por Nota de Entrada N° 235.919 una planilla de cálculo Excel “APENDICE II – Archivo Activos- v2” en la que expone una lista de todos sus activos desde el mes de Marzo de 1998 al mes de Octubre de 2015, discriminándolos según sean activos

iniciales o propios, indicando el origen de los mismos, la fecha de incorporación, la vida útil, las amortizaciones, el método de depreciación aplicado, entre otros.

Que para determinar la BCR, TRANSCOMAHUE actualizó el valor de origen y las amortizaciones de cada activo a Septiembre de 2015 con el Índice de Precios Mayorista (IPIM) del INDEC. A la suma de los valores de origen actualizados de todos los activos le restó los montos actualizados correspondientes a los activos que les fueron donados (fondos de terceros) y las amortizaciones actualizadas, y obtuvo como base de capital un monto de $ 55.191.371.

Que en cuanto a los requerimientos de ingresos, por Nota de Entrada N° 235.919 de fecha 14 de noviembre de 2016, TRANSCOMAHUE presentó su requerimiento de ingresos para el quinquenio 2017-2021. Posteriormente, por Nota de Entrada N° 236.385 de fecha 25 de noviembre de 2016 envió nuevamente la remuneración total pretendida para el quinquenio 2017-2021, señalando que en su presentación original no había contemplado las inversiones como parte de la remuneración total. Por lo que solicita $ 146.492.686 para el año 2017, $ 148.655.329 para 2018, $ 149.411.686 para 2019, $ 162.408.286 para 2020 y $ 146.444.259, todos los valores en pesos de 2017.

Que con el objeto de analizar la propuesta de costos de la empresa en una moneda homogénea, los valores presentados para el año 2015 (Contabilidad Regulatoria) se indexaron por la inflación promedio de dicho año (CATORCE COMA CINCO POR CIENTO-14,5%) y, siendo que los valores para el quinquenio 2017-2021 se expresaron a moneda de Diciembre de 2017, se los deflactó por la inflación de 2016 (TREINTA Y SIETE POR CIENTO -37%-) y por el nivel inflacionario considerado por la empresa, en concordancia con el proyecto de presupuesto remitido por el Poder Ejecutivo Nacional al Poder Legislativo Nacional para el año 2017 (DIECISIETE POR CIENTO -17%) para expresarlos también a moneda de Diciembre de 2015.

Que consecuentemente, todo el análisis de la propuesta de costos que se desarrolla a continuación, así como la determinación del nuevo nivel de costos debe interpretarse a valores de Diciembre de 2015.

Que por otra parte, en el análisis de los costos indicados no se consideran como parte del costo total las depreciaciones de bienes de uso.

Que en relación a los costos totales, TRANSCOMAHUE solicita para el año 2017 un incremento del CIENTO SESENTA Y DOS POR CIENTO (162%) respecto al año 2015.

Que en relación al rubro personal, la empresa requiere $ 47.945.077, un CIENTO CUARENTA Y TRES POR CIENTO (143%) más de lo erogado en el año 2015 ($ 19.701.469). La empresa señala que en ese año tenía 37 empleados, y prevé para 2017 un total de 56, es decir un CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) más. A su vez indica que en el año 2016 incorporó 11 empleados, por lo que la cantidad de empleados a incorporar para el quinquenio (2017-2021) es de 8 (7 corresponden al área técnica y 1 al área de administración).

Que para el año 2017 se reconoce la incorporación del nuevo personal, ya que el mismo está asignado principalmente a tareas técnicas de operación y de mantenimiento de las EETT. El monto establecido es de $ 31.046.253, y surge de la suma del costo unitario del personal de explotación del año 2015 por la cantidad de empleados de operación y mantenimiento del año 2017, y del costo unitario de administración del año 2015 por la cantidad de empleados de administración del año 2017.

Que respecto los otros años del quinquenio, se reconoce lo admitido para el año 2017, más lo generado por las bajas por jubilaciones, considerando un monto de $ 411.500 por cada baja. Para el 2018 se prevén dos bajas, por lo que se reconoce un monto total de $ 31.869.253, para 2019 y 2020 se estima 1 baja en cada año, por lo que se admite $ 32.280.753 y $ 32.692.254 respectivamente. Para 2021 proyectan 5 bajas, por lo que el monto de personal en ese año es de $ 34.749.754.

Que es de importancia mencionar que una parte del costo de personal reconocido está activado en el Plan de Inversiones admitido por el ENRE como mano de obra propia, tal como figura en el Apéndice II del Anexo II de la presente Resolución.

Que dichos montos fueron deducidos en los costos reconocidos, para que no existiera duplicidad de los mismos. Los valores que están activados en las inversiones admitidas son $ 2.914.294 para el año 2017, $ 2.726.277 para 2018, $ 3.104.064 para 2019, $ 3.422.865 para 2020 y $ 1.794.741 para 2021.

Que en lo referido a otros costos en personal, TRANSCOMAHUE requiere un monto de $ 831.002, un TRECIENTOS NOVENTA Y DOS POR CIENTO (392%) más que lo gastado en 2015, y justifica tal incremento con aumento de ropa de trabajo del personal, con mayor capacitación y con exámenes periódicos a realizar, contemplando el nuevo personal a ingresar. Los montos de cada concepto no fueron debidamente justificados, por lo que se le reconoce un monto de $ 266.216 que surge de considerar el valor erogado en el año 2015 ($ 168.937) más el incremento porcentual en el monto del rubro “personal”, que es del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58%).

Que en lo que concierne a honorarios por servicios, la empresa erogó $ 391.979 en el año 2015, y solicita para cada uno de los años del quinquenio $ 442.399, es decir un TRECE POR CIENTO (13%) más. La transportista argumenta que el incremento se debe al impacto inflacionario, y como los montos comparados están a valores de 2015 sin considerar efecto precio, se reconoce el valor de 2015 de $ 391.979.

Que en relación a honorarios profesionales, TRANSCOMAHUE destinó $ 581.832. Para cada uno de los años del quinquenio pretende $ 5.778.901, es decir un incremento del OCHOCIENTOS NOVENTA Y TRES POR CIENTO (893%). La empresa argumenta que ese monto contempla honorarios legales, contables, informáticos, eléctricos y regulatorios (estos dos últimos no existían en 2015), de agrimensura (regularización de servidumbres) y escribanía, este último basado en actividades conexas a la regularización de las servidumbres.

Que para honorarios profesionales, se reconoce un monto de $ 916.871 que contempla los honorarios requeridos por la empresa, exceptuando el de regularización de servidumbres y de escribanía.

Que el monto admitido surge de considerar el valor erogado en 2015 ($ 581.832) más el incremento porcentual en el monto del rubro “personal”, que es del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58%).

Que en cuanto a materiales y contrataciones para obras, en el año 2015 la empresa gastó $ 251.944, y pretende $ 450.434 para 2017, es decir un SETENTA Y NUEVE POR CIENTO (79%) más. La empresa argumenta que el incremento se debe a un aumento del CINCUENTA POR CIENTO (50%) del nivel de actividad. Considerando tal incremento del nivel de actividad el monto admitido es de $ 377.916.

Que respecto a combustibles y lubricantes, la transportista erogó $ 307.574 en el año 2015 y requiere $ 378.489, argumentando que el incremento se debe a un aumento del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) del nivel de actividad, por lo que se acepta un monto de $ 378.489.

Que en lo referido a mantenimiento general, la empresa requiere $ 2.234.918 mientras que en 2015 destinó $ 2.751.283 (de los cuales $ 728.935 estaban asignados al rubro “mantenimiento de equipos eléctricos”. En la proyección 2017 se reasignaron a “mantenimiento general”).

Que se admite lo requerido por la empresa para el ítem mantenimiento general, y a su vez, se adiciona en este rubro el costo de aquellas obras que integraban el plan de inversiones presentado por la transportista, que a criterio del ENRE constituyen gastos de mantenimiento no activables, los cuales se pueden ver en el Apéndice II del Anexo II de la presente Resolución. Por lo tanto, para el año 2017 se reconoce un monto total de $ 3.320.465, para 2018 de $ 3.575.940, y para los años 2019, 2020 y 2021 se admite un valor de $ 3.283.969 para cada uno de ellos.

miento regulado, con vigencia a partir del 1° de Febrero de 2017.934 para cada uno de los años del quinquenio, es decir un NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS POR CIENTO (996%) más de lo erogado en 2015 ($ 23.436). Se reconoce un monto de $ 70.307, que corresponde al sendero de incrementos mencionados que se establecerán en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Que en cuanto a gastos por administración del MEM, en 2015 la empresa erogó $ 17.267, y pretende $ 64.610, es decir un DOSCIENTOS SETENTA Y CUATRO POR CIENTO (274%) más.

Que la participación de este rubro en el total de costos se mantiene en los últimos años en el CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%), para el cálculo se mantiene esa proporción sobre los costos totales, y se obtiene un monto de $ 35.693.

Que respecto a los ítems “cuota social ATEERA”, “tasa de fiscalización ENRE” y “diversos” la transportista solicita $ 50.102, $ 100.561 y $ 146.187 respectivamente. Son los montos admitidos.

Que en lo referido a servicio de transporte, en 2015 la empresa erogó $ 62.918, y estima para 2017 $ 157.215, un 150% más. Se le reconoce un monto de $ 99.149 que surge de considerar el valor erogado en el año 2015 ($ 62.918) más el incremento porcentual en el monto del rubro “personal”, que es del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58%).

Que en cuanto a seguros, la transportista proyecta un gasto de $ 529.665, un CIENTO VEINTE POR CIENTO (120%) más de lo erogado en 2015. Argumenta que este incremento se debe a que en 2016 se empezó con el recambio de la flota automotor lo cual aumentó considerablemente los montos de los mismos, por lo que se considera el monto requerido.

Que en lo que concierne a viajes y estadías, en 2015 la transportista erogó $ 148.946 y requiere $ 407.262, un CIENTO SETENTA Y TRES POR CIENTO (173%) más. Se admite un monto de $ 234.715 que surge de considerar el valor erogado en el año 2015 ($ 148.946) más el incremento porcentual en el monto del rubro “personal”, que es del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58%).

Que en relación a Artículos de oficina y papelería, la empresa requiere $ 135.293 para 2017, un CINCUENTA Y NUEVE POR CIENTO (59%) más de lo destinado en 2015. Argumenta que el incremento

está dado por el impacto inflacionario (que no se contempla por estar los valores en pesos de diciembre 2015) y a un aumento del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de actividad. Se admite un monto de $ 134.827 que surge de considerar el valor erogado en el año 2015 ($ 85.559) más el incremento porcentual en el monto del rubro “personal”, que es del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58%).

Que respecto a impuestos, tasas y contribuciones, en 2015 TRANSCOMAHUE erogó $ 1.105.375 y proyecta $ 1.128.546, un DOS POR CIENTO (2%) más. La empresa argumenta que lo estimado corresponde a impuesto a los sellos, tasa municipal, impuesto Ley N° 25.413 s/débitos, impuesto Ley 25.413 s/créditos, ganancia mínima presunta y otros impuestos y tasas.

Que se admite para impuestos, tasas y contribuciones un monto de $ 871.032, y no se reconoce lo previsto para Tasa Municipal.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el Dictamen Jurídico N° 139/2017 de la Asesoría Jurídica del ENRE, el cual obra a fojas 1630/1632 del Expediente de la referencia, surge que la determinación de la pertinencia –o no- de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso, según que éstas reúnan o no, las condiciones que emanan de la doctrina de la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN para que resulten compatibles con dicho régimen federal y, por lo tanto, admisibles.

Que lo expuesto, se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que —a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conf. art. 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER y equivalentes de las otras empresas)— las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine, en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa, o bien demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que, de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal aplicable al régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración, la inclusión de los importes que solicita la TRANSPORTISTA en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la Transportista que –en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios- podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crea oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 de su Contrato de Concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que en relación a gastos bancarios, la transportista gastó $ 11.419 en el año 2015, y estima un monto de $ 12.371 para todos los años del quinquenio. Se admite lo solicitado por la empresa.

Que en lo que concierne a directores y síndicos, en 2015 TRANSCOMAHUE erogó $ 235.407 y proyecta $ 3.368.894 para cada año del quinquenio, es decir MIL TRESCIENTOS TREINTA Y UNO POR CIENTO (1.331%) más.

Que por Nota de Entrada N° 236.381 que obra en el Expediente del Visto, la empresa manifiesta que el incremento solicitado se da porque en el año 2015 solo se registró contablemente los honorarios de los tres miembros del órgano de fiscalización y que por no haberse realizado la asamblea de accionistas, los honorarios de los directores recién fueron registrados contablemente en 2016.

Que se le solicitó a la empresa documentación respaldatoria respecto al registro contable de los honorarios de los directores del año 2016.

Que por Nota de Entrada N° 237.621, que obra en el Expediente del Visto, la transportista envió nuevamente los montos de dichos honorarios sin la documentación solicitada. Por lo tanto, se admite un monto de $ 375.352 que surge de considerar una participación de este rubro en el total de costos del CERO COMA NUEVE POR CIENTO (0,9%) (que es la que se mantiene en los últimos años).

Que en relación a vigilancia y seguridad, TRANSCOMAHUE erogó $ 616.900 en el año 2015 y estima $ 6.042.340 para 2017.

Que teniendo en cuenta que la transportista prevé contratar vigilancia las 24 horas del día por un precio de $ 100 la hora, en las EETT DE CIPOLLETTI, CINCO SALTOS, VILLA REGINA, GENERAL ROCA, LUIS BELTRÁN, ALLEN, y en la base técnica de SAN LUIS, por motivos de seguridad pública, se admite el monto solicitado.

Que en cuanto a limpieza de oficinas y estaciones, TRANSCOMAHUE erogó $ 18.206 en el año 2015 y proyecta $ 269.212 para cada año del quinquenio, un incremento del MIL TRECIENTOS SETENTA Y NUEVE POR CIENTO (1.379%).

Que se admite un monto de $ 28.369, que surge de considerar que la participación de este rubro en el total de costos (CERO COMA UNO POR CIENTO - 0,1%) se mantiene en los últimos años y por lo tanto para el cálculo se mantiene esa proporción.

Que en relación a mantenimiento electroducto, la empresa proyecta $ 1.675.381, un DOSCIENTOS NOVENTA Y SIETE POR CIENTO (297%) más de lo que gastó en 2015.

Que por Nota de Entrada N° 237621 que obra en el Expediente del Visto, la empresa presentó documentación del año 2016, en la que no justifica el total del incremento solicitado, por lo que se reconoce un monto de $ 881.168.

Que del análisis realizado, se admite por costos de administración y O&M montos de $ 43.394.781, $ 44.661.273, $ 44.403.015, $ 44.495.714 y $ 48.181.339 para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 respectivamente.

Que tales montos representan, respecto de lo erogado en el año 2015, una variación del CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (57%), SESENTA Y DOS POR CIENTO (62%), SESENTA Y UNO POR CIENTO (61%), SESENTA Y UNO POR CIENTO (61%) y SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%), respectivamente.

Que en relación a las servidumbres de electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los SESENTA (60) días de notificada de la Resolución de la RTI, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021, que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etcétera).

Que una vez finalizado el año, la transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan de inversiones presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la Transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales. (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en “Los Procedimientos” (p. ej. –Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que del análisis se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y, además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo, con relación a las inversiones se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas y se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado, se procedió a realizar una comparación entre los montos solicitados que surgen de la presentación de TRANSCOMAHUE y los presentados por las otras transportistas, asimismo como con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que cabe aclarar que los valores de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la transportista, se encuentran razonablemente cercanos al promedio de mercado. Que luego del análisis de las inversiones efectuado, las inversiones a incluir totalizan 68 obras por un monto de $ 1.078.019.350.

Que en el informe del Anexo II, que forma parte integrante de la presente Resolución, se detallan las conclusiones del análisis de los planes de inversiones presentados por TRANSCOMAHUE. El mismo contiene 4 Apéndices.

Que en la Tabla del Apéndice I que forma parte del mismo Anexo II, se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la transportista que, de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen aquellas que están relacionadas con las tareas de mantenimiento y que, por lo tanto, se incluyen en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, el área correspondiente realizó un análisis particular de las mismas, cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice IV.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado, será objeto de un control posterior por parte de este Ente. A tal efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiero.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la BCR.

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico. Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la BCR, se actualiza considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA). Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de “empalme hacia atrás” en base al IPC GBA del INDEC hasta diciembre de 2006, el IPC-SL de la

provincia de San Luis hasta julio de 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) e IPC-SL (de la provincia de San Luis) hasta abril de 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos de diciembre 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016. En el caso de TRANSCOMAHUE, en el año 1998 se realizó una revisión tarifaria del sistema de transporte por distribución troncal de energía eléctrica del COMAHUE, que comprende al servicio concesionado a TRANSCOMAHUE y al EPEN. En dicha oportunidad el ENRE por Resolución N° 1.132/1999, determinó un capital regulado conjunto de $ 7.959.521 en moneda del 31 de Julio de 1998.

Que a fin de asignar la porción de ese capital determinado a cada una de las transportistas, corresponde atenerse a lo establecido en la cláusula tercera del Acta de Transferencia del 29 de Julio de 1993 suscripta entre la Secretaría de Energía de la Nación, la Provincia de RIO NEGRO y la Provincia de NEUQUÉN. Allí se estableció que la Provincia de Rio Negro se haría cargo del CUARENTA Y OCHO POR CIENTO (48%) del valor de las instalaciones afectadas al servicio público de transporte de energía eléctrica por distribución troncal del COMAHUE, motivo por el cual corresponde considerar la misma proporción de la BCR determinada en 1998 como base de capital inicial para el segundo periodo tarifario de TRANSCOMAHUE. Por lo tanto, la BCR inicial de TRANSCOMAHUE es de $ 3.820.570, a valores de Julio de 1998.

Que a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores descontando las bajas y amortizaciones de bienes de uso de cada año, conforme la información que surge de los estados contables respectivos.

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta diciembre de 2001 utilizando el índice de precios al consumidor –CPI– de EEUU nivel general.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio UN (1) peso = UN (1) dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 678/683 del Expediente del Visto.

Que a partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de Diciembre de 2016, a precios de Diciembre de 2015.

Que de esta forma la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos por TRANSNSCOMAHUE para el período 2017 - 2021 alcanza a Diciembre 2016 un valor de 141.395.079 de pesos constantes de Diciembre de 2015.

Que en el cálculo de la base de capital la transportista no siguió los criterios y los aspectos metodológicos de la Resolución ENRE N° 524/2016.

Que en primer lugar no consideró en su cálculo como activo regulado inicial la base de capital establecida en la Revisión Tarifaria de 1998, que como se explicó precedentemente es de $ 3.820.570.

Que por otro lado, las altas y depreciaciones de su presentación no coinciden con las altas y depreciaciones del Anexo de bienes de uso de sus respectivos estados contables. Además en su cálculo no contempla bajas para el período 1998-2016.

Que para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los cash flows que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyectan varios flujos de fondos independientes y se les aplica distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es denominada en la literatura como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento de valuación de una empresa aquí descripto.

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis procede preguntarse, dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuantos años corresponde estimar el flujo de fondos.

Que la respuesta a esta pregunta es la siguiente. El valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo: 1) el primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar, 2) el segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, para estimarlo, no es necesario proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadio de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones, base de capital y la compensación asociada a operar instalaciones de terceros reconocidas se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra en el Anexo III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos (SIETE COMA SIETE POR CIENTO -7,7%-) que fuera aprobada, mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos, que integran el FF se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etcétera) respecto de la posición fiscal de la empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos cinco años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a $ 80.408.417 de Diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario, se procedió a actualizarlo a Febrero de 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Para el mes de Enero 2017, se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de TRANSCOMAHUE asciende a la suma de $ 110.963.616.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecido en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de Febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

Que asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la Transportista con las siguientes excepciones.

Que en el listado de líneas de 132 kV, a la Transportista le faltó incluir las LAT´s Centenario – Entre Lomas y Medanito - Entre Lomas. Se adoptaron 602,478 km de LAT de 132Kv.

Que los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado en el próximo quinquenio se aplicarán a partir del 1° de Febrero de 2017.

Que en función de lo expuesto en el Anexo I a la presente resolución, a partir de la presente RTI, se prescinde de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET), determinándose la remuneración de la Transportista en base a los cargos de conexión capacidad y de equipamiento de reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que dado que la figura de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET) en cuanto concepto remuneratorio de la actividad del Transporte de Energía Eléctrica, si bien ha sido instituida originariamente en los Contratos de Concesión de la actividad, ha merecido objeciones en cuanto a su significado, utilidad y procedencia en la satisfacción de los principios tarifarios del Capítulo X de la Ley N° 24.065, a partir de la presente Revisión Tarifaria Integral, se ha resuelto prescindir de la RVEET, determinándose la remuneración de la TRANSPORTISTA en base a los cargos de conexión, de capacidad y de equipamiento de reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que por otra parte y en relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) —sistema especialmente adoptado en los Estados Unidos—, se le fija a la empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido, y consecuentemente las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobrecapitalización de la empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o PRICE CAP) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en el REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el PRICE CAP el regulador fija un valor máximo a las tarifas que la empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la empresa regulada (en el caso de que la empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos —para no perder su porción de mercado— redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó cinco criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio.; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el PRICE CAP requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en el Artículo 42 de la Ley N° 24.065 en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica, y en particular, su inciso c) del mencionado Artículo se establece que: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”.

Que para el caso bajo tratamiento, cabe aplicar lo prescripto en el Subanexo 1 del Contrato de Concesión de TRANSCOMAHUE, a través del Artículo 8 que dice: “A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el

ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del primer PERIODO DE GESTIÓN más del CINCO POR CIENTO (5%).”.

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la transportista no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, resulta conveniente considerar el quinquenio 2017 – 2021 como un período de adaptación de la empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio público a su cargo, lo que resulta acorde con los criterios tenidos en cuenta para la Declaración de la Emergencia Eléctrica por el Decreto N° 134 de fecha 16 de Diciembre de 2015.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1%).

Que en el Anexo IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el próximo quinquenio.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM - Regulación por Precio Máximo o “PRICE-CAP”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar; y, que las tarifas serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los Considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI - X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los TRANSPORTISTAS se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria, mediante el cual se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065.

Que una vez definido el cuadro tarifario no corresponde revisar dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) hasta la próxima revisión tarifaria en los términos de lo dispuesto por Artículo. 43 de la mencionada Ley que textualmente reza: “Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los Artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el transportista se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

Que, en caso que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la citada Ley contempla la posibilidad de requerir una revisión extraordinaria por aplicación de su Artículo 46, el cual dispone: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.”.

Que en función de lo dispuesto por el Artículo 9 de la Ley N° 25.561, el Poder Concedente a través de la Ex - UNIREN celebró con cada TRANSPORTISTA un ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL.

Que en su Cláusula Décimo Segunda “REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)” establece que la realización de la RTI, se llevará a cabo mediante un proceso, en el cual se fijará un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065,

su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Cuarta del mismo instrumento.

Que en el caso de TRANSCOMAHUE, la Cláusula 13.1.5 en lo referido a los costos establece que en la RTI se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, la Cláusula 13.1.2 dispone establecer los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que en función de ello, corresponde establecer una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al CINCO POR CIENTO (5%), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondere los desvíos de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que, a su vez, en la Resolución ENRE N° 524/2016, se dispuso que "…el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario".

Que dicho sistema de sanciones, para fomentar la mejora continua de la calidad que presta la Concesionaria necesita complementarse con un sistema que estimule dicha mejora por encima de una Calidad mínima, debiéndose entender por tal sistema, un sistema de premios.

Que si bien en el Contrato de Concesión de la Transportista, no se encuentra establecido, tal como ocurre en otras TRANSPORTISTAS, que el ENTE establecerá, a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO, resulta necesario agregar coherentemente un sistema de premios, que debería procurar dar un mayor incentivo para que "La Transportista" opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en el Contrato de Concesión.

Que en el mencionado Contrato se establece que la calidad del servicio público de transporte prestado por la transportista se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por su Similar N° 580/2016, se resolvió "Aprobar el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión".

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que por ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentra considerado las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la Transportista como las de sus Transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las transportistas.

Que en virtud de lo expuesto, resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP), a partir del cual cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al premio.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual, utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora; y considerándose el período correspondiente a los doce meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio corresponde comparar el VPM obtenido por la Transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la transportista no sería merecedora de premio.

Que si el VPM obtenido por la Transportista fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora, y repartir dicho premio en forma proporcional a la facturación bruta de la Transportista y de las Transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la transportista, actualizada a febrero de 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la transportista.

Que asimismo, al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP, se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo VI de la presente Resolución.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a “La Transportista” y a las “Transportistas Independientes” aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA.

Que por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que, en oportunidad de las revisiones tarifarias las transportistas deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que asimismo, por Resolución ENRE N° 176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada transportista y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados), se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que lo actuado por el ENRE se encuentra fundado en principios técnico - económicos referenciados en los Considerandos precedentes y se halla enmarcado en los principios y criterios tarifarios estipulados en la Ley N° 24.065, su reglamentación aprobada por Decreto N° 1.398 de fecha 6 de Agosto de 1992, así como en lo establecido en el Acta Acuerdo celebrada con la UNIREN, normas que otorgan a este Ente amplias facultades en materia tarifaria.

Que en este sentido la norma mencionada confiere al ENRE facultades para establecer las bases de cálculo para la determinación de las tarifas iniciales y para la determinación de los sucesivos cuadros tarifarios que se aplicarán en cada período tarifario, pero le impone la obligación de que las tarifas que se establezcan se adecuen a los principios tarifarios establecidos en el capítulo X de la Ley N° 24.065.

Que asimismo, los Artículos 43 y 45 de la Ley N° 24.065 otorgan al ENRE, competencia para el establecimiento y revisión de la tarifa de transporte.

Que un principio liminar en materia tarifaria es que las tarifas deben estar asociadas a los costos, principio reconocido expresamente por el legislador en los Artículos 40 y 41 de la Ley N° 24.065.

Que la mencionada Ley no discrimina entre los sujetos que pueden invocar los principios tarifarios, y los que solicitan su cumplimiento. Dichos principios fueron establecidos en la Ley para ser cumplidos, y su observación resulta obligatoria por parte del ENRE.

Que asimismo, los Artículos 46 a 48 otorgan al ENRE, competencia para efectuar ajustes en la tarifa en vigencia en los casos en que se verifiquen las condiciones indicadas en los Artículos 40 y 41.

Que sin perjuicio de ello, la Ley N° 24.065 también confiere al ENRE, capacidad para realizar, en general, todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta norma y su reglamentación (Artículo 56 Inciso s).

Que la jurisprudencia tal como fue citado en la Resolución ENRE N° 1.650/1999 ha ratificado la competencia tarifaria de los entes reguladores, y se ha pronunciado acerca del carácter reglamentario que revisten las tarifas.

Que conforme a lo establecido en el Artículo 56 Inciso a) de la Ley N° 24.065 el ENRE debe hacer cumplir esta norma, su reglamentación y disposiciones complementarias.

Que los principios tarifarios fueron también establecidos para otorgar confiabilidad a la prestación del servicio, cuya preservación impone el Artículo 2 de dicha Ley, previendo por otra parte distintas acciones para la salvaguarda de los mismos, que pueden ser invocadas, tanto por usuarios y concesionarios, como ejercidas de oficio por el ENRE.

Que con relación a la modificación del cuadro tarifario, cabe mencionar que lo dispuesto por el Artículo 25 del Contrato de Concesión mencionado, debe armonizarse con lo establecido por la Ley N° 24.065.

Que la determinación del nivel de calidad del servicio constituye el correlato de la facultad de establecer los cuadros tarifarios de acuerdo a lo estipulado por el Artículo 56 Inciso b) de la Ley N° 24.065.

Que tanto los principios tarifarios establecidos en la Ley N° 24.065, como los distintos mecanismos de revisión y ajuste de la tarifa, y la competencia legal del ENRE en dicha materia, se encontraban vigentes en oportunidad de realizarse la firma del Contrato de Concesión de TRANSCOMAHUE.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de TRANSCOMAHUE a partir del 1° de Febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el Inciso d) del Artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que por lo expuesto el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 56 Incisos a), b), f) y s), Artículos 40 a 49 y el 2 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º — Aprobar el Anexo I “Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada [RVEET] – Seguro por contingencias”, que forma parte integrante de la presente resolución ARTÍCULO 2º — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017.

Remuneración por Conexión:

- Por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: SESENTA Y CINCO PESOS CON CINCUENTA Y TRES CENTAVOS ($ 65,53) por hora,

- Por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: CUARENTA Y NUEVE PESOS CON TRECE CENTAVOS ($ 49,13) por hora,

- Por transformador de rebaje dedicado: CUATRO PESOS CON NOVENTA Y CUATRO CENTAVOS ($ 4,94) por hora por MVA.

- Por equipo de reactivo: CUATRO PESOS CON NOVENTA Y CUATRO CENTAVOS ($ 4,94) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

- Para líneas de 132 kV. o 66 kV: UN MIL CUATROCIENTOS OCHO PESOS CON SETENTA Y NUEVE CENTAVOS ($ 1408,79) por hora por cada 100 km.

Remuneración por Energía Eléctrica Transportada:

- Se establece en pesos CERO (0) por año.

ARTÍCULO 3º — Aprobar el Anexo II “ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN RTI 2016 DE LA TRANSPORTISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE, TRANSCOMAHUE S.A.”, el que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 4º — Aprobar la “DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE (TRANSCOMAHUE S.A.)”, que como Anexo III forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5º — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV, el que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 6º — Aprobar el “MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE, (TRANSCOMAHUE S.A.)”, que como Anexo V forma parte integrante de la presente resolución.

El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el ANEXO V de la presente resolución.

ARTÍCULO 7º — Establecer el sistema de premios para la TRANSCOMAHUE S.A., conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI, que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8º — Instruir a CAMMESA para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI de la presente Resolución.

ARTICULO 9º — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la Transportista y definido en el Anexo VI, en el valor de PESOS OCHENTA Y CUATRO MIL SESENTA Y DOS ($ 84.062).

ARTÍCULO 10. — Aprobar el “Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” según se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución, de la que forma parte integrante.

ARTÍCULO 11. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; a TRANSCOMAHUE; a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA).

ARTÍCULO 13. — Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y cumplido, archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5427/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, A

Anexo

RES ENRE 69-2017 - Anexo.pdf

RES ENRE 71-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente ENRE N° 47.307/2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016 se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN)-TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (en adelante EPEN) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex- UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y el ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DE NEUQUÉN (EPEN), que fuera ratificada por Decreto N° 1.356/2008 de fecha 21 de agosto de 2008.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de Octubre de 2016, rectificada por su similar N° 580 de fecha 09 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus transportistas independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, el EPEN mediante Nota de Entrada N° 235.916 del 14 de noviembre de 2016 y N° 235.938 de idéntica fecha presentó su propuesta tarifaria, la que obra en el Expediente mencionado en el VISTO.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524/2016, mediante la Resolución ENRE N° 605/2016 de fecha 21 de Noviembre de 2016 y modificada por su similar N° 616/2016 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por EPEN.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, dicha Resolución ENRE N° 30/2004 adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el Centro Patagónico de Eventos y Convenciones - espacio Duam – ubicado en el acceso al Aeropuerto de la Ciudad de NEUQUÉN, altura San Martín N° 5.901, Provincia del NEUQUEN, el día 14 de diciembre de 2016 a las 9 horas.

Que EPEN en su propuesta tarifaria proyecta los costos para el quinquenio 2017-2021, en PESOS, a valores reales constantes, expresados en moneda del mes de septiembre de 2016, con excepción de los rubros “personal”, “personal fondo eléctrico ley 2938/2015” y “honorarios por servicios” cuyos valores fueron presentados en moneda del mes de diciembre de 2016.

Que en los costos presentados por la Empresa no se consideran como parte del costo total las depreciaciones de bienes de uso.

Que EPEN solicita costos por un monto de $ 111.899.509 para el año 2017. El NOVENTA Y SEIS POR CIENTO (96 %) de los mismos corresponden a cinco rubros: honorarios por servicios CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO (44 %), personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015 VEINTITRÉS POR CIENTO (23 %), honorarios profesionales DOCE POR CIENTO (12 %), personal DIEZ POR CIENTO (10 %) y materiales y contrataciones para obras SEIS POR CIENTO (6%).

Que para el resto de los años del quinquenio los costos que estima la Empresa solo varían para los rubros “personal”, “personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015” e “impuestos, tasas y contribuciones”.

Que en relación al rubro “personal” la transportista solicita para el año 2017 un monto de $ 10.926.371.

Que la transportista explica que la mano de obra y equipamiento para la Operación local y Mantenimiento del Sistema está contratada a terceros. El personal con dedicación exclusiva al servicio de transporte pertenecientes a la Unidad Distro del EPEN se limita a los agentes responsables de la Planificación, Programación y Control de Mantenimiento, la supervisión del cumplimiento de dicho contrato, operación del sistema, implementación del Sistema Integrado de Gestión (Calidad, Seguridad Pública y Medio Ambiente), como así también de la gestión de adquisición de repuestos y materiales, reparación de equipamiento y recepción y ensayo de nuevas instalaciones y equipos.

Que EPEN indica que al 31/12/2015 tenía TRECE (13) empleados con dedicación exclusiva, con vacantes sin cubrir debido al nivel remunerativo insuficiente y sensiblemente menor respecto al existente en el mercado regional. En 2016 la Empresa incorporó DOS (2) nuevos técnicos como operadores en el Centro de Operación por Distribución Troncal (COTDT), por lo que el plantel con dedicación exclusiva asciende a QUINCE (15) empleados. Para 2017 prevé la incorporación de TRES (3) profesionales y para 2018 CINCO (5) más. La transportista señala que estas incorporaciones se encuentran sustentadas en función del crecimiento en la gestión de las inversiones a realizar, como así también en la ejecución e inspección de las obras con financiamiento específico como por ejemplo ET Neuquén Norte, ET Colonia Valentina, ET Loma Campana (obra básica y ampliaciones), ampliación ET El Trapial, Interconexión Pilcaniyeu- Villa La Angostura- Bariloche, entre otras.

Que la Empresa argumenta que se trata de la incorporación de profesionales junior de la Ingeniería Eléctrica, para afrontar tareas asociadas a los procesos licitatorios y ejecución de los proyectos previstos para el próximo quinquenio, que comprende tanto las instalaciones nuevas que se incorporarán al servicio público de transporte troncal, como las derivadas de la implementación del plan de inversiones para el reemplazo de equipamiento presentado para la presente RTI, a saber: Servicios de ingeniería (elaboración de anteproyectos, pliegos y especificaciones técnicas para compra de equipamiento nuevo, pliegos de licitación de obras y/o adecuaciones de instalaciones, tanto de potencia como de telecomunicaciones, ensayos en fábrica y emplazamiento e inspección y supervisión de obras); y gestiones licitatorias, administración de contratos, certificaciones, gestión de compras y contrataciones, gestión presupuestaria.

Que para los años 2019, 2020 y 2021 EPEN estima incorporar DOS (2) técnicos en cada año con el fin de cubrir las necesidades de completar los planteles básicos para la prestación del servicio considerando la incorporación y habilitación comercial de las instalaciones.

Que para el cálculo del monto total de “personal” la Empresa señala que tomó como base de cálculo la liquidación de octubre 2016 y la anualizó. Luego para cada año del quinquenio, le sumó la remuneración anual de los nuevos empleados por un monto de $ 572.000 cada uno.

Que el rubro “personal Fondo Eléctrico Ley N° 2.938/2015” se incorpora para la proyección 2017 y equivale a un monto de $ 26.793.345 para dicho año. La Empresa explica que el personal propio reviste el carácter de empleado Público Provincial bajo las pautas del Convenio Colectivo de Trabajo aprobado y homologado por Ley N° 2.938/2015, el cual establece la creación de un fondo eléctrico sobre la base del NUEVE POR CIENTO (9 %)de los ingresos del organismo cualquiera sea su fuente. El mismo se distribuye entre los trabajadores conforme lo establecido en dicho Convenio.

Que la transportista señala que la inclusión de este ítem tiene su antecedente en los costos Empresariales incluidos en el Acuerdo Instrumental vigente para el periodo agosto 2016- enero 2017.

Que para el resto de los años del quinquenio, el monto pretendido bajo este concepto es de $ 25.939.537, $ 26.671.102, $ 24.337.077 y $ 21.618.521 respectivamente.

Que respecto al rubro “honorarios por servicios” la Empresa requiere la suma de $ 50.211.013. La transportista indica que contrató una Empresa mediante licitación pública en el año 2013 que comprende los periodos 2014-2015 y 2016-2017, para brindar servicios de mano de obra especializada y equipamiento para la operación y mantenimiento de las instalaciones. Este ítem incluye los siguientes costos: remuneraciones, cargas sociales, otros gastos en personal, provisión de equipamiento de trabajo (vehículos, grúas, herramientas, instrumental, etcétera) sus gastos y amortizaciones. El monto proyectado comprende la cotización presentada con la correspondiente actualización por el mecanismo de

redeterminación de precios determinada por contrato vigente encuadrado en los lineamientos del Decreto Provincial N° 1.827/2009.

Que, por su parte, para el ítem “honorarios profesionales” EPEN proyecta gastar $ 12.996.196 en cada año del quinquenio.

Que la Empresa explica que este concepto comprende la retribución por servicios profesionales y/o técnicos relacionados con proyecciones, proyectos, estudios especiales, análisis de aspectos relacionados con la concesión y con el mercado, y similares, para los cuales se contrata a terceras personas, profesionales, estudios y/o Empresas, ya sea por requerimientos de especialidad o bien por el carácter temporario del servicio que no justifica la incorporación de personal a la planta permanente.

Que señala además que este rubro abarca especial y principalmente las tareas desarrolladas por el resto de la estructura orgánica de EPEN para con la Unidad Distro Neuquén, que incluye entre otros los siguientes servicios: a) Servicios de Ingeniería (Asistencia Técnica para la elaboración de Anteproyectos, Pliegos de Licitación y Especificaciones Técnicas de compra de Equipamiento nuevo, Obras y/o Adecuaciones de Instalaciones, tanto de Potencia como de Telecomunicaciones); b) Servicios de Mantenimiento de Comunicaciones (SISCOM); c) Servicios de Mantenimiento de tele operación (SOTR), d) Administración de recursos, e) Asesoría legal, f) Dirección y auditoría.

Que EPEN sostiene que las condiciones económicas hicieron que en los últimos años, en su necesidad de contener gastos y ajustar presupuestos, haya reducido los montos erogados por este concepto, siempre con la convicción de retomar un nivel acorde con los requerimientos técnico – profesionales emergentes de una prestación del servicio adecuada a las condiciones de calidad y confiabilidad que los usuarios demandan.

Que la Empresa indica que el monto proyectado para este rubro incluye además una erogación que contemple la administración de los contratos de Obras con financiamiento a través del FOTAE y otros de similares características, por un monto de $ 3.000.000.

Que expone además que desde el año 2007 no se llevan a cabo obras que incorporen instalaciones al Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue -Subsistema Neuquén concesionado al EPEN, por lo que no resultó necesario recurrir a este tipo de servicios de terceros. Las contrataciones previstas para el próximo quinquenio, están asociadas a estudios, inspecciones y administración de los proyectos a concretarse a partir del 2017.

Que para la determinación de este rubro, y para “mantenimiento general” y “diversos” la Empresa explica que al tener las funciones de transporte y distribución de energía eléctrica y, por lo tanto, la contabilidad comercial que lleva adelante el organismo es única para ambas actividades, para poder brindar la información como se establece en el Sistema de Contabilidad Regulatoria para Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, utiliza un mecanismo de apropiación de costos en función de las distintas actividades y un prorrateo de los mismos de acuerdo a la relación promedio entre los ingresos y egresos correspondientes al Servicio de Transporte Troncal respecto del Balance General del Ente. Para la proyección 2017, a partir del mecanismo mencionado imputan a la actividad de transporte de energía eléctrica el CIENCO POR CIENTO (5 %) del costo total. A su vez ese monto total se asigna a los rubros “honorarios profesionales”, “mantenimiento general” y “diversos”, estableciendo una ponderación para cada uno de ellos de OCHENTA Y SIETE POR CIENTO (87 %) para honorarios profesionales (CUARENTA Y CIENTO POR CIENTO -45% asignados a operación y mantenimiento y CUARENTA Y DOS POR CIENTO -42%- a administración), OCHO POR CIENTO (8 %) para mantenimiento general (operación y mantenimiento) y CINCO POR CIENTO (5 %) para diversos (administración).

Que por lo tanto una parte del monto pretendido en “honorarios profesionales” corresponde a la apropiación de gastos explicada precedentemente, y otra parte a la administración de contratos de Obras con financiamiento a través del FOTAE.

Que para el rubro “otros costos en personal” la Empresa solicita un monto de $ 99.699. El mismo incluye costos de capacitación, ropa de trabajo, elementos de seguridad y refrigerio.

Que el ítem “mantenimiento de equipos eléctricos” comprende el gasto en mantenimiento de equipos incluyendo materiales de reparación de equipos de aire acondicionado. Proyecta para cada año del quinquenio un monto de $ 8.702.

Que la transportista señala que el concepto “materiales y contrataciones para obras” abarca la adquisición de conductores, elementos de protección y maniobra, accesorios para tableros adquiridos para la prestación del servicio, y solicita un monto de $ 6.301.375.

Que para los rubros “energía eléctrica”, “cuota social ATEERA” y “gasto por administración del MEM” la Empresa solicita montos por $ 36.000, $ 68.640 y $ 53.902 respectivamente.

Que la Empresa indica que en “combustibles y lubricantes” se incluye el combustible y lubricante de vehículos afectados a la Unidad Distro, el lavado y engrase de los mismos. Estima un gasto de $ 317.814 bajo este concepto.

Que para “mantenimiento general” la transportista estima un gasto de $ 929.893 para cada año del quinquenio. El cálculo lo obtiene a partir del prorrateo y la apropiación del CINCO POR CIENTO (5 %) de costos explicada anteriormente.

Que respecto a “alquileres” la Empresa solicita un monto de $ 1.000. Incluye los costos relacionados al alquiler de máquinas, herramientas, inmuebles, expensas, cocheras, fotocopiadoras.

Que el rubro “comunicaciones” contiene gastos en telefonía fija, telefonía celular, por redes y gastos varios de comunicaciones. La transportista proyecta un gasto de $ 45.688 bajo este concepto.

Que en relación a “servicio de transporte” la transportista estima un monto de $ 3.103 y comprende la contratación del traslado del personal, gastos en remis, etcétera.

Que para “seguros” la transportista estima un gasto de $ 13.536. Este concepto corresponde al pago del seguro automotor de los vehículos de la Empresa.

Que el rubro “viajes y estadías” contiene la liquidación de viáticos, con gasto en alojamiento y comida utilizada por el personal de la Empresa, proyecta una erogación por $ 45.420.

Que para “artículos de oficina y papelería” EPEN requiere $ 215.543 y abarca papeles, materiales e insumos de computación.

Que respecto a “impuestos, tasas y contribuciones” la Empresa estima un gasto de $ 206.413 para el año 2017, del cual $ 103.819 corresponden al pago a la MUNICIPALIDAD DE NEUQUÉN por la obra de asfalto sobre Base Operación y mantenimiento de la Distro Neuquén y $ 102.594 a lo que proyecta gastar en el resto de impuestos. Para los otros años del quinquenio solicita $ 102.594.

Que en “vigilancia y seguridad” EPEN proyecta gastar $ 1.371.849. Este ítem está relacionado a la contratación de un servicio de seguridad privada y control de accesos en Base de Operaciones Distro.

Que en cuanto a “limpieza de oficinas y estaciones” la transportista estima una erogación de $ 568.908 para cada año del quinquenio. Este rubro contiene la contratación del servicio de limpieza en las oficinas del Centro de Operaciones COTDT y los insumos correspondientes.

Que para el ítem “diversos” EPEN solicita $ 685.100 para cada año del quinquenio. Un OCHENTA Y TRES POR CIENTO (83 %) del monto pretendido surge del prorrateo y la apropiación del CINCO POR CIENTO (5 %) de costos que realiza la transportista del total de EPEN para la contabilidad regulatoria explicado con mayor detalle precedentemente, y el resto para el pago del servicio de agua y saneamiento.

Que teniendo en cuenta lo anterior, los costos solicitados por la transportista para el quinquenio 2017-2021 arrojan los siguientes montos: 2017: PESOS $ 111,89 MM; 2018: $ 113,8 MM; 2019: $ 115,68 MM; 2020: $ 114,49 MM; 2021: $ 112,91 MM.

Que por Nota de Entrada N° 235.438, EPEN expresa que ninguna de las líneas existentes al momento de la toma de posesión tenía las servidumbres administrativas de electroducto constituidas formalmente, por lo que a partir del año 2003 la transportista inició por su cuenta y a su cargo un paulatino proceso de regularización de las restricciones generadas por las líneas eléctricas cuyo uso se transfirió con el Acta Acuerdo de 1993.

Que la Empresa explica que dicha regularización comprende la ejecución de los planos de mensura y su ulterior anotación en el Registro de la Propiedad y en la Dirección de Catastro, en forma unilateral, es decir sin el concurso del titular del predio sirviente. Señala además que este programa de tareas se ha venido desarrollando con recursos propios y que no está contemplado en la tarifa que el EPEN percibe por el servicio.

Que la transportista indica que de los 764 kilómetros de líneas eléctricas del EPEN Distro Neuquén, se presentaron registros de Convenios de Servidumbre por un total de 368,21 kilómetros de líneas, es decir un CUARENTA Y OCHO POR CIENTO (48 %) del total, de las cuales 84,21 kilómetros de líneas están inscriptas en el Registro de Propiedad Inmueble de Neuquén y 284 kilómetros de líneas están en Convenios en trámite de inscripción en el Registro de Propiedad Inmueble de Neuquén, cuyos montos indemnizatorios ya han sido abonados a los propietarios. Esta última categoría corresponde a los Convenios de Servidumbre de la línea “El Trapial- Loma de la Lata”, consistente en DOS (2) líneas sobre una misma postación.

Que respecto a los 397 kilómetros de líneas restantes la Empresa señala que no ha exhibido Convenios de Servidumbres formalizados, agregando que no se poseen convenios con propietarios respecto de las instalaciones eléctricas transferidas por el Estado Nacional a la Provincia del Neuquén en el año 1993.

Que de acuerdo a los “Criterios y Metodología para el Proceso de Revisión Tarifaria Integral”, del “Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016” aprobados mediante la Resolución ENRE N° 524/2016, EPEN debía presentar los planes de inversión para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI.

Que mediante Nota ENRE N° 122.755 se solicitó a EPEN el Plan de Inversiones propuesto para el próximo periodo tarifario.

Que en el mismo debía detallar las inversiones en bienes de uso e inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “InversionesTransporte” del APENDICE III.

Que el Plan de Inversiones debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la transportista con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003 y sus modificatorias) y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, en hojas separadas identificadas con el N° de Orden y el Código Empresa, utilizando en la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “InversionesTransporte”, se indicaría el siguiente detalle de las Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de visto de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes y justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la transportista presentó la siguiente información como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.916 obrante a fojas 245 y subsiguientes del Expediente del Visto.

Que en su presentación la transportista expresa que atento a la antigüedad, obsolescencia o superación de parámetros operativos de distintos equipos se prevé para el próximo período tarifario, la realización de inversiones por $ 426 millones de pesos, todas ellas necesarias para mantener las instalaciones asociadas al sistema de transporte y su gestión dentro de los estándares de calidad requeridos.

Que el Plan de Inversiones propuesto, se compone de 24 obras con una inversión total en los 5 años de $ 426.565.803, con la siguiente asignación anual: año 1: $ 104,29 MM; año 2: $ 93,56 MM; año 3: $ 98,06 MM; año 4: $ 77,28 MM; año 5: $ 53,37 MM.

Que el detalle de las inversiones propuestas obra a fojas 332 a 387 del Expediente del Visto.

Que para determinar la base de capital, la Transportista consideró la calculada por el ENRE para la primera RTI finalizada el 31 de julio de 1998, cuyo monto era de $ 7.959.521.

Que la Empresa manifiesta que la base de capital fijada en aquel entonces era el “capital conjunto” de la Empresa TRANSPORTADORA ELÉCTRICA DEL COMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA -TRANSCOMAHUE S.A. (Río Negro) y EPEN (Neuquén) en el Servicio de Distribución Troncal del Comahue. Aplicando lo establecido en Cláusula Tercera del Acta de Transferencia del 29 de julio de 1993, recogida por la UNIREN en el Acta Acuerdo, Anexo I punto 1.3, debe desagregarse para el EPEN, el CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (52 %) del total, por lo que considera como su base de capital nominal la suma de $ 4.139.000.

Que la base de capital inicial se actualizó a septiembre del año 2016 por un índice promedio ponderado entre los valores de inflación oficial y los índices de precios al consumidor a nivel nacional y provincial. Luego amortizó dicha base, considerando una tasa de amortización del TRES COMA TRES POR CIENTO (3,3%).

Que a ese valor le adicionó los bienes ingresados desde el 1 de agosto de 1998 hasta el 30 de septiembre de 2016 en montos anuales (nominales y actualizados) discriminados por tipo de inversión, restándole sus respectivas amortizaciones con la tasa mencionada en el párrafo anterior.

Que la transportista indica que, conforme los criterios y metodología expuesta y considerando lo establecido en el punto 12.8, primera parte de la Carta de Entendimiento (Acta Acuerdo), que textualmente dice: “Como criterio general la base de capital se determinará tomando en cuenta los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio. Para la valuación de dichos activos se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también aquel correspondiente a las incorporaciones

posteriores, netos de bajas y depreciaciones y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes. Todas las valuaciones se efectuarán en moneda nacional" la base de capital al 30 de septiembre de 2016 asciende a $ 87,33 MM.

Que EPEN manifiesta que para poder llevar adelante una adecuada gestión del Servicio de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue, Subsistema Neuquén, con los niveles de calidad exigidos y el desarrollo de las inversiones necesarias es imprescindible que el servicio sea remunerado adecuadamente.

Que la Empresa presenta la Remuneración Total Anual Pretendida que incluye el flujo de fondos previsto para los próximos CINCO (5) años y el nivel de remuneración del servicio necesario para su correcta gestión, en función de los costos de funcionamiento y operación y mantenimiento más el plan de inversiones requerido.

Que como resultado del cálculo realizado, EPEN solicita una remuneración para el año 2017 de $ 284,34 MM; para 2018: $ 269,35 MM; para 2019: $ 278,35 MM; para el año 2020: $ 244,36 MM; y para el 2021: $ 206,33 MM.

Que dichos montos están expresados en pesos al mes de septiembre de 2016.

Que EPEN sostiene que es necesario establecer un mecanismo de ajuste de los ingresos que refleje los verdaderos costos en la medida en que estos ocurren y que resulte de aplicación para actualizar semestralmente las tarifas que tendrán vigencia durante todo el Período Tarifario.

Que para ello propone un mecanismo de ajuste que según indica la Empresa, permitirá corregir las tarifas cuando se produzcan determinados niveles de variación de precios, evitando el estancamiento de la misma.

Que para dicho mecanismo toma como base la estructura de costos actual y la de los costos proyectados, por lo que la determinación del costo total de prestación estaría dada por una ecuación polinómica que se detalla en el Informe de Elevación que sustenta la presente Resolución.

Que la Empresa indica que cada uno de los términos de la ecuación que propone refleja una componente de la estructura de costos de las más relevantes a considerar y para determinar lo más adecuadamente posible su actualización, referenció cada una de ellas a un índice o factor de precios que representa su variación y por el cual debería multiplicarse para mantener a lo largo del período bajo análisis su valor actualizado conforme la evolución de las variables económicas.

Que la transportista propone los siguientes indicadores como variables de ajuste: Costo de Operación y Mantenimiento: variación del Índice de Precios Mayorista (IPIM) del INDEC; costos de administración: variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) del INDEC; costos de mano de obra: variación del salario medio de un operario de la escala salarial del Convenio Colectivo de Trabajadores de Luz y Fuerza (N° 36/1975)-ESLF; otros costos del contrato de operación y mantenimiento: variación del Índice de Precios Mayorista (IPIM) del INDEC; Inversiones en pesos: variación del índice de precios mayorista (IPIM) del INDEC; inversiones en dólares: variación del tipo de cambio del dólar a pesos.

Que la Empresa concesionaria indica que la fórmula de ajuste que propone se deberá aplicar de manera semestral, comparando la variación de los índices propuestos entre el mes base y el sexto mes a partir del mismo. A su vez señala que, en caso de que antes de la evaluación semestral se presente una variación significativa de alguno de los índices de actualización que componen la ecuación, que implique una variación total del índice de ajuste superior al TRES POR CIENTO (3 %), la transportista podrá solicitar al ENRE un ajuste extraordinario de sus ingresos.

Que finalmente, indica que la remuneración pretendida y su mecanismo de actualización los determinó de acuerdo a los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016, empleando la Tasa de Rentabilidad asignada por Resolución ENRE N° 553/2016.

Que del análisis de los costos de la Empresa EPEN, se observa que proyecta los mismos para el quinquenio 2017-2021, en pesos, a valores reales constantes, expresados en moneda de septiembre de 2016, con excepción de los rubros "personal", "personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015" y "honorarios por servicios" cuyos valores fueron presentados en moneda de diciembre del año 2016. A fin de comparar con el período 2015 estos 3 rubros fueron deflactados en un TREINTA Y SIETE POR CIENTO (37 %), que es la inflación acumulada del año 2016 a la fecha de la presentación de la información. En relación a los otros conceptos, estos fueron deflactados en un VEINTICINCO COMA TRES POR CIENTO (25,3 %) ya que la Empresa señaló que utilizó este valor, que lo obtuvo a través de un índice promedio ponderado entre los valores de inflación oficial, los índices de precios al consumidor a nivel nacional y provincial.

Que los datos del balance del año 2015 están expresados en pesos a su costo histórico. A fines comparativos, se han ajustado por un CATORCE COMA CINCO POR CIENTO (14,5 %) (Inflación del

segundo semestre del año 2015), bajo el supuesto que de esta forma se acerca a valores homogéneos del 31 de diciembre de 2015.

Que en el análisis de los costos indicados no se consideran como parte del costo total las depreciaciones de bienes de uso.

Que si se comparan los costos del año 2015 con los solicitados por la transportista para el año 2017, se observa un incremento del VEINTIOCHO POR CIENTO (28 %). Estos pasan de $ 65.104.356 a $ 83.307.549.

Que si se analiza cada rubro individualmente se puede ver que respecto a “personal”, en 2015 la Empresa erogó bajo este concepto $ 8.419.309, es decir un CINCO POR CIENTO (5 %) menos de lo solicitado para 2017 ($ 7.975.453). Mientras que la cantidad de empleados entre 2015/2017 se incrementaría un TREINTA Y OCHO POR CIENTO (38 %) (De 13 a 18).

Que para este concepto se admite para el año 2017, el costo unitario del 2015 ($ 565.624) por la cantidad de empleados del 2017 (18), es decir $ 10.181.226.

Que para el año 2018 se admite un costo en personal de $ 12.268.823, que considera el monto correspondiente a la incorporación de 5 profesionales más.

Que para el resto de los años del quinquenio, se considera el mismo valor que en 2018.

Que respecto al ítem “personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015”, la Empresa requiere un monto de $ 19.557.186 para el año 2017. Para los años anteriores a la proyección 2017-2021 no contempló este rubro en su presentación de costos.

Que el monto total solicitado para este ítem se distribuye entre los trabajadores de EPEN en su conjunto (distribuidora y transporte). En el año 2015 los empleados eran 730 (717 empleados de distribución y 13 empleados de transporte). Cabe mencionar que, la tarifa que abonen los usuarios de transporte no tiene por qué incluir ni contemplar el costo de los empleados de la distribuidora.

Que considerando que en la presente RTI se determinan los costos de operación, mantenimiento y administración de EPEN transportista y no del conjunto de EPEN (distribuidora y transporte), se reconoce el costo en personal de los empleados de la transportista que está incluido en el rubro “personal” explicado precedentemente. Por lo tanto no se admite lo solicitado por el rubro “personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015”.

Que en cuanto al rubro “honorarios por servicios”, la Empresa erogó $ 41.108.426 en el año 2015. Para cada uno de los años del quinquenio solicita la suma de $ 36.650.375. Considerando que, la transportista contrata a terceros la mano de obra y equipamiento para la operación local y mantenimiento del sistema, se le reconoce el valor requerido por la misma ($ 36.650.375).

Que en 2015 EPEN erogó $ 6.564.359 en el rubro “honorarios profesionales”. Para cada uno de los años del quinquenio pretende $ 10.369.581, es decir un incremento del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58 %). Del total del monto solicitado, $ 7.901.816 surgen de la apropiación de costos que realiza EPEN entre las dos actividades que desarrolla, considerando un CINCO POR CIENTO (5 %) para el proyectado a 2017. Además de ello consideró un VEINTICINCO COMA TREINTA Y TRES POR CIENTO (25,33 %) de inflación.

Que del cálculo expuesto por EPEN no se considera el incremento por inflación, porque el análisis se realiza a valores de diciembre 2015. Tampoco se encuentra justificada la mayor imputación de costos a la actividad de transporte por encima del TRES COMA NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (3,94 %) que le fuera asignado en el año 2015.

Que respecto a los $ 2.393.681 restantes, que corresponden a la administración de los contratos de Obras con financiamiento a través del FOTAE y otros de similares características, cabe mencionar que la actividad de supervisión de ampliaciones de transporte no es remunerada por la tarifa regulada, es decir por los cargos de conexión y transporte de energía eléctrica. Por lo tanto los costos de esa actividad no deben ser tenidos en cuenta para su determinación.

Que por lo tanto, para el concepto “honorarios profesionales” se reconoce un monto de $ 6.564.359.

Que con relación a “mantenimiento de equipos eléctricos” se considera lo requerido por la Empresa por un monto de $ 6.943.

Que para los rubros “materiales y contrataciones para obras”, “combustibles y lubricantes”, “gastos por administración MEM”, “comunicaciones”, “alquileres”, “viajes y estadías” y “vigilancia y seguridad” la transportista solicita $ 5.027.827, $ 253.582, $ 43.008, $ 36.454, $ 798, $ 36.241 y $ 1.094.589 respectivamente. Se reconocen estos valores ya que son menores a los erogados en el año 2015.

Que el rubro “mantenimiento general” se incrementa un VEINTIDÓS POR CIENTO (22 %) entre 2015 y lo requerido para 2017, de $ 605.970 a $ 741.956. Este aumento se debe a la apropiación de costos que realiza EPEN entre las dos actividades que desarrolla, considerando un CINCO POR CIENTO (5 %) para el proyectado a 2017 y contemplando un VEINTICINCO COMA TREINTA Y TRES POR CIENTO (25,33 %) de inflación.

Que de la misma manera que ocurre con una parte del rubro “honorarios profesionales”, del cálculo expuesto por EPEN no se considera el incremento por inflación, porque el análisis se realiza a valores de diciembre del año 2015. Tampoco se encuentra justificada la mayor imputación de costos a la actividad de transporte por encima del TRES COMA NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (3,94 %) que le fuera asignado en el año 2015.

Que por lo tanto bajo este concepto se reconoce un monto de $ 605.970 y a su vez, se adiciona en este rubro los costos de aquellas obras que integraban el plan de inversiones presentado por la Transportista, que a criterio del Ente constituyen gastos de mantenimiento no activables (ver Anexo II, Apéndice II). Por lo tanto, para los años 2017, 2018, 2019 y 2020 se reconoce un monto total de $ 753.386 para cada año, y para el año 2021 la suma de $ 1.191.342.

Que los conceptos “energía eléctrica” y “cuota social ATEERA” no se encontraban imputados en el año 2015. Para 2017 la Empresa requiere $ 28.724 y $ 54.767 respectivamente. Se considera el valor solicitado por la misma.

Que en 2015 EPEN erogó $ 936 en el ítem “servicio de transporte” y estima para el año 2017 la suma de $ 2.476. El valor que se reconoce es de $ 2.476.

Que para “seguros” la transportista proyecta la suma de $ 10.800, es decir un TRECE POR CIENTO (13 %) menos de lo erogado en el año 2015. Por lo que se le admite el valor que requiere.

Que con relación al rubro “artículos de oficina y papelería”, la Empresa requiere la suma de $ 171.980 para 2017, un DOS POR CIENTO (2 %) más de lo erogado en 2015. Por lo tanto se considera lo pretendido por la Transportista.

Que el ítem “impuestos, tasas y contribuciones” no estaba contemplado en el año 2015. Para el año 2017 EPEN estima la suma de $ 164.695, de los cuales $ 82.837 corresponden al pago a la MUNICIPALIDAD DE NEUQUÉN por la obra de asfalto sobre Base Operación y mantenimiento de la Distro Neuquén y la suma de $ 81.859 que proyecta gastar en impuestos. Para los otros años del quinquenio solicita la suma de $ 81.859.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el en el Dictamen N° 139/2017 de Asesoría Jurídica del ENRE obrante a fojas 522/524 del Expediente del VISTO, surge que la determinación de la pertinencia –o no- de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso.

Que lo expuesto se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal, el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que, a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conforme Artículo 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER S.A. y equivalentes de las otras Empresas), las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa o bien, demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (Inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal que rige el régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente, no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración la inclusión de los importes que solicita la Transportista en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la transportista que –en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios- podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crean oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 (o equivalentes) de su respectivo contrato de concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que por lo señalado, se admite un monto de $ 81.859 para cada año del quinquenio.

Que en el rubro “limpieza de oficinas y estaciones”, EPEN gastó $ 325.635 en 2015. Para 2017 proyecta un monto de $ 453.928, es decir un incremento del TREINTA Y NUEVE POR CIENTO (39 %). Como el aumento no está debidamente justificado se considera para este rubro el mismo valor erogado en el año 2015.

Que en cuanto al rubro “diversos”, la Empresa gastó $ 371.476 en el año 2015 y estima un monto de $ 546.637 para el año 2017. De lo solicitado por la transportista, $ 454.236 se obtuvieron por la apropiación de costos que realiza EPEN entre las dos actividades que desarrolla, considerando un CINCO POR CIENTO (5 %) para el proyectado a 2017 y contemplando un VEINTICINCO COMA TRES POR CIENTO (25,3 %) de inflación.

Que de la misma manera que ocurre con una parte del rubro “honorarios profesionales” y “mantenimiento general”, del cálculo expuesto por EPEN no se considera el incremento por inflación, porque el análisis se realiza a valores de diciembre 2015. Tampoco se encuentra justificada la mayor imputación de costos a la actividad de transporte por encima del TRES COMA NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (3,94 %) que le fuera asignado en el año 2015.

Que con relación a los $ 92.532 restantes, se incluye en este monto el servicio de agua y saneamiento, entre otros.

Que por lo tanto se reconoce un valor de $ 463.935 en el concepto “diversos”.

Que en función del análisis realizado los costos admitidos para el quinquenio 2017-2021 son los siguientes, expresados en miles de pesos 2015-2017: $ 61.868,5 M; 2018/2020: $ 63.956,16 M para cada año; 2021: $ 64.394,12 M.

Que con relación a las Servidumbres Administrativas de Electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la Transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5 %) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los 60 (SESENTA) días de notificada de la Resolución de la RTI, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021 que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de Electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etcétera).

Que una vez finalizado el año, la Transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la Transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada de la Transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales. (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en LOS PROCEDIMIENTOS (p. ej. –Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que del análisis se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo, con relación a las inversiones se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas.

Que por otra parte se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que luego del análisis efectuado de las inversiones, las que corresponde incluir totalizan 50 obras por un monto de $ 402.553 M, valoradas a los precios de los equipamientos declarados por la Transportista.

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado, se procedió a realizar una comparación entre los montos solicitados que surgen de la presentación de EPEN y los presentados por las otras transportistas con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que se comprobó que los precios de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la Transportista, comparados con el promedio de otras transportistas y los de mercado, resultaban en valores que en algunos casos llegaban a ser entre un QUINCE POR CIENTO (15%) a un TREINTA POR CIENTO (30 %) superiores. Por ello, se aplicó un descuento sobre los mismos resultando un promedio del VEINTE POR CIENTO (20 %) al rubro materiales. Además se desglosaron los montos asociados a regularización de servidumbres.

Que finalmente, el Plan de inversiones totaliza 50 obras por un monto a invertir de $ 326.582 M.

Que en la Tabla del Apéndice I que forma parte del Anexo II de la presente Resolución, se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la Transportista y que de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen aquellas que están relacionadas con las tareas de mantenimiento y que por lo tanto, se incluyen en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice IV se incluyen los gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, se realizó un análisis particular de las mismas cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice V.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado será objeto de un control posterior por parte de este Ente. A tal efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiera.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la Empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que asimismo, corresponde en el caso de nuevos aportes o retiro de los accionistas analizar su incidencia en el cálculo del capital afectado a la actividad regulada.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la Base de Capital Regulada (BCR).

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la BCR, se actualizara considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del año 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM) que elabora y publica el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA). Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de “empalme hacia atrás” en base al IPC GBA del INDEC hasta el mes de diciembre del año 2006, el IPC-SL de la provincia de SAN LUIS hasta el mes de julio del año 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES) e IPC-SL (de la provincia de SAN LUIS) hasta el mes de abril del año 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos del mes de diciembre del año 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016.

Que en el caso de EPEN, en el año 1998 se realizó una revisión tarifaria del sistema de transporte por distribución troncal de energía eléctrica del Comahue, que comprende al servicio concesionado a TRANSCOMAHUE y al EPEN. En dicha oportunidad por Resolución N° 1.132/1999, el ENRE determinó un capital regulado conjunto de $ 7.959.521 en moneda del 31 de julio de 1998.

Que a fin de asignar la porción de ese capital determinado a cada una de las transportistas, corresponde atenerse a lo establecido en la cláusula tercera del Acta de Transferencia del 29 de julio de 1993 suscripta entre la Ex -SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, la PROVINCIA DE RIO NEGRO y la PROVINCIA DE NEUQUÉN. Allí se estableció que la PROVINCIA DE NEUQUÉN se haría cargo del CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (52 %) del valor de las instalaciones afectadas al servicio público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, motivo por el cual corresponde considerar la misma proporción de la BCR determinada en 1998 como base de capital inicial para el segundo periodo tarifario del EPEN.

Que por lo tanto, la BCR inicial del EPEN es de $ 4.138.951, a valores del mes de julio del año 1998.

Que siendo que el EPEN desarrolla actividades de distribución y transporte de energía eléctrica en forma integrada y no contando para el período 1998 – 2015 con información contable por tipo de actividad, a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores provista por la transportista en el marco de la presente RTI.

Que a fin de deducir las amortizaciones de bienes de uso de cada período anual, se determinó una tasa de amortización promedio en función de las vida útil típica definida en el sistema de contabilidad regulatoria de transporte (Resolución ENRE N° 176/2013).

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta el mes de diciembre del año 2001 utilizando el índice de precios al consumidor – CPI – de EEUU nivel general.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio 1 peso = 1 dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 516/521 del Expediente del VISTO.

Que a partir del año 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de diciembre del año 2016.

Que de esta forma se determina para la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos de la actividad regulada en el período 2017 – 2021 un valor de 67,16 millones de pesos constantes del mes de diciembre del año 2015.

Para calcular el valor de una Empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los flujos de cajas que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la Empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez

calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la Empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la Empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyecta varios flujos de fondos independientes y se les aplican distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es denominada en la literatura como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la Empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento de valuación de una Empresa aquí descripto.

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una Empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis procede preguntarse dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuántos años corresponde estimar el flujo de fondos.

Que la respuesta a esta pregunta es la siguiente. El valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo. El primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar. El segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la Empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la Empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, no es necesario para estimarlo proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una Empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadío de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la Empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la Empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones y base de capital se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra como Anexo III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos (SIETE COMA SIETE POR CIENTO -7,7 %-) que fuera aprobada mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos que integran el FF, se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etcétera) respecto de la posición fiscal de la Empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos CINCO (5) años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a la suma de $ 120.221.253 del mes de diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario,

se procedió a actualizarlo a febrero del año 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM) que elabora y publica el BCRA, mencionada en el punto 3.4. Para el mes de enero del año 2017 se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de EPEN asciende a la suma de $ 165.905.330, un CUARENTA POR CIENTO (40 %) inferior al solicitado por la Empresa.

Que a partir del ingreso anual calculado para la Transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en la normativa vigente para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1 de febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideró la afectación de los costos operativos e inversiones asociadas a cada tipo de equipamiento.

Que asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la Transportista.

Que por otra parte y con relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la Empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la Empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) -sistema especialmente adoptado en los ESTADOS UNIDOS-, se le fija a la Empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido y consecuentemente, las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las Empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobre capitalización de la Empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la Empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o price cap) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en REINO UNIDO GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la Empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el Price Cap el regulador fija un valor máximo a las tarifas que la Empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la Empresa regulada (en el caso de que la Empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la Empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la Empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la Empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos –para no perder su porción de mercado- redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó CINCO (5) criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio.; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la Empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones. Lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la Empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la Empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el price cap requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la Empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la Empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la Empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la Empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la Empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en la Ley N° 24.065 en el Artículo 42 en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica. En el inciso c) del mencionado Artículo se establece que: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización Empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la transportista no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, se propone que el quinquenio 2017 – 2021 se considere como un período de adaptación de la Empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1 %).

Que en el Anexo IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el próximo quinquenio.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM – Regulación por Precio Máximo o “Price-cap”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar; y, que las tarifas serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI – X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la Empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia Empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los distribuidores se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria. Mediante dicho proceso se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065.

Que dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) no deberían ser revisadas hasta la próxima revisión tarifaria porque así lo establece el Artículo 43 de la mencionada Ley: “Finalizado el período inicial de CINCO (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de CINCO (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los Artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el distribuidor se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la Empresa y que ella no puede manipular.

Que en caso de que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la Empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la Ley prevé una revisión extraordinaria a través del Artículo 46, donde dispone que: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas”.

Que en función de lo dispuesto en el Artículo 9 de la Ley N° 25.561 el Poder Concedente a través de la UNIREN celebró con cada transportista un ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL según ha sido mencionado precedentemente.

Que en su Cláusula Décimo Primera “REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)” establece que la realización de la RTI se llevará a cabo mediante un proceso en el cual se fijará un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Cuarta del mismo instrumento.

Que en el caso de EPEN en lo que respecta a los costos, se establece que en la RTI se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, se dispone establecer los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que es decir, una vez fijados los costos eficientes en la RTI, la re determinación de la remuneración debe surgir a partir de las variaciones que se verifiquen en los precios de los costos que fueron tenidos en cuenta cuando se fijó dicha remuneración. Esas variaciones que de verificarse podrían afectar la remuneración en términos reales se capturan a través de la evolución de índices de precios (variaciones en los precios de la economía) considerados para tal fin, tal como lo establece el mecanismo de RPM establecido por la Ley N° 24.065.

Que teniendo en cuenta lo anterior, se establece una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al CINCO POR CIENTO (5%), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondera los desvíos de la remuneración de la Transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016, se dispuso que “el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario”.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por la Resolución ENRE N° 580/2016, se aprobó el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión.

Que dicho sistema de sanciones, para fomentar la mejora continua de la calidad que presta la Concesionaria necesita complementarse con un sistema que estimule dicha mejora por encima de una Calidad mínima, debiéndose entender por tal un sistema de premios.

Que si bien en la normativa vigente que regula la actividad de la Transportista, no se encuentra establecido tal como ocurre con otras Transportistas, que el ENTE establecerá a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO, resulta necesario agregar coherentemente un sistema de premios, que debería procurar dar un mayor incentivo para que la Transportista opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en dicha normativa.

Que se viene considerando que la calidad del servicio público de transporte prestado por “La Transportista” se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que por ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentran consideradas las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la Transportista como las de sus Transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices, mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las transportistas.

Que en virtud de lo expuesto resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP) a partir del cual, cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al mismo.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora y considerándose el período correspondiente a los 12 meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio, corresponde comparar el VPM obtenido por la Transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la transportista no será merecedora de premio.

Que si el VPM obtenido por la Transportista fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora y el que se repartirá en forma proporcional a la facturación bruta de la Transportista y de sus Transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la Transportista, actualizada al mes de febrero del año 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la Transportista.

Que al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo III del Informe.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a la Transportista y a las Transportistas Independientes aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que en oportunidad de las Revisiones Tarifarias las transportistas deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que asimismo, por Resolución ENRE N° 176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto, definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en el año 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada transportista y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados) se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de EPEN a partir del 1 de febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan en esta Resolución para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el Inciso d) del Artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 2, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46. 47, 48, 49 e Incisos a), b), d) y s) del Artículo 56 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprobar el Anexo I “Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada [RVEET] – Seguro por contingencias”, que forma parte integrante de la presente resolución

ARTÍCULO 2° — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

Remuneración por Conexión:

- por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: OCHENTA PESOS CON SESENTA Y NUEVE CENTAVOS ($ 80,69) por hora,

- por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: SESENTA PESOS CON CINCUENTA Y DOS CENTAVOS ($ 60,52) por hora,

- por transformador de rebaje dedicado SEIS PESOS CON NUEVE CENTAVOS ($ 6,09) por hora por MVA.

- por equipo de reactivo: SEIS PESOS CON NUEVE CENTAVOS ($ 6,09) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

- para líneas de 132 kV. o 66 kV: UN MIL SETECIENTOS TREINTA Y SEIS PESOS CON CINCUENTA Y TRES CENTAVOS ($ 1736,53) por hora por cada 100 km.

Remuneración por Energía Eléctrica Transportada:

• Se establece en pesos cero (0) por año.

ARTÍCULO 3° — Aprobar el Anexo II “Análisis de los Planes de Inversiones RTI 2016 del “ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 4° — Aprobar la “Determinación de la Remuneración del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Neuquén – “ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL” que como Anexo III forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5° — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV, que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 6° — Aprobar el “Mecanismo de Actualización de la Remuneración del ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL” que como Anexo V forma parte integrante de la presente Resolución.

- El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el ANEXO V de la presente Resolución.

ARTÍCULO 7° — Establecer el sistema de premios para el “ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL”, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI, que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8° — Instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la Transportista, en el período comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 30 de septiembre de 2015, actualizada al 1/2/2017, en el valor de PESOS CIENTO CATORCE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA ($114.840).

ARTÍCULO 10. — Aprobar el “Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” según se detalla en el ANEXO VII de la presente Resolución de la que forma parte integrante.

ARTÍCULO 11. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; al ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL; a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 13. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5438/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII).

Anexo

RES ENRE 71-2017 - Anexo.pdf

RES ENRE 73-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente ENRE N° 47.307/2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016 se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN)-TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL (en adelante EPEN) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex- UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y el ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DE NEUQUÉN (EPEN), que fuera ratificada por Decreto N° 1.356/2008 de fecha 21 de agosto de 2008.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de Octubre de 2016, rectificada por su similar N° 580 de fecha 09 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus transportistas independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, el EPEN mediante Nota de Entrada N° 235.916 del 14 de noviembre de 2016 y N° 235.938 de idéntica fecha presentó su propuesta tarifaria, la que obra en el Expediente mencionado en el VISTO.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524/2016, mediante la Resolución ENRE N° 605/2016 de fecha 21 de Noviembre de 2016 y modificada por su similar N° 616/2016 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por EPEN.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, dicha Resolución ENRE N° 30/2004 adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el Centro Patagónico de Eventos y Convenciones - espacio Duam – ubicado en el acceso al Aeropuerto de la Ciudad de NEUQUÉN, altura San Martín N° 5.901, Provincia del NEUQUEN, el día 14 de diciembre de 2016 a las 9 horas.

Que EPEN en su propuesta tarifaria proyecta los costos para el quinquenio 2017-2021, en PESOS, a valores reales constantes, expresados en moneda del mes de septiembre de 2016, con excepción de los rubros “personal”, “personal fondo eléctrico ley 2938/2015” y “honorarios por servicios” cuyos valores fueron presentados en moneda del mes de diciembre de 2016.

Que en los costos presentados por la Empresa no se consideran como parte del costo total las depreciaciones de bienes de uso.

Que EPEN solicita costos por un monto de $ 111.899.509 para el año 2017. El NOVENTA Y SEIS POR CIENTO (96 %) de los mismos corresponden a cinco rubros: honorarios por servicios CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO (44 %), personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015 VEINTITRÉS POR CIENTO (23 %), honorarios profesionales DOCE POR CIENTO (12 %), personal DIEZ POR CIENTO (10 %) y materiales y contrataciones para obras SEIS POR CIENTO (6%).

Que para el resto de los años del quinquenio los costos que estima la Empresa solo varían para los rubros “personal”, “personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015” e “impuestos, tasas y contribuciones”.

Que en relación al rubro “personal” la transportista solicita para el año 2017 un monto de $ 10.926.371.

Que la transportista explica que la mano de obra y equipamiento para la Operación local y Mantenimiento del Sistema está contratada a terceros. El personal con dedicación exclusiva al servicio de transporte pertenecientes a la Unidad Distro del EPEN se limita a los agentes responsables de la Planificación, Programación y Control de Mantenimiento, la supervisión del cumplimiento de dicho contrato, operación del sistema, implementación del Sistema Integrado de Gestión (Calidad, Seguridad Pública y Medio Ambiente), como así también de la gestión de adquisición de repuestos y materiales, reparación de equipamiento y recepción y ensayo de nuevas instalaciones y equipos.

Que EPEN indica que al 31/12/2015 tenía TRECE (13) empleados con dedicación exclusiva, con vacantes sin cubrir debido al nivel remunerativo insuficiente y sensiblemente menor respecto al existente en el mercado regional. En 2016 la Empresa incorporó DOS (2) nuevos técnicos como operadores en el Centro de Operación por Distribución Troncal (COTDT), por lo que el plantel con dedicación exclusiva asciende a QUINCE (15) empleados. Para 2017 prevé la incorporación de TRES (3) profesionales y para 2018 CINCO (5) más. La transportista señala que estas incorporaciones se encuentran sustentadas en función del crecimiento en la gestión de las inversiones a realizar, como así también en la ejecución e inspección de las obras con financiamiento específico como por ejemplo ET Neuquén Norte, ET Colonia Valentina, ET Loma Campana (obra básica y ampliaciones), ampliación ET El Trapial, Interconexión Pilcaniyeu- Villa La Angostura- Bariloche, entre otras.

Que la Empresa argumenta que se trata de la incorporación de profesionales junior de la Ingeniería Eléctrica, para afrontar tareas asociadas a los procesos licitatorios y ejecución de los proyectos previstos para el próximo quinquenio, que comprende tanto las instalaciones nuevas que se incorporarán al servicio público de transporte troncal, como las derivadas de la implementación del plan de inversiones para el reemplazo de equipamiento presentado para la presente RTI, a saber: Servicios de ingeniería (elaboración de anteproyectos, pliegos y especificaciones técnicas para compra de equipamiento nuevo, pliegos de licitación de obras y/o adecuaciones de instalaciones, tanto de potencia como de telecomunicaciones, ensayos en fábrica y emplazamiento e inspección y supervisión de obras); y gestiones licitatorias, administración de contratos, certificaciones, gestión de compras y contrataciones, gestión presupuestaria.

Que para los años 2019, 2020 y 2021 EPEN estima incorporar DOS (2) técnicos en cada año con el fin de cubrir las necesidades de completar los planteles básicos para la prestación del servicio considerando la incorporación y habilitación comercial de las instalaciones.

Que para el cálculo del monto total de “personal” la Empresa señala que tomó como base de cálculo la liquidación de octubre 2016 y la anualizó. Luego para cada año del quinquenio, le sumó la remuneración anual de los nuevos empleados por un monto de $ 572.000 cada uno.

Que el rubro “personal Fondo Eléctrico Ley N° 2.938/2015” se incorpora para la proyección 2017 y equivale a un monto de $ 26.793.345 para dicho año. La Empresa explica que el personal propio reviste el carácter de empleado Público Provincial bajo las pautas del Convenio Colectivo de Trabajo aprobado y homologado por Ley N° 2.938/2015, el cual establece la creación de un fondo eléctrico sobre la base del NUEVE POR CIENTO (9 %)de los ingresos del organismo cualquiera sea su fuente. El mismo se distribuye entre los trabajadores conforme lo establecido en dicho Convenio.

Que la transportista señala que la inclusión de este ítem tiene su antecedente en los costos Empresariales incluidos en el Acuerdo Instrumental vigente para el periodo agosto 2016- enero 2017.

Que para el resto de los años del quinquenio, el monto pretendido bajo este concepto es de $ 25.939.537, $ 26.671.102, $ 24.337.077 y $ 21.618.521 respectivamente.

Que respecto al rubro “honorarios por servicios” la Empresa requiere la suma de $ 50.211.013. La transportista indica que contrató una Empresa mediante licitación pública en el año 2013 que comprende los periodos 2014-2015 y 2016-2017, para brindar servicios de mano de obra especializada y equipamiento para la operación y mantenimiento de las instalaciones. Este ítem incluye los siguientes costos: remuneraciones, cargas sociales, otros gastos en personal, provisión de equipamiento de trabajo (vehículos, grúas, herramientas, instrumental, etcétera) sus gastos y amortizaciones. El monto proyectado comprende la cotización presentada con la correspondiente actualización por el mecanismo de

redeterminación de precios determinada por contrato vigente encuadrado en los lineamientos del Decreto Provincial N° 1.827/2009.

Que, por su parte, para el ítem “honorarios profesionales” EPEN proyecta gastar $ 12.996.196 en cada año del quinquenio.

Que la Empresa explica que este concepto comprende la retribución por servicios profesionales y/o técnicos relacionados con proyecciones, proyectos, estudios especiales, análisis de aspectos relacionados con la concesión y con el mercado, y similares, para los cuales se contrata a terceras personas, profesionales, estudios y/o Empresas, ya sea por requerimientos de especialidad o bien por el carácter temporario del servicio que no justifica la incorporación de personal a la planta permanente.

Que señala además que este rubro abarca especial y principalmente las tareas desarrolladas por el resto de la estructura orgánica de EPEN para con la Unidad Distro Neuquén, que incluye entre otros los siguientes servicios: a) Servicios de Ingeniería (Asistencia Técnica para la elaboración de Anteproyectos, Pliegos de Licitación y Especificaciones Técnicas de compra de Equipamiento nuevo, Obras y/o Adecuaciones de Instalaciones, tanto de Potencia como de Telecomunicaciones); b) Servicios de Mantenimiento de Comunicaciones (SISCOM); c) Servicios de Mantenimiento de tele operación (SOTR), d) Administración de recursos, e) Asesoría legal, f) Dirección y auditoría.

Que EPEN sostiene que las condiciones económicas hicieron que en los últimos años, en su necesidad de contener gastos y ajustar presupuestos, haya reducido los montos erogados por este concepto, siempre con la convicción de retomar un nivel acorde con los requerimientos técnico – profesionales emergentes de una prestación del servicio adecuada a las condiciones de calidad y confiabilidad que los usuarios demandan.

Que la Empresa indica que el monto proyectado para este rubro incluye además una erogación que contemple la administración de los contratos de Obras con financiamiento a través del FOTAE y otros de similares características, por un monto de $ 3.000.000.

Que expone además que desde el año 2007 no se llevan a cabo obras que incorporen instalaciones al Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue -Subsistema Neuquén concesionado al EPEN, por lo que no resultó necesario recurrir a este tipo de servicios de terceros. Las contrataciones previstas para el próximo quinquenio, están asociadas a estudios, inspecciones y administración de los proyectos a concretarse a partir del 2017.

Que para la determinación de este rubro, y para “mantenimiento general” y “diversos” la Empresa explica que al tener las funciones de transporte y distribución de energía eléctrica y, por lo tanto, la contabilidad comercial que lleva adelante el organismo es única para ambas actividades, para poder brindar la información como se establece en el Sistema de Contabilidad Regulatoria para Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, utiliza un mecanismo de apropiación de costos en función de las distintas actividades y un prorrateo de los mismos de acuerdo a la relación promedio entre los ingresos y egresos correspondientes al Servicio de Transporte Troncal respecto del Balance General del Ente. Para la proyección 2017, a partir del mecanismo mencionado imputan a la actividad de transporte de energía eléctrica el CIENCO POR CIENTO (5 %) del costo total. A su vez ese monto total se asigna a los rubros “honorarios profesionales”, “mantenimiento general” y “diversos”, estableciendo una ponderación para cada uno de ellos de OCHENTA Y SIETE POR CIENTO (87 %) para honorarios profesionales (CUARENTA Y CIENTO POR CIENTO -45% asignados a operación y mantenimiento y CUARENTA Y DOS POR CIENTO -42%- a administración), OCHO POR CIENTO (8 %) para mantenimiento general (operación y mantenimiento) y CINCO POR CIENTO (5 %) para diversos (administración).

Que por lo tanto una parte del monto pretendido en “honorarios profesionales” corresponde a la apropiación de gastos explicada precedentemente, y otra parte a la administración de contratos de Obras con financiamiento a través del FOTAE.

Que para el rubro “otros costos en personal” la Empresa solicita un monto de $ 99.699. El mismo incluye costos de capacitación, ropa de trabajo, elementos de seguridad y refrigerio.

Que el ítem “mantenimiento de equipos eléctricos” comprende el gasto en mantenimiento de equipos incluyendo materiales de reparación de equipos de aire acondicionado. Proyecta para cada año del quinquenio un monto de $ 8.702.

Que la transportista señala que el concepto “materiales y contrataciones para obras” abarca la adquisición de conductores, elementos de protección y maniobra, accesorios para tableros adquiridos para la prestación del servicio, y solicita un monto de $ 6.301.375.

Que para los rubros “energía eléctrica”, “cuota social ATEERA” y “gasto por administración del MEM” la Empresa solicita montos por $ 36.000, $ 68.640 y $ 53.902 respectivamente.

Que la Empresa indica que en “combustibles y lubricantes” se incluye el combustible y lubricante de vehículos afectados a la Unidad Distro, el lavado y engrase de los mismos. Estima un gasto de $ 317.814 bajo este concepto.

Que para “mantenimiento general” la transportista estima un gasto de $ 929.893 para cada año del quinquenio. El cálculo lo obtiene a partir del prorrateo y la apropiación del CINCO POR CIENTO (5 %) de costos explicada anteriormente.

Que respecto a “alquileres” la Empresa solicita un monto de $ 1.000. Incluye los costos relacionados al alquiler de máquinas, herramientas, inmuebles, expensas, cocheras, fotocopiadoras.

Que el rubro “comunicaciones” contiene gastos en telefonía fija, telefonía celular, por redes y gastos varios de comunicaciones. La transportista proyecta un gasto de $ 45.688 bajo este concepto.

Que en relación a “servicio de transporte” la transportista estima un monto de $ 3.103 y comprende la contratación del traslado del personal, gastos en remis, etcétera.

Que para “seguros” la transportista estima un gasto de $ 13.536. Este concepto corresponde al pago del seguro automotor de los vehículos de la Empresa.

Que el rubro “viajes y estadías” contiene la liquidación de viáticos, con gasto en alojamiento y comida utilizada por el personal de la Empresa, proyecta una erogación por $ 45.420.

Que para “artículos de oficina y papelería” EPEN requiere $ 215.543 y abarca papeles, materiales e insumos de computación.

Que respecto a “impuestos, tasas y contribuciones” la Empresa estima un gasto de $ 206.413 para el año 2017, del cual $ 103.819 corresponden al pago a la MUNICIPALIDAD DE NEUQUÉN por la obra de asfalto sobre Base Operación y mantenimiento de la Distro Neuquén y $ 102.594 a lo que proyecta gastar en el resto de impuestos. Para los otros años del quinquenio solicita $ 102.594.

Que en “vigilancia y seguridad” EPEN proyecta gastar $ 1.371.849. Este ítem está relacionado a la contratación de un servicio de seguridad privada y control de accesos en Base de Operaciones Distro.

Que en cuanto a “limpieza de oficinas y estaciones” la transportista estima una erogación de $ 568.908 para cada año del quinquenio. Este rubro contiene la contratación del servicio de limpieza en las oficinas del Centro de Operaciones COTDT y los insumos correspondientes.

Que para el ítem “diversos” EPEN solicita $ 685.100 para cada año del quinquenio. Un OCHENTA Y TRES POR CIENTO (83 %) del monto pretendido surge del prorrateo y la apropiación del CINCO POR CIENTO (5 %) de costos que realiza la transportista del total de EPEN para la contabilidad regulatoria explicado con mayor detalle precedentemente, y el resto para el pago del servicio de agua y saneamiento.

Que teniendo en cuenta lo anterior, los costos solicitados por la transportista para el quinquenio 2017-2021 arrojan los siguientes montos: 2017: PESOS $ 111,89 MM; 2018: $ 113,8 MM; 2019: $ 115,68 MM; 2020: $ 114,49 MM; 2021: $ 112,91 MM.

Que por Nota de Entrada N° 235.438, EPEN expresa que ninguna de las líneas existentes al momento de la toma de posesión tenía las servidumbres administrativas de electroducto constituidas formalmente, por lo que a partir del año 2003 la transportista inició por su cuenta y a su cargo un paulatino proceso de regularización de las restricciones generadas por las líneas eléctricas cuyo uso se transfirió con el Acta Acuerdo de 1993.

Que la Empresa explica que dicha regularización comprende la ejecución de los planos de mensura y su ulterior anotación en el Registro de la Propiedad y en la Dirección de Catastro, en forma unilateral, es decir sin el concurso del titular del predio sirviente. Señala además que este programa de tareas se ha venido desarrollando con recursos propios y que no está contemplado en la tarifa que el EPEN percibe por el servicio.

Que la transportista indica que de los 764 kilómetros de líneas eléctricas del EPEN Distro Neuquén, se presentaron registros de Convenios de Servidumbre por un total de 368,21 kilómetros de líneas, es decir un CUARENTA Y OCHO POR CIENTO (48 %) del total, de las cuales 84,21 kilómetros de líneas están inscriptas en el Registro de Propiedad Inmueble de Neuquén y 284 kilómetros de líneas están en Convenios en trámite de inscripción en el Registro de Propiedad Inmueble de Neuquén, cuyos montos indemnizatorios ya han sido abonados a los propietarios. Esta última categoría corresponde a los Convenios de Servidumbre de la línea “El Trapial- Loma de la Lata”, consistente en DOS (2) líneas sobre una misma postación.

Que respecto a los 397 kilómetros de líneas restantes la Empresa señala que no ha exhibido Convenios de Servidumbres formalizados, agregando que no se poseen convenios con propietarios respecto de las instalaciones eléctricas transferidas por el Estado Nacional a la Provincia del Neuquén en el año 1993.

Que de acuerdo a los “Criterios y Metodología para el Proceso de Revisión Tarifaria Integral”, del “Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016” aprobados mediante la Resolución ENRE N° 524/2016, EPEN debía presentar los planes de inversión para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI.

Que mediante Nota ENRE N° 122.755 se solicitó a EPEN el Plan de Inversiones propuesto para el próximo periodo tarifario.

Que en el mismo debía detallar las inversiones en bienes de uso e inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “InversionesTransporte” del APENDICE III.

Que el Plan de Inversiones debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la transportista con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003 y sus modificatorias) y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, en hojas separadas identificadas con el N° de Orden y el Código Empresa, utilizando en la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte”, se indicaría el siguiente detalle de las Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de visto de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes y justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la transportista presentó la siguiente información como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.916 obrante a fojas 245 y subsiguientes del Expediente del Visto.

Que en su presentación la transportista expresa que atento a la antigüedad, obsolescencia o superación de parámetros operativos de distintos equipos se prevé para el próximo período tarifario, la realización de inversiones por $ 426 millones de pesos, todas ellas necesarias para mantener las instalaciones asociadas al sistema de transporte y su gestión dentro de los estándares de calidad requeridos.

Que el Plan de Inversiones propuesto, se compone de 24 obras con una inversión total en los 5 años de $ 426.565.803, con la siguiente asignación anual: año 1: $ 104,29 MM; año 2: $ 93,56 MM; año 3: $ 98,06 MM; año 4: $ 77,28 MM; año 5: $ 53,37 MM.

Que el detalle de las inversiones propuestas obra a fojas 332 a 387 del Expediente del Visto.

Que para determinar la base de capital, la Transportista consideró la calculada por el ENRE para la primera RTI finalizada el 31 de julio de 1998, cuyo monto era de $ 7.959.521.

Que la Empresa manifiesta que la base de capital fijada en aquel entonces era el “capital conjunto” de la Empresa TRANSPORTADORA ELÉCTRICA DEL COMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA -TRANSCOMAHUE S.A. (Río Negro) y EPEN (Neuquén) en el Servicio de Distribución Troncal del Comahue. Aplicando lo establecido en Cláusula Tercera del Acta de Transferencia del 29 de julio de 1993, recogida por la UNIREN en el Acta Acuerdo, Anexo I punto 1.3, debe desagregarse para el EPEN, el CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (52 %) del total, por lo que considera como su base de capital nominal la suma de $ 4.139.000.

Que la base de capital inicial se actualizó a septiembre del año 2016 por un índice promedio ponderado entre los valores de inflación oficial y los índices de precios al consumidor a nivel nacional y provincial. Luego amortizó dicha base, considerando una tasa de amortización del TRES COMA TRES POR CIENTO (3,3%).

Que a ese valor le adicionó los bienes ingresados desde el 1 de agosto de 1998 hasta el 30 de septiembre de 2016 en montos anuales (nominales y actualizados) discriminados por tipo de inversión, restándole sus respectivas amortizaciones con la tasa mencionada en el párrafo anterior.

Que la transportista indica que, conforme los criterios y metodología expuesta y considerando lo establecido en el punto 12.8, primera parte de la Carta de Entendimiento (Acta Acuerdo), que textualmente dice: “Como criterio general la base de capital se determinará tomando en cuenta los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio. Para la valuación de dichos activos se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también aquel correspondiente a las incorporaciones

posteriores, netos de bajas y depreciaciones y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes. Todas las valuaciones se efectuarán en moneda nacional" la base de capital al 30 de septiembre de 2016 asciende a $ 87,33 MM.

Que EPEN manifiesta que para poder llevar adelante una adecuada gestión del Servicio de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue, Subsistema Neuquén, con los niveles de calidad exigidos y el desarrollo de las inversiones necesarias es imprescindible que el servicio sea remunerado adecuadamente.

Que la Empresa presenta la Remuneración Total Anual Pretendida que incluye el flujo de fondos previsto para los próximos CINCO (5) años y el nivel de remuneración del servicio necesario para su correcta gestión, en función de los costos de funcionamiento y operación y mantenimiento más el plan de inversiones requerido.

Que como resultado del cálculo realizado, EPEN solicita una remuneración para el año 2017 de $ 284,34 MM; para 2018: $ 269,35 MM; para 2019: $ 278,35 MM; para el año 2020: $ 244,36 MM; y para el 2021: $ 206,33 MM.

Que dichos montos están expresados en pesos al mes de septiembre de 2016.

Que EPEN sostiene que es necesario establecer un mecanismo de ajuste de los ingresos que refleje los verdaderos costos en la medida en que estos ocurren y que resulte de aplicación para actualizar semestralmente las tarifas que tendrán vigencia durante todo el Período Tarifario.

Que para ello propone un mecanismo de ajuste que según indica la Empresa, permitirá corregir las tarifas cuando se produzcan determinados niveles de variación de precios, evitando el estancamiento de la misma.

Que para dicho mecanismo toma como base la estructura de costos actual y la de los costos proyectados, por lo que la determinación del costo total de prestación estaría dada por una ecuación polinómica que se detalla en el Informe de Elevación que sustenta la presente Resolución.

Que la Empresa indica que cada uno de los términos de la ecuación que propone refleja una componente de la estructura de costos de las más relevantes a considerar y para determinar lo más adecuadamente posible su actualización, referenció cada una de ellas a un índice o factor de precios que representa su variación y por el cual debería multiplicarse para mantener a lo largo del período bajo análisis su valor actualizado conforme la evolución de las variables económicas.

Que la transportista propone los siguientes indicadores como variables de ajuste: Costo de Operación y Mantenimiento: variación del Índice de Precios Mayorista (IPIM) del INDEC; costos de administración: variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) del INDEC; costos de mano de obra: variación del salario medio de un operario de la escala salarial del Convenio Colectivo de Trabajadores de Luz y Fuerza (N° 36/1975)-ESLF; otros costos del contrato de operación y mantenimiento: variación del Índice de Precios Mayorista (IPIM) del INDEC; Inversiones en pesos: variación del índice de precios mayorista (IPIM) del INDEC; inversiones en dólares: variación del tipo de cambio del dólar a pesos.

Que la Empresa concesionaria indica que la fórmula de ajuste que propone se deberá aplicar de manera semestral, comparando la variación de los índices propuestos entre el mes base y el sexto mes a partir del mismo. A su vez señala que, en caso de que antes de la evaluación semestral se presente una variación significativa de alguno de los índices de actualización que componen la ecuación, que implique una variación total del índice de ajuste superior al TRES POR CIENTO (3 %), la transportista podrá solicitar al ENRE un ajuste extraordinario de sus ingresos.

Que finalmente, indica que la remuneración pretendida y su mecanismo de actualización los determinó de acuerdo a los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016, empleando la Tasa de Rentabilidad asignada por Resolución ENRE N° 553/2016.

Que del análisis de los costos de la Empresa EPEN, se observa que proyecta los mismos para el quinquenio 2017-2021, en pesos, a valores reales constantes, expresados en moneda de septiembre de 2016, con excepción de los rubros "personal", "personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015" y "honorarios por servicios" cuyos valores fueron presentados en moneda de diciembre del año 2016. A fin de comparar con el período 2015 estos 3 rubros fueron deflactados en un TREINTA Y SIETE POR CIENTO (37 %), que es la inflación acumulada del año 2016 a la fecha de la presentación de la información. En relación a los otros conceptos, estos fueron deflactados en un VEINTICINCO COMA TRES POR CIENTO (25,3 %) ya que la Empresa señaló que utilizó este valor, que lo obtuvo a través de un índice promedio ponderado entre los valores de inflación oficial, los índices de precios al consumidor a nivel nacional y provincial.

Que los datos del balance del año 2015 están expresados en pesos a su costo histórico. A fines comparativos, se han ajustado por un CATORCE COMA CINCO POR CIENTO (14,5 %) (Inflación del

segundo semestre del año 2015), bajo el supuesto que de esta forma se acerca a valores homogéneos del 31 de diciembre de 2015.

Que en el análisis de los costos indicados no se consideran como parte del costo total las depreciaciones de bienes de uso

Que si se comparan los costos del año 2015 con los solicitados por la transportista para el año 2017, se observa un incremento del VEINTIOCHO POR CIENTO (28 %). Estos pasan de $ 65.104.356 a $ 83.307.549.

Que si se analiza cada rubro individualmente se puede ver que respecto a “personal”, en 2015 la Empresa erogó bajo este concepto $ 8.419.309, es decir un CINCO POR CIENTO (5 %) menos de lo solicitado para 2017 ($ 7.975.453). Mientras que la cantidad de empleados entre 2015/2017 se incrementaría un TREINTA Y OCHO POR CIENTO (38 %) (De 13 a 18).

Que para este concepto se admite para el año 2017, el costo unitario del 2015 ($ 565.624) por la cantidad de empleados del 2017 (18), es decir $ 10.181.226.

Que para el año 2018 se admite un costo en personal de $ 12.268.823, que considera el monto correspondiente a la incorporación de 5 profesionales más.

Que para el resto de los años del quinquenio, se considera el mismo valor que en 2018.

Que respecto al ítem “personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015”, la Empresa requiere un monto de $ 19.557.186 para el año 2017. Para los años anteriores a la proyección 2017-2021 no contempló este rubro en su presentación de costos

Que el monto total solicitado para este ítem se distribuye entre los trabajadores de EPEN en su conjunto (distribuidora y transporte). En el año 2015 los empleados eran 730 (717 empleados de distribución y 13 empleados de transporte). Cabe mencionar que, la tarifa que abonen los usuarios de transporte no tiene por qué incluir ni contemplar el costo de los empleados de la distribuidora.

Que considerando que en la presente RTI se determinan los costos de operación, mantenimiento y administración de EPEN transportista y no del conjunto de EPEN (distribuidora y transporte), se reconoce el costo en personal de los empleados de la transportista que está incluido en el rubro “personal” explicado precedentemente. Por lo tanto no se admite lo solicitado por el rubro “personal fondo eléctrico Ley N° 2.938/2015”.

Que en cuanto al rubro “honorarios por servicios”, la Empresa erogó $ 41.108.426 en el año 2015. Para cada uno de los años del quinquenio solicita la suma de $ 36.650.375. Considerando que, la transportista contrata a terceros la mano de obra y equipamiento para la operación local y mantenimiento del sistema, se le reconoce el valor requerido por la misma ($ 36.650.375).

Que en 2015 EPEN erogó $ 6.564.359 en el rubro “honorarios profesionales”. Para cada uno de los años del quinquenio pretende $ 10.369.581, es decir un incremento del CINCUENTA Y OCHO POR CIENTO (58 %). Del total del monto solicitado, $ 7.901.816 surgen de la apropiación de costos que realiza EPEN entre las dos actividades que desarrolla, considerando un CINCO POR CIENTO (5 %) para el proyectado a 2017. Además de ello consideró un VEINTICINCO COMA TREINTA Y TRES POR CIENTO (25,33 %) de inflación.

Que del cálculo expuesto por EPEN no se considera el incremento por inflación, porque el análisis se realiza a valores de diciembre 2015. Tampoco se encuentra justificada la mayor imputación de costos a la actividad de transporte por encima del TRES COMA NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (3,94 %) que le fuera asignado en el año 2015.

Que respecto a los $ 2.393.681 restantes, que corresponden a la administración de los contratos de Obras con financiamiento a través del FOTAE y otros de similares características, cabe mencionar que la actividad de supervisión de ampliaciones de transporte no es remunerada por la tarifa regulada, es decir por los cargos de conexión y transporte de energía eléctrica. Por lo tanto los costos de esa actividad no deben ser tenidos en cuenta para su determinación.

Que por lo tanto, para el concepto “honorarios profesionales” se reconoce un monto de $ 6.564.359.

Que con relación a “mantenimiento de equipos eléctricos” se considera lo requerido por la Empresa por un monto de $ 6.943.

Que para los rubros “materiales y contrataciones para obras”, “combustibles y lubricantes”, “gastos por administración MEM”, “comunicaciones”, “alquileres”, “viajes y estadías” y “vigilancia y seguridad” la transportista solicita $ 5.027.827, $ 253.582, $ 43.008, $ 36.454, $ 798, $ 36.241 y $ 1.094.589 respectivamente. Se reconocen estos valores ya que son menores a los erogados en el año 2015.

Que el rubro “mantenimiento general” se incrementa un VEINTIDÓS POR CIENTO (22 %) entre 2015 y lo requerido para 2017, de $ 605.970 a $ 741.956. Este aumento se debe a la apropiación de costos que realiza EPEN entre las dos actividades que desarrolla, considerando un CINCO POR CIENTO (5 %) para el proyectado a 2017 y contemplando un VEINTICINCO COMA TREINTA Y TRES POR CIENTO (25,33 %) de inflación.

Que de la misma manera que ocurre con una parte del rubro “honorarios profesionales”, del cálculo expuesto por EPEN no se considera el incremento por inflación, porque el análisis se realiza a valores de diciembre del año 2015. Tampoco se encuentra justificada la mayor imputación de costos a la actividad de transporte por encima del TRES COMA NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (3,94 %) que le fuera asignado en el año 2015.

Que por lo tanto bajo este concepto se reconoce un monto de $ 605.970 y a su vez, se adiciona en este rubro los costos de aquellas obras que integraban el plan de inversiones presentado por la Transportista, que a criterio del Ente constituyen gastos de mantenimiento no activables (ver Anexo II, Apéndice II). Por lo tanto, para los años 2017, 2018, 2019 y 2020 se reconoce un monto total de $ 753.386 para cada año, y para el año 2021 la suma de $ 1.191.342.

Que los conceptos “energía eléctrica” y “cuota social ATEERA” no se encontraban imputados en el año 2015. Para 2017 la Empresa requiere $ 28.724 y $ 54.767 respectivamente. Se considera el valor solicitado por la misma.

Que en 2015 EPEN erogó $ 936 en el ítem “servicio de transporte” y estima para el año 2017 la suma de $ 2.476. El valor que se reconoce es de $ 2.476.

Que para “seguros” la transportista proyecta la suma de $ 10.800, es decir un TRECE POR CIENTO (13 %) menos de lo erogado en el año 2015. Por lo que se le admite el valor que requiere.

Que con relación al rubro “artículos de oficina y papelería”, la Empresa requiere la suma de $ 171.980 para 2017, un DOS POR CIENTO (2 %) más de lo erogado en 2015. Por lo tanto se considera lo pretendido por la Transportista.

Que el ítem “impuestos, tasas y contribuciones” no estaba contemplado en el año 2015. Para el año 2017 EPEN estima la suma de $ 164.695, de los cuales $ 82.837 corresponden al pago a la MUNICIPALIDAD DE NEUQUÉN por la obra de asfalto sobre Base Operación y mantenimiento de la Distro Neuquén y la suma de $ 81.859 que proyecta gastar en impuestos. Para los otros años del quinquenio solicita la suma de $ 81.859.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el en el Dictamen N° 139/2017 de Asesoría Jurídica del ENRE obrante a fojas 522/524 del Expediente del VISTO, surge que la determinación de la pertinencia –o no- de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso.

Que lo expuesto se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal, el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que, a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conforme Artículo 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER S.A. y equivalentes de las otras Empresas), las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa o bien, demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (Inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal que rige el régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente, no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración la inclusión de los importes que solicita la Transportista en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la transportista que –en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios- podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crean oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 (o equivalentes) de su respectivo contrato de concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que por lo señalado, se admite un monto de $ 81.859 para cada año del quinquenio.

Que en el rubro “limpieza de oficinas y estaciones”, EPEN gastó $ 325.635 en 2015. Para 2017 proyecta un monto de $ 453.928, es decir un incremento del TREINTA Y NUEVE POR CIENTO (39 %). Como el aumento no está debidamente justificado se considera para este rubro el mismo valor erogado en el año 2015.

Que en cuanto al rubro “diversos”, la Empresa gastó $ 371.476 en el año 2015 y estima un monto de $ 546.637 para el año 2017. De lo solicitado por la transportista, $ 454.236 se obtuvieron por la apropiación de costos que realiza EPEN entre las dos actividades que desarrolla, considerando un CINCO POR CIENTO (5 %) para el proyectado a 2017 y contemplando un VEINTICINCO COMA TRES POR CIENTO (25,3 %) de inflación.

Que de la misma manera que ocurre con una parte del rubro “honorarios profesionales” y “mantenimiento general”, del cálculo expuesto por EPEN no se considera el incremento por inflación, porque el análisis se realiza a valores de diciembre 2015. Tampoco se encuentra justificada la mayor imputación de costos a la actividad de transporte por encima del TRES COMA NOVENTA Y CUATRO POR CIENTO (3,94 %) que le fuera asignado en el año 2015.

Que con relación a los $ 92.532 restantes, se incluye en este monto el servicio de agua y saneamiento, entre otros.

Que por lo tanto se reconoce un valor de $ 463.935 en el concepto “diversos”.

Que en función del análisis realizado los costos admitidos para el quinquenio 2017-2021 son los siguientes, expresados en miles de pesos 2015-2017: $ 61.868,5 M; 2018/2020: $ 63.956,16 M para cada año; 2021: $ 64.394,12 M.

Que con relación a las Servidumbres Administrativas de Electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la Transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5 %) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los 60 (SESENTA) días de notificada de la Resolución de la RTI, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021 que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de Electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etcétera).

Que una vez finalizado el año, la Transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la Transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada de la Transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales. (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en LOS PROCEDIMIENTOS (p. ej. –Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que del análisis se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo, con relación a las inversiones se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas.

Que por otra parte se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que luego del análisis efectuado de las inversiones, las que corresponde incluir totalizan 50 obras por un monto de $ 402.553 M, valoradas a los precios de los equipamientos declarados por la Transportista.

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado, se procedió a realizar una comparación entre los montos solicitados que surgen de la presentación de EPEN y los presentados por las otras transportistas con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que se comprobó que los precios de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la Transportista, comparados con el promedio de otras transportistas y los de mercado, resultaban en valores que en algunos casos llegaban a ser entre un QUINCE POR CIENTO (15%) a un TREINTA POR CIENTO (30 %) superiores. Por ello, se aplicó un descuento sobre los mismos resultando un promedio del VEINTE POR CIENTO (20 %) al rubro materiales. Además se desglosaron los montos asociados a regularización de servidumbres.

Que finalmente, el Plan de inversiones totaliza 50 obras por un monto a invertir de $ 326.582 M.

Que en la Tabla del Apéndice I que forma parte del Anexo II de la presente Resolución, se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la Transportista y que de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen aquellas que están relacionadas con las tareas de mantenimiento y que por lo tanto, se incluyen en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice IV se incluyen los gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, se realizó un análisis particular de las mismas cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice V.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado será objeto de un control posterior por parte de este Ente. A tal efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiera.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la Empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que asimismo, corresponde en el caso de nuevos aportes o retiro de los accionistas analizar su incidencia en el cálculo del capital afectado a la actividad regulada.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la Base de Capital Regulada (BCR).

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria. Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la BCR, se actualizara considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del

año 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM) que elabora y publica el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA). Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de "empalme hacia atrás" en base al IPC GBA del INDEC hasta el mes de diciembre del año 2006, el IPC-SL de la provincia de SAN LUIS hasta el mes de julio del año 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES) e IPC-SL (de la provincia de SAN LUIS) hasta el mes de abril del año 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos del mes de diciembre del año 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016.

Que en el caso de EPEN, en el año 1998 se realizó una revisión tarifaria del sistema de transporte por distribución troncal de energía eléctrica del Comahue, que comprende al servicio concesionado a TRANSCOMAHUE y al EPEN. En dicha oportunidad por Resolución N° 1.132/1999, el ENRE determinó un capital regulado conjunto de $ 7.959.521 en moneda del 31 de julio de 1998.

Que a fin de asignar la porción de ese capital determinado a cada una de las transportistas, corresponde atenerse a lo establecido en la cláusula tercera del Acta de Transferencia del 29 de julio de 1993 suscripta entre la Ex -SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, la PROVINCIA DE RIO NEGRO y la PROVINCIA DE NEUQUÉN. Allí se estableció que la PROVINCIA DE NEUQUÉN se haría cargo del CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (52 %) del valor de las instalaciones afectadas al servicio público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal, motivo por el cual corresponde considerar la misma proporción de la BCR determinada en 1998 como base de capital inicial para el segundo periodo tarifario del EPEN.

Que por lo tanto, la BCR inicial del EPEN es de $ 4.138.951, a valores del mes de julio del año 1998.

Que siendo que el EPEN desarrolla actividades de distribución y transporte de energía eléctrica en forma integrada y no contando para el período 1998 – 2015 con información contable por tipo de actividad, a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores provista por la transportista en el marco de la presente RTI.

Que a fin de deducir las amortizaciones de bienes de uso de cada período anual, se determinó una tasa de amortización promedio en función de las vida útil típica definida en el sistema de contabilidad regulatoria de transporte (Resolución ENRE N° 176/2013).

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta el mes de diciembre del año 2001 utilizando el índice de precios al consumidor – CPI – de EEUU nivel general.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio 1 peso = 1 dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 516/521 del Expediente del VISTO.

Que a partir del año 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de diciembre del año 2016.

Que de esta forma se determina para la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos de la actividad regulada en el período 2017 – 2021 un valor de 67,16 millones de pesos constantes del mes de diciembre del año 2015.

Para calcular el valor de una Empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los flujos de cajas que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la Empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la Empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la Empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyecta varios flujos de fondos independientes y se les aplican distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es denominada en la literatura como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la Empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento de valuación de una Empresa aquí descripto.

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una Empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis procede preguntarse dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuántos años corresponde estimar el flujo de fondos.

Que la respuesta a esta pregunta es la siguiente. El valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo. El primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar. El segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la Empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la Empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, no es necesario para estimarlo proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una Empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadío de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la Empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la Empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones y base de capital se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra como Anexo III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos (SIETE COMA SIETE POR CIENTO -7,7 %-) que fuera aprobada mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos que integran el FF, se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etcétera) respecto de la posición fiscal de la Empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos CINCO (5) años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a la suma de $ 120.221.253 del mes de diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario, se procedió a actualizarlo a febrero del año 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM) que elabora y publica el BCRA, mencionada en el punto

3.4. Para el mes de enero del año 2017 se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de EPEN asciende a la suma de $ 165.905.330, un CUARENTA POR CIENTO (40 %) inferior al solicitado por la Empresa.

Que a partir del ingreso anual calculado para la Transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en la normativa vigente para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1 de febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideró la afectación de los costos operativos e inversiones asociadas a cada tipo de equipamiento.

Que asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la Transportista.

Que por otra parte y con relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la Empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la Empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) -sistema especialmente adoptado en los ESTADOS UNIDOS-, se le fija a la Empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido y consecuentemente, las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las Empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobre capitalización de la Empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la Empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o price cap) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en REINO UNIDO GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la Empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el Price Cap el regulador fija un valor máximo a las tarifas que la Empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios. Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la Empresa regulada (en el caso de que la Empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la Empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la Empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la Empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos –para no perder su porción de mercado- redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó CINCO (5) criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio.; incentivos a la innovación y eficiencia;

minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la Empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la Empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la Empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el price cap requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la Empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la Empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la Empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la Empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la Empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en la Ley N° 24.065 en el Artículo 42 en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica. En el inciso c) del mencionado Artículo se establece que: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización Empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la transportista no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, se propone que el quinquenio 2017 – 2021 se considere como un período de adaptación de la Empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1 %).

Que en el Anexo IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el próximo quinquenio.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM – Regulación por Precio Máximo o “Price-cap”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar; y, que las tarifas serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI – X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la Empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia Empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los distribuidores se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria. Mediante dicho proceso se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065.

Que dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) no deberían ser revisadas hasta la próxima revisión tarifaria porque así lo establece el Artículo 43 de la mencionada Ley: “Finalizado el período inicial de CINCO (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de CINCO (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los Artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el distribuidor se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la Empresa y que ella no puede manipular.

Que en caso de que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la Empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la Ley prevé una revisión extraordinaria a través del Artículo 46, donde dispone que: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas”.

Que en función de lo dispuesto en el Artículo 9 de la Ley N° 25.561 el Poder Concedente a través de la UNIREN celebró con cada transportista un ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL según ha sido mencionado precedentemente.

Que en su Cláusula Décimo Primera “REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)” establece que la realización de la RTI se llevará a cabo mediante un proceso en el cual se fijará un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Cuarta del mismo instrumento.

Que en el caso de EPEN en lo que respecta a los costos, se establece que en la RTI se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, se dispone establecer los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que es decir, una vez fijados los costos eficientes en la RTI, la re determinación de la remuneración debe surgir a partir de las variaciones que se verifiquen en los precios de los costos que fueron tenidos en cuenta cuando se fijó dicha remuneración. Esas variaciones que de verificarse podrían afectar la remuneración en términos reales se capturan a través de la evolución de índices de precios (variaciones en los precios de la economía) considerados para tal fin, tal como lo establece el mecanismo de RPM establecido por la Ley N° 24.065.

Que teniendo en cuenta lo anterior, se establece una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al CINCO POR CIENTO (5%), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondera los desvíos de la remuneración de la Transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016, se dispuso que “el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario”.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por la Resolución ENRE N° 580/2016, se aprobó el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión.

Que dicho sistema de sanciones, para fomentar la mejora continua de la calidad que presta la Concesionaria necesita complementarse con un sistema que estimule dicha mejora por encima de una Calidad mínima, debiéndose entender por tal un sistema de premios.

Que si bien en la normativa vigente que regula la actividad de la Transportista, no se encuentra establecido tal como ocurre con otras Transportistas, que el ENTE establecerá a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO, resulta necesario agregar coherentemente un sistema de premios, que debería procurar dar un mayor incentivo para que la Transportista opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en dicha normativa.

Que se viene considerando que la calidad del servicio público de transporte prestado por “La Transportista” se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que por ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentran consideradas las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la Transportista como las de sus Transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices, mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las transportistas.

Que en virtud de lo expuesto resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP) a partir del cual, cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al mismo.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora y considerándose el período correspondiente a los 12 meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio, corresponde comparar el VPM obtenido por la Transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la transportista no será merecedora de premio.

Que si el VPM obtenido por la Transportista fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora y el que se repartirá en forma proporcional a la facturación bruta de la Transportista y de sus Transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la Transportista, actualizada al mes de febrero del año 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la Transportista.

Que al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo III del Informe.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a la Transportista y a las Transportistas Independientes aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

Que por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que en oportunidad de las Revisiones Tarifarias las transportistas deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que asimismo, por Resolución ENRE N° 176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto, definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en el año 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada transportista y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados) se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de EPEN a partir del 1 de febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan en esta Resolución para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el Inciso d) del Artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 2, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46. 47, 48, 49 e Incisos a), b), d) y s) del Artículo 56 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprobar el Anexo I “Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada [RVEET] – Seguro por contingencias”, que forma parte integrante de la presente resolución

ARTÍCULO 2° — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

Remuneración por Conexión:

- por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: OCHENTA PESOS CON SESENTA Y NUEVE CENTAVOS ($ 80,69) por hora,

- por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: SESENTA PESOS CON CINCUENTA Y DOS CENTAVOS ($ 60,52) por hora,

- por transformador de rebaje dedicado SEIS PESOS CON NUEVE CENTAVOS ($ 6,09) por hora por MVA.

- por equipo de reactivo: SEIS PESOS CON NUEVE CENTAVOS ($ 6,09) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:- para líneas de 132 kV. o 66 kV: UN MIL SETECIENTOS TREINTA Y SEIS PESOS CON CINCUENTA Y TRES CENTAVOS ($ 1736,53) por hora por cada 100 km.

Remuneración por Energía Eléctrica Transportada:

• Se establece en pesos cero (0) por año. ARTÍCULO 3° — Aprobar el Anexo II “Análisis de los Planes de Inversiones RTI 2016 del “ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 4° — Aprobar la “Determinación de la Remuneración del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Neuquén – “ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL” que como Anexo III forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5° — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV, que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 6° — Aprobar el “Mecanismo de Actualización de la Remuneración del ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL” que como Anexo V forma parte integrante de la presente Resolución.

- El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el ANEXO V de la presente Resolución.

ARTÍCULO 7° — Establecer el sistema de premios para el “ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL”, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI, que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8° — Instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la Transportista, en el período comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 30 de septiembre de 2015, actualizada al 1/2/2017, en el valor de PESOS CIENTO CATORCE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA ($114.840).

ARTÍCULO 10. — Aprobar el “Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” según se detalla en el ANEXO VII de la presente Resolución de la que forma parte integrante.

ARTÍCULO 11. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; al ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL; a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 13. — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5438/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII).

(Nota Infoleg: las modificaciones a los Anexos que se hayan publicado en Boletín Oficial pueden consultarse clickeando en el enlace

Anexo

RES ENRE 73-2017 - Anexo.pdf

RES ENRE 75-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 47.304/2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016 se instruyó al ENRE para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, la que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIDAD ANÓNIMA (en adelante TRANSNEA) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex - UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y dicha Empresa, que fuera ratificada por Decreto N°1544 de fecha 29 de Septiembre de 2008.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de Octubre de 2016, rectificada por su Similar N° 580 de fecha 09 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus transportistas independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, TRANSNEA mediante Notas de Entrada N° 235.329 de fecha 31 de Octubre de 2016, y N° 235.993 de fecha 14 de Noviembre de 2016 ha presentado su respectiva propuesta tarifaria, la que obra en el Expediente mencionado en el Visto.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524/2016, de fecha 28 de septiembre de 2016, mediante la Resolución ENRE N° 605/2016 de fecha 21 de Noviembre de 2016, modificada por su Similar N° 616/2016 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por TRANSNEA.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, dicha Resolución ENRE N° 30/2004, adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el “Salón Dorado” del “Hotel Internacional de Turismo”, sito en San Martín 769, 2° Piso, Formosa, Provincia de FORMOSA, el día 14 de Diciembre de 2016, a las 9 horas.

Que en primer lugar, en su presentación, con relación a los costos de administración y Explotación (O&M), TRANSNEA señala las dificultades que ha enfrentado en los últimos años como consecuencia de la insuficiencia de ingresos derivado del atraso tarifario y del incremento en forma desproporcionada de los costos de repuestos e insumos.

Que asimismo, agrega que la capacidad de transporte resulta insuficiente debido a la demora en la ejecución de las ampliaciones, con un nivel de saturación de la red que imposibilita realizar mantenimientos programados.

Que por otra parte, sostiene que dado que los gobiernos provinciales han tomado para sí la responsabilidad de la expansión del sistema de transporte, la dispersión de criterios y tecnologías resultante, ha apartado los resultados del óptimo.

Que respecto de la obsolescencia tecnológica, argumenta que prácticamente la mitad de las instalaciones de su red son las transferidas por Agua y Energía (AyE), todas con antigüedades de 60 a 30 años, lo que determina la necesidad de mantenimientos cada vez más importantes para dar lugar a sus reemplazos, aunque en plazos cada vez menores.

Que por otra parte, el reemplazo de líneas de 132 kV invadidas por crecimiento de ciudades y/o asentamientos precarios por otras con nuevas trazas, tiene cada vez mayor urgencia por condiciones de seguridad pública y de suministro.

Que finalmente, se concentra en la insuficiencia de personal, el cual está integrado en parte por agentes que fueron transferidos por AyE, los que en su mayoría están próximos a jubilarse, siendo personal de experiencia que debe reemplazarse con personal calificado a desarrollar.

Que en este sentido, TRANSNEA agrega que los magros ingresos no han permitido disponer de personal nuevo trabajando en paralelo con personal próximo a jubilarse, así como no se ha podido retener profesionales jóvenes ya desarrollados por falta de capacidad de equiparar salarios con los de otras empresas, tanto de la región como del sector a nivel nacional.

Que a los fines de determinar los costos totales para el próximo quinquenio, la transportista elaboró un modelo donde los costos proyectados no fueron calculados en base a los efectivamente erogados en los años precedentes, sino que se hizo en base a un estudio sobre las actividades y tareas que son necesarias en cada línea de transmisión y en cada estación transformadora que opera y mantiene la empresa concesionaria, de acuerdo a las particularidades de cada una, para el logro de un servicio eficiente y sustentable.

Que dicho modelo presenta los costos expresados a moneda de diciembre de 2016, de la siguiente manera: costos de explotación, desagregados en mantenimiento y en operación, y costos de administración.

Que la empresa concesionaria analizó actividades de mantenimiento consideradas representativas tanto para líneas de 132 kV como para las Estaciones Transformadoras (EETT); 20 actividades para líneas y 15 actividades para Estaciones Transformadoras, discriminándolas para cada línea y cada estación.

Que cada una de las actividades ha concentrado los gastos en 6 tipos: i) mano de obra, ii) vehículos y equipos, iii) reparaciones y repuestos, iv) combustibles y lubricantes; v) materiales e insumos directos; vi) viáticos.

Que el detalle de las líneas, una por una, y de las EETT de la misma forma, conlleva a que las tareas —dentro de cada actividad— puedan no ser las mismas, arribándose a un costo por línea y por EETT diferente.

Que en cuanto a la actividad de operación, ha considerado como costo únicamente los sueldos y contribuciones sociales, en base a la planta permanente actual, y una cifra menor para viáticos.

Que, por su parte, en cuanto a los costos de la actividad de administración TRANSNEA los calcula tomando como costo base el de balance 2015, actualizado por un coeficiente de inflación equivalente al TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%). Esto mismo hace en los rubros de explotación que sólo se ajustaron por inflación. Es decir, parte del valor de balance 2015 y lo impacta con un TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de aumento.

Que a continuación se resume la proyección por línea de costos propuesta por la transportista.

Que en lo referido a personal y otros costos del personal, al cierre de 2015 la transportista cuenta con 191 empleados, en tanto que a Octubre/16 ascendieron a 184 agentes. En total planificó incorporar 16 agentes a plantilla en el año 2017.

Que la empresa concesionaria dice que el motivo fundamental de estas incorporaciones radica en armar cuadrillas de trabajos de entre 6 a 8 personas, con personal capacitado para realizar tareas de apoyo en el área de mantenimiento a los fines de atender con mayor celeridad a las fallas en el sistema y a su restablecimiento.

Que las actividades en líneas de transporte demandan, además de personal entrenado, personal auxiliar temporario (36 agentes) por las características de los trabajos de mano de obra intensiva, bajo las líneas de 132 kV, que constituyen 2006 km de longitud, por distintos terrenos y topografías, así como los accesos para poder transitar hasta alcanzar la zona de servidumbre. Por otro lado, los trabajos se realizan en distintas zonas y en distintas épocas, razón por la que se considera personal temporario que en lo posible resida lo más cercano a las zonas de trabajo.

Que el sueldo base que considera para el costo año tipo, fue el del mes de Octubre 2016 que contiene el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de aumento cerrado por paritarias 2016 más el impacto del Acta Acuerdo firmada el 24 de Agosto de 2016 con la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLyF), en comparación con el año 2015, informado en la Contabilidad Regulatoria.

Que también contempla los diferenciales y las gratificaciones extraordinarias según el CCT 36/75 de: BAE (Bonificación anual por eficiencia) – Turismo – BONANT (Bonificación por Antigüedad) y Art. 9 (Bonificación por jubilación y/o desvinculación del personal).

Que en función de lo anterior, la transportista estima para el 2017 un costo por empleado promedio mensual de PESOS CINCUENTA Y DOS MIL NOVECIENTOS CINCUENTA -$ 52.950- ($ 127,1MM /200 agentes / 12 meses).

Que en lo que respecta a mantenimiento, se incluye el mantenimiento de equipos eléctricos, materiales y contrataciones para obras, mantenimiento general y mantenimiento de Electroducto.

Que en el 2015, la sumatoria de los conceptos enunciados totalizaron la suma de $ 19,2 MM; para el 2017 TRANSNEA estima una erogación por todo concepto de $ 28,2 MM representando un aumento del CUARENTA Y SIETE POR CIENTO (47%), justificado en la variación de precios del año en curso más un aumento de la actividad en las instalaciones del NEA.

Que la proyección de este rubro se efectuó por actividades (líneas y EETT) y no contempla eventos extraordinarios.

Que en cuanto a los seguros, comprende los siguientes conceptos: seguros del automotor, técnico, transporte, caución y seguro de responsabilidad civil contra terceros. TRANSNEA estima en la suma de $ 1,1MM.- frente a los $ 0,9 MM de 2015, representando un variación interanual del VEINTITRES POR CIENTO (23%).

Que asimismo, incluye el seguro de contingencias que, según lo establecido en el Contrato de Concesión, al momento de calcular la remuneración pretendida por la transportista, se deberá incluir un seguro relacionado con los activos que son indispensables para la prestación del servicio.

Que para la determinación del mismo, TRANSNEA actualiza el valor de reposición (VNR) de bienes esenciales el cual fue determinado por la consultora ESIN en el año 2006, actualizándose en función a las cantidades de Km de líneas y capacidad de transformación (MVA) y el tipo de cambio estimando entre el año 2006 y 2016. El valor contemplado es el UNO POR CIENTO (1%) del VNR actualizado, equivalente a $ 15,2 MM.

Que con relación a los impuestos, tasas y contribuciones, para el año 2017 la estimación de $ 0,8 MM contempla los siguientes conceptos: impuesto al cheque, automotores, tasas y demás contribuciones. Frente a los $ 0,6 MM erogados en 2015, el incremento es del 35%.

Que adicionalmente, la transportista incluye en este rubro el Impuesto Municipal Control estructuras, estimado en $ 24,1MM. El importe corresponde al cálculo de la Tasa por Estructura Portante que pretenden cobrar las Municipalidades, equivalente a: i) un cargo fijo de $ 50.000 por única vez (se computó el VEINTE POR CIENTO —20%— como costo anual) para VEINTE (20) Municipalidades; y ii) una tasa anual de verificación edilicia de PESOS TRES MIL SEISCIENTOS ($3.600), habiéndose considerado la totalidad del recorrido de líneas con un promedio de una estructura cada 280 m; y b) Tasa Municipal s/ventas, estimado en $2,4MM. El importe corresponde al cálculo de la Tasa por Seguridad, Salubridad e Higiene (SSH), que la calculó a razón del 0,60% (SEIS POR MIL) sobre el importe estimado de facturación futura.

Que en cuanto a vigilancia, el grado de inseguridad y vandalismo en ascenso sumado a la facilidad para superar las cercas perimetrales de las Estaciones obliga a recurrir a Vigilancia con personal de seguridad (tercerizado) en todas las EETT.

Que ha contemplado y asignado anualmente por EETT la suma de $0,7MM, sobre un universo de 25 EETT. A los fines del cálculo consideró que parte del día está cubierto con la presencia de un electricista de planta en horario normal. En función de ello, y teniendo presente la escala salarial de Convenio de Policía Adicional, estableció un valor hora de PESOS CIENTO CINCUENTA ($150), para la cobertura de vigilancia por la franja horaria desde las 6 de la tarde hasta las 6 de la mañana (12 horas) durante los 365 días del año.

Que en lo referido a viajes y estadías, la transportista sostiene que son valores que corresponden a alojamiento y comida del personal en comisión de servicio. Se fija un valor equivalente e ilustrativo de 95 agentes en comisión, alrededor de 150 días al año, sujeto y condicionado por las necesidades e imprevistos que se produzcan en el sistema de la empresa concesionaria. El valor del viático considerado es de PESOS MIL QUINIENTOS ($1.500) diarios, lo que arroja un valor anual de $ 21,4MM.

Que con relación a los alquileres, estima erogar en vehículos y equipo pesado la suma de $17,1MM en la actividad de mantenimiento de líneas de alta tensión, desarrollando las siguientes tareas: pintura de torres metálicas, corrección de altura libre en líneas, reposición y o mejoramiento de PAT (robo, degradación, rotura), limpieza de Electroducto, etc.

Que respecto de los combustibles, teniendo en cuenta la dotación de vehículos (camionetas, topadoras, camiones grúas) propios y alquilados estima un costo anual de $ 4,2 MM para poder efectuar los trabajos de operación y mantenimiento relacionados con las cuadrillas a incorporarse y el relevamiento de las instalaciones del sistema, que sumado a la extensión de la región, implica un incremento en el consumo de combustibles y lubricantes.

Que con relación a los gastos de administración del MEM, tasa ENRE y cuota social ATEERA, el importe surge de lo gastado en el año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que en cuanto a las comunicaciones, que son los gastos vinculados al telecontrol y a la comunicación en tiempo real y diferida en la región y con CAMMESA, la transportista manifiesta que durante el año 2016 se llegó a un acuerdo con la empresa Personal por el precio pagado debido a la cantidad de líneas activadas en los últimos meses. La variación no es significativa respecto del 2015, consecuentemente, el importe surge de los gastos del año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que en lo concerniente a las depreciaciones, las mismas no fueron contempladas para los costos proyectados, por no ser un concepto erogable en términos financieros. A su vez se establece que el mismo debe ser considerado para el cálculo de la remuneración y no para el Opex.

Que en cuanto a los artículos de oficina y papelería, el costo estimado en el año tipo es para poder cumplir con los requerimientos regulatorios, impositivos, contables, financieros, y sociales requeridos por los distintos usuarios de información. El importe surge de los gastos del año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que en lo referido a honorarios por servicios y diversos, los gastos que podrían entenderse como “honorarios por servicio” imputados a Operación y Mantenimiento, TRANSNEA manifiesta que se encuentran incluidos en la asignación de costos a las 35 actividades, por lo que no resulta posible asignarle un importe a este gasto para el año 2017. En el caso de lo imputable a gastos de Administración, el importe surge de los gastos del año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que, en conclusión, TRANSNEA solicita $ 266,5 MM por año para los costos operativos.

Que en cuanto a las servidumbres, la empresa transportista presenta una serie de lineamientos financieros y regulatorios tendientes a la regularización de las servidumbres de electroducto. El elemento central de su propuesta es el diseño de un mecanismo que permite el financiamiento de la regularización de las servidumbres de electroducto, contemplando: un programa preliminar de la concesionaria a desarrollar durante el quinquenio; un mecanismo de negociación con los titulares de los predios; la aprobación por la autoridad concedente/regulatoria de los montos anuales; un cargo por gestión y un mecanismo de recupero de la inversión.

Que, en resumen, TRANSNEA sostiene que el mecanismo sería el siguiente: Al principio de cada periodo tarifario la concesionaria presenta un plan de regularización de servidumbres a ser desarrollado durante el siguiente quinquenio que contemple montos máximos anuales a ser invertidos, como así también un detalle tentativo de regularizaciones a desarrollar, el valor del cargo de administración, y el factor K a ser utilizado cada año para el recupero de la inversión. Este programa debe ser aprobado por el ENRE como parte de la revisión quinquenal de tarifas. Durante cada año la concesionaria desarrolla el plan de regularización alcanzando acuerdos preliminares sujetos a la aprobación del Concedente/ENRE. Cuando estos acuerdos preliminares son aprobados, la concesionaria desembolsa el monto correspondiente. Una vez por año —en ocasión del primer ajuste semestral de tarifas por ejemplo— el monto total desembolsado por la concesionaria es incorporado en un factor K que le permite el recupero de la inversión a través de la tarifa —más el cargo por la administración del programa— en un plazo predefinido de años.

Que también propone como alternativa adaptar el mecanismo descripto de forma tal que pueda ser financiado mediante un fondo específico y no directamente por parte de las concesionarias.

Que en esta alternativa, los montos anuales serían pagados por el fondo. Las concesionarias serían responsables de la gestión y recibirían a cambio el cargo de gestión mientras que el resto del Cargo por servidumbre sería pagado al Fondo para el recupero de la inversión original.

Que de acuerdo a los “Criterios y Metodología para el Proceso de Revisión Tarifaria Integral”, del “Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016”, que como ya se mencionara fueron aprobados mediante la Resolución ENRE N° 524/2016, TRANSNEA debía presentar los planes de inversión para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI.

Que por medio de la Nota ENRE N° 122.752, se solicitó a TRANSNEA el Plan de Inversiones propuesto para el próximo periodo tarifario.

Que en el mismo debía especificar las inversiones en bienes de uso e Inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte” del APENDICE III.

Que el plan de inversiones debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la transportista con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003) y sus modificatorias y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, en hojas separadas identificadas con el N° de Orden y el Código Empresa utilizados en la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte”, se indicaría el siguiente detalle de las Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de vista de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes; y, justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la transportista presentó la siguiente información como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.993 obrante a fojas 295 y siguientes del Expediente del Visto.

Que el plan de inversiones propuesto, se compone de 62 obras con una inversión total en los CINCO (5) años de $ 554.99 MM, con la siguiente asignación anual: año 1, $ 173,23 MM; año 2, $ 131,1 MM; año 3, $ 109,75 MM; año 4, $ 70,45 MM; y, año 5, $ 70,45 MM.

Que el detalle de las inversiones propuestas obra a fojas 337 a 400 del Expediente del Visto.

Que en cuanto a la base de capital regulatoria (BCR), la transportista presenta dos enfoques para su determinación: para el primero, utiliza las pautas de valuación fijadas por la Resolución ENRE N° 524/2016, y para el segundo, los lineamientos establecidos en el ACTA ACUERDO.

Que asimismo, define dos períodos, el primero que transcurre desde la fecha de inicio de la concesión hasta el 6 de Enero de 2002, titulado período de régimen original, y el segundo que abarca el período transcurrido entre Enero de 2002 y Diciembre de 2016, al que denomina período de transición.

Que a continuación se resume, para cada uno de los enfoques, la metodología de cálculo de la BCR presentada por la transportista.

Que en cuanto a la que considera el denominado período de régimen original, para determinar el valor inicial parte del valor pagado a inicios de la concesión, de acuerdo con las pautas de valuación fijadas por el ACTA ACUERDO; es decir, el valor inicial de la BCR se corresponde con el valor de inicio del Balance del año 1994, correspondiente al CIENTO POR CIENTO (100%) del paquete accionario más las deudas financieras y fiscales descontando disponibilidades (caja). Este valor asciende a 5,5MM de dólares.

Que según los lineamientos establecidos en la Resolución ENRE N° 524/2016, se parte del valor aprobado por el ENRE en la última revisión tarifaria. Por lo tanto, el valor inicial de este período son los 6MM de dólares calculados por el ENRE para la BCR estimada para fines del año.

Que en lo referido a las inversiones, en el período original la empresa transportista considera inversiones en la actividad regulada por un total de 6,6 MM de dólares corrientes. Los valores correspondientes a cada año surgen de los respectivos balances publicados para el período tomando las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos, descontado las bajas correspondientes.

Que en cuanto a las depreciaciones, las del período original son, al igual que las inversiones, las que surgen del balance de la compañía, y por la actividad regulada.

Que si se aplican las pautas establecidas por el ACTA ACUERDO, la empresa transportista considera un total de 4,1MM de dólares corrientes. Si se adoptan los lineamientos establecidos en la Resolución ENRE N° 524/2016, se obtiene así un total de depreciaciones de 1,1MM de dólares corrientes.

Que en cuanto a la actualización, TRANSNEA sostiene que dado que la BCR y todos sus componentes en este período se encuentran en dólares corrientes, para actualizarlos a Diciembre de 2001 se toma el índice de precios al consumidor – CPI por sus siglas en inglés – de EEUU nivel general.

Que de esta manera, la transportista obtiene la base de capital final del período inicial mediante la regla de inventario permanente sumando a la base de capital inicial de cada año las inversiones y restando las depreciaciones en moneda constante.

Que, considerando la base de capital inicial según lo determinado en el ACTA ACUERDO, las inversiones y depreciaciones del período 1995-2001 todo re expresado en dólares constantes de Diciembre de 2001, TRANSNEA obtiene una base de capital regulatoria a Diciembre de 2001 de 9,3 MM de dólares.

Que por otro lado, tomando los criterios fijados por el ENRE, se parte de la base de capital fijada en la revisión tarifaria y las inversiones netas de depreciaciones del periodo 2000-2001 todo en dólares constantes de Diciembre de 2001 y se llega a un valor de la BCR de 6,3MM de dólares al final del período original.

Que en cuanto a la pesificación, a la BCR de fines de 2001 TRANSNEA la pesifica al tipo de cambio de 1,4 pesos por dólar. Que por lo tanto, la BCR a inicios de 2002 pasa de 9,3 MM de dólares a $13 MM si se considera las pautas fijadas por el ACTA ACUERDO y, si se adopta el criterio establecido por la Resolución ENRE N° 524/2016, la BCR a inicios de 2002 pasa de 6,3 MM de dólares a $8,8MM.

Que en cuanto al período de transición, al igual que para el período original, TRANSNEA calcula las inversiones y depreciaciones del período que transcurrió entre Enero de 2002 y hasta Diciembre de 2016, y para cada uno de los enfoques (Acta Acuerdo o, alternativamente, Resolución 524/2016).

Que dado que la BCR y todos sus componentes en este período se encuentran en pesos corrientes, para su actualización a Diciembre de 2016 se toma el índice de precios al consumidor nivel general INDEC, con la salvedad de que a partir de 2007, se opta por la utilización del Índice de precios al consumidor empalmado INDEC San Luis (IPC i&SL).

Que consecuentemente, a partir de los valores corrientes y el IPC I&SL se obtienen los valores re expresados en pesos constantes de Diciembre de 2016 de la base de capital inicial, las inversiones y depreciaciones del periodo de transición.

Que la base de capital final del período de transición se obtiene mediante la regla de inventario permanente, sumando a la base de capital inicial de cada año las inversiones y restando las depreciaciones en moneda constante.

Que considerando entonces la base de capital inicial del periodo de transición igual a la base de capital final del periodo original según las pautas de determinación del ACTA ACUERDO, pesificada con un tipo de cambio de 1,40 $/US$ y las inversiones netas de depreciaciones del periodo 2002-2016 todo en pesos constantes de Diciembre de 2016, TRANSNEA llega a un valor de la BCR de $ 554,8 MM al final del período de transición.

Que alternativamente, si se considera el criterio de determinación de la BCR establecida por la Resolución ENRE N° 524/2016, utilizando el mismo procedimiento al descripto anteriormente, se determina una BCR de $ 505,3 MM a Diciembre de 2016.

Que por último, si bien la transportista considera que la BCR debe estimarse a Diciembre de 2016, a los efectos de cumplir con los requerimientos del ENRE, presenta la BCR a Diciembre de 2015. Luego de ajustar las inversiones, las depreciaciones y las variaciones de precios, calcula una BCR a Diciembre de 2015 de $ 367,5 MM según los criterios del ACTA ACUERDO, o de $ 331,8 MM según las pautas establecidas por la Resolución ENRE N° 524/2016.

Que en cuanto a los requerimientos de ingresos, TRANSNEA detalla las principales premisas consideradas en el cálculo de los requerimientos de ingresos regulatorios y luego los resultados obtenidos.

Que en este sentido manifiesta que la base de capital inicial se corresponde con la estimación de la base de capital regulatoria calculada según los criterios definidos en la Resolución ENRE N° 524/2016, la cual estimó en $ 505,3 MM; que utiliza un periodo de análisis de cinco años; que la fecha de valuación adoptada es Diciembre de 2016; que se hace la estimación en moneda constante de la fecha de valuación (Diciembre de 2016).

Que en cuanto a los valores de costos de operación y mantenimiento e inversiones sostiene que se corresponden con valores eficientes para el periodo de proyección presentados como parte del requerimiento de información.

Que según TRANSNEA, los principales rubros de los costos de operación y mantenimiento proyectados para el período 2017-2021 ascienden a $ 270,7 MM en 2017 y $ 269,8 MM para el resto del quinquenio.

Que al respecto, vale la pena aclarar que estos valores no coinciden con los presentados por la empresa en el requerimiento de costos, que fue de $266,5 MM.

Que agrega que no se incorpora ningún tipo de factor de estímulo a la eficiencia; sostiene que un horizonte de tarifas decrecientes en términos reales no parece ser económicamente viable. Por ello aclara que las estimaciones aquí presentadas están basadas en proyecciones de costos eficientes alcanzables en el periodo por lo cual no resultaría correcto el aplicar una reducción por eficiencias en el quinquenio.

Que al respecto manifiesta que la configuración institucional de la actividad de transporte implica para la concesionaria asumir riesgos operativos y de sanciones no sólo por su actividad regulada, sino también por su función como única concedente del sistema de transporte. En este sentido, en el requerimiento de ingresos se incluye un costo adicional producto del riesgo diferencial afrontado por la empresa concesionaria al operar activos no propios, que no forman parte de su base de capital regulatoria (como por ejemplo las expansiones financiadas por terceros).

Que el plan de inversiones considerado para el quinquenio 2017-2021, en el cálculo de la remuneración se realizó al 31 de Diciembre de 2016 en moneda constante de esa fecha, solicitándose los siguientes montos anuales: 2017: $ 126,5 MM; 2018 $ 129,32 MM; 2019: $ 158,3 MM y para 2020 y 2021: $ 70,45 MM, respectivamente.

Que cabe aclarar que estos montos no coinciden con los presentados en respuesta a lo solicitado y que figura como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.993 obrante a fojas 295 y siguientes del Expediente del Visto.

Que en el caso de los impuestos (Impuesto a las Ganancias: II.GG.), el cálculo se hace utilizando las alícuotas legales aplicables a la empresa transportista sin incorporar ninguna particularidad fiscal propia (quebrantos, diferimientos, etc.). La evolución del impuesto a pagar para el período 2017-2021 estimada en función de los ingresos requeridos y las depreciaciones fiscales es la siguiente, en pesos constantes 2016: 2017: $ 58,7 MM; 2018: $ 57,2 MM; 2019: $ 54,9 MM; 2020: $ 54,3 MM; y, 2021: $ 53,7 MM.

Que según lo determinado en la Resolución ENRE N° 524/2016 la base de capital final se ha estimado como la anualidad del flujo de fondos del último año del período tarifario (“N”). Por lo tanto, la base de capital remanente en el período N alcanza un valor de $678,4 MM a pesos constantes de 2016.

Que la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones no propias se estimó para el quinquenio 2017-2021 al 31 de Diciembre de 2016 en moneda constante de esa misma fecha, solicitándose los siguientes montos anuales por Costo asociado a Riesgo Operacional: 2017: $ 10,2 MM; 2018: $ 12,4 MM); 2019: $ 14,6 MM; 2020: $ 17,2 MM; y, 2021: $ 18 MM.

Que en conclusión, en función de las proyecciones de gastos de operación y mantenimiento, impuestos e inversiones para el próximo quinquenio 2017-2021, se obtiene un ingreso anual equivalente de $ 463,8 MM por año.

Que en lo referido al mecanismo de actualización de la remuneración, la empresa transportista propone adoptar un mecanismo de actualización semestral basado en el índice de variación salarial y el índice de precios industrial Mayorista e incluir un factor de ajuste a fin de asegurar la sostenibilidad económica de la concesión. De esta manera define al Índice de Costos IC del mes “m”, correspondiente al semestre “t”, como el promedio ponderado del IPIMm (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%), el índice de Precios Internos al por Mayor, elaborado por el INDEC, correspondiente al mes “m” del semestre “t”, redefinido en base Diciembre 2015=100, y el IVCSm (TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%), el índice de Coeficiente de Variación Salarial, elaborado por el INDEC, correspondiente al mes “m” del semestre “t” , redefinido en base Diciembre 2015=100.

Que, asimismo, el factor de ajuste propuesto calcula las diferencias entre costos crecientes por inflación e ingresos constantes, las capitaliza y las contempla de manera uniforme dentro de los ingresos del próximo semestre. Un detalle más exhaustivo de este factor de ajuste se detalla en la presentación de la transportista, la cual obra a fojas 319/323 del Expediente del Visto.

Que por Nota de Entrada Nº 236.344, obrante en el Expediente del Visto, la empresa concesionaria informa que en los costos proyectados y en la remuneración pretendida no se contempló el régimen de premios y penalidades por entender que, habiendo sido modificado el régimen de penalizaciones con muy pocos días de anterioridad a la presentación de la propuesta tarifaria, no fue posible obtener una estimación confiable. En función de lo anterior, expresan en su nota que a la remuneración pretendida se le deberán adicionar los costos de penalidades que surjan de la operación eficiente de la red.

Que con el objeto de analizar la propuesta de costos de la transportista en una moneda homogénea, los valores presentados para el año 2015 (Contabilidad Regulatoria) se indexaron por la inflación promedio de dicho año (CATORCE COMA CINCO POR CIENTO —14,5%—) y, siendo que los valores para el quinquenio 2017-2021 se expresaron a moneda de Diciembre de 2016, se los deflactó por la inflación de 2016 (TREINTA Y SIETE POR CIENTO —37%—) para expresarlos también a moneda de Diciembre de 2015.

Que consecuentemente, todo el análisis de la propuesta de costos que se desarrolla a continuación, así como la determinación del nuevo nivel de costos debe interpretarse a valores de Diciembre de 2015.

Que por otra parte, si bien los costos proyectados para el quinquenio 2017-2021 no fueron calculados en base a los efectivamente erogados en años precedentes, a los efectos de analizar la propuesta presentada por la empresa transportista se compararán los mismos con aquellos presentados en esta RTI para el año 2015. Asimismo, para reforzar los criterios asumidos en la validación de cada línea de costo, se contemplarán ciertos parámetros e indicadores de comparación calculados con información del resto de las empresas transportistas.

Que el requerimiento de costos totales presentados por la transportista para el año 2017 se mantiene constante para los siguientes 4 años del quinquenio, no contempla amortizaciones, penalidades ni previsiones, e implica un SESENTA Y UN POR CIENTO (61%) de aumento respecto a los costos de 2015. En particular, propone un incremento del CUARENTA POR CIENTO (40%) en los costos de Explotación y del CIENTO NOVENTA POR CIENTO (190%) en los Costos de Administración.

Que el CIENTO NOVENTA POR CIENTO (190%) de incremento observado en los Costos de Administración, está exclusivamente motivado por la inclusión en la línea “Seguros” del Seguro de Contingencia, la inclusión en la línea “Impuestos, tasas y contribuciones” del Impuesto Municipal Control Estructuras y la Tasa Municipal sobre ventas, y el monto destinado a Indemnizaciones por Retiros voluntarios y Jubilaciones imputado en la línea de “Otros costos en personal.” El resto de los Costos de Administración fueron actualizados solamente por la inflación asumida por la empresa concesionaria para el año 2016 (35%).

Que mientras que en 2015 los Costos de Explotación representaban el OCHENTA Y SEIS POR CIENTO (86%) del total de costos, en la propuesta presentada para el próximo quinquenio, esta participación caería al SETENTA Y CUATRO POR CIENTO (74%), ganando representación los gastos de Administración.

Que concentrándonos en los costos totales, los conceptos que presentan variaciones positivas respecto del 2015 son los siguientes: impuestos, tasas y contribuciones, seguros, viajes y estadías, otros costos de personal, vigilancia y seguridad, personal, alquileres, combustible. Estos costos representan el OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (84%) de los costos del 2017.

Que como ya se mencionara, la variación de la línea “Impuestos, tasas y contribuciones” obedece a la inclusión del Impuesto Municipal Control Estructuras y la Tasa Municipal sobre ventas, la de la línea “Seguros” a la consideración del Seguro de Contingencia, y la de “Otros costos en personal” a la inclusión de Indemnizaciones por Retiros voluntarios y Jubilaciones; en todos los casos no considerados en 2015.

Que el resto de las variaciones tienen su fundamento en las premisas del modelo de proyección propuesto, el cual plantea un aumento de actividad en mantenimiento, motivado en la mejora de la calidad del servicio. Este aumento de la actividad va acompañado de un incremento en la cantidad de personal, de los viajes y estadías, de los alquileres de vehículos livianos y pesados y, en menor medida, de combustibles y lubricantes.

Que de los 16 nuevos agentes que ingresarían a planta en 2017, 11 serían profesionales y 5 harían tareas de apoyo. Adicionalmente, la empresa concesionaria solicita 36 agentes temporarios al año, que se destinarían a tareas de poda, desmalezamiento, y otras tareas que no se realizan durante todo el año. De esta manera el personal de explotación pasa del 2015 al 2017 de 181 empleados a 215. En administración se incorpora una persona.

Que por otra parte, el costo anual de personal propuesto para el quinquenio implicaría un incremento del CUARENTA Y DOS POR CIENTO —42%— ($27,2 MM) respecto del erogado en 2015.

Que sin embargo, esta variación contiene el impacto del Acta Acuerdo firmada el 24 de Agosto de 2016 con la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLYF). En efecto, de los $ 27,2 MM de aumento respecto a 2015, la suma de $14,5 MM obedecen al impacto de dicha Acta, $6,4 MM al ingreso de los 16 agentes de planta, y $6,4MM por contemplar los 36 agentes temporarios solicitados. Es decir, la variación neta del impacto del Acta se reduce a un VEINTICUATRO POR CIENTO (24%).

Que en términos generales, luego de analizar cada línea de costos, 6 de ellas (“Personal”, “Otros costos en personal”, “Seguros”, “Viajes y estadías”, “Impuestos, tasas y contribuciones” y “Vigilancia y seguridad”) resultan cuestionables, no solo por el incremento en sí mismo, sino en términos comparativos con lo solicitado por otras empresas.

Que para el resto de los conceptos se validará lo solicitado por la empresa transportista ya que sus pretensiones conllevan solamente el efecto de la variación de precios 2016, o porque implican reducciones respecto de lo erogado en 2015.

Que a continuación se determina el nuevo nivel de costos para el quinquenio 2017-2021 a precios de Diciembre 2015.

Que para el año 2017 se autoriza el ingreso de los 16 empleados de planta solicitados, entendiendo que los indicadores analizados de dotación de personal cada 100 KM de línea, por EETT y por superficie atendida respaldan este requerimiento.

Que en el caso de los empleados temporarios se autoriza una dotación de 29 agentes (OCHENTA POR CIENTO —80%— de lo pretendido) para el año 2017, y 36 agentes para el resto del quinquenio. Por la característica de los trabajos a realizar y por la necesidad de incorporar gente que resida lo más cerca posible de las zonas de trabajo, se entiende que la empresa no podrá concretar la contratación de la totalidad solicitada en el primer mes de vigencia de la nueva tarifa, sino que el ingreso de gente será gradual, conforme vayan encontrando agentes con las características mencionadas.

Que consecuentemente, de los $ 92,8 MM solicitados por la empresa, en 2017 se reconocen $ 91 MM y a partir del 2018 la totalidad del costo solicitado.

Que no obstante, del costo de Personal Administrativo se apropiará el UNO COMA UNO POR CIENTO (1,1%) del Total de Costos Administrativos admitidos.

Que dentro de los Costos de Administración, se reconocen $ 0,3 MM anuales de Otros costos en personal propiamente dichos, más $ 2 MM anuales de lo solicitado para Indemnizaciones, retiros voluntarios y jubilaciones.

Que para el cálculo de este último monto se redujo el universo de empleados contemplado por la empresa en el cálculo de su solicitud. En tal sentido, sólo se incluyeron aquellos que a la fecha tienen 60 años o más, independientemente de que sea ésta una actividad donde los agentes pueden retirarse antes por tarea riesgosa.

Que se entiende que los agentes menores de 60 años aún forman parte de la población activa, y no resignarán ingresos jubilándose o solicitando el retiro voluntario, sea cual fuere el nivel de ingreso de cada uno de ellos.

Que se reconoce la variación de precios respecto de 2015 de los siguientes conceptos: Seguro del automotor, técnico, transporte, caución y seguro de responsabilidad civil contra terceros.

Que de acuerdo a lo señalado en el Anexo I, no corresponde reconocer lo previsto como seguro de contingencia.

Que la empresa solicita $15,4 MM para viajes y estadías, imputados a los Costos de Explotación. Esto implica una variación del QUINIENTOS TREINTA Y UNO POR CIENTO (531%) respecto de lo erogado en 2015. Por otra parte, se observa que este monto en el resto de las empresas, dividido entre la cantidad de empleados de planta, es significativamente menor. Consecuentemente, se tomó un valor de referencia anual, equivalente a PESOS CUARENTA Y TRES MIL QUINIENTOS DIEZ ($ 43.510) de Viajes y estadías por empleado, de modo tal que el valor reconocido para este rubro, imputable a los Costos de Explotación, es de $ 8,7 MM para cada uno de los años del quinquenio. Se acepta el monto de Viajes y estadías imputado a Costos de Administración.

Que asimismo, se reconoce la variación de precios respecto de 2015 de los siguientes conceptos: impuesto al cheque, automotores, tasas y demás contribuciones.

Que por otra parte, no se reconoce lo previsto para Impuesto Municipal Control Estructuras y la Tasa Municipal sobre ventas.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el Dictamen Jurídico N° 139/2017 de la Asesoría Jurídica del ENRE, el cual obra a fojas 869/871 del Expediente del Visto, la pertinencia -o no- de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso, según que éstas reúnan o no, las condiciones que emanan de la doctrina de la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN para que resulten compatibles con dicho régimen federal y, por lo tanto, admisibles.

Que lo expuesto, se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que —a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conforme Artículo 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER S.A. y equivalentes de las otras empresas)— las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine, en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden que se reflejen en su tarifa, o bien demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que, de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal aplicable al régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración, la inclusión de los importes que solicita la TRANSPORTISTA en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la transportista que —en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios— podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crea oportunos con relación a lo establecido en el mencionado Artículo 27 (o equivalentes) de su respectivo Contrato de Concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que por otra parte, se reconoce en los Costos de Explotación la incorporación de vigilancia durante 12 horas, los 365 días del año en las 21 EETT (informadas por la empresa en el archivo Datos Sistema NEA-OCT16.xlsx), a un valor de $100 la hora, que surge de comparar los valores horas que pagan el resto de las transportistas. Se acepta el monto e imputado a Costos de Administración.

Que en cuanto a combustibles y alquileres, en ambos casos se reconoce el incremento solicitado por la empresa, ya que se considera razonable en función del aumento de actividad previsto.

Que con respecto a la Actividad No Regulada (ANR), en la presentación de la información correspondiente a los años 2014 y 2015, la empresa concesionaria le asigna Costos de Explotación. Sin embargo, en ambos casos, no asigna Costos de Administración, ni personal para la ejecución de dicha actividad.

Que lo mismo sucede con el personal previsto para el próximo quinquenio. La nómina completa de empleados se asigna enteramente a la ejecución de la Actividad Regulada.

Que al respecto, se entiende que, parte del personal administrativo dedica algo de su tiempo a las tareas administrativas que se vinculan con la ANR. Consecuentemente, se apropió de los costos de Personal Administrativo para cada año del quinquenio el 1,1% del Total de Costos Administrativos admitidos, de manera tal de replicar la proporción de los Costos de Explotación No Regulados en el total de Costos de Explotación informados en la Contabilidad Regulatoria del año 2015.

Que asimismo, cabe mencionar que costos de O&M fueron asignados por la empresa al Plan de Inversiones 2017-2021. Que por ello, los mismos no fueron admitidos en dicho plan, no obstante, se incluyen dentro de la solicitud de costos, en el rubro Mantenimiento general. Estos costos ascienden a un monto de $ 3,8 MM anuales a precios de Diciembre 2015.

Que del análisis realizado, de los $194,5 MM anuales solicitados por la empresa concesionaria para el próximo quinquenio, se reconocen $153,6 para el año 2017 y $155,3 MM para el resto de los años. Tales montos representan, respecto de lo erogado en el año 2015, una variación del VEINTISIETE POR CIENTO (27%) y VEINTINUEVE POR CIENTO (29%) respectivamente.

Que en relación a las servidumbres de electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los 60 (SESENTA) días de notificada de la presente Resolución, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021, que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: (i) Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de

transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; (ii) Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etc.).

Que una vez finalizado el año, la transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: 1) Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales (CAPEX); 2) inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); 3) inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en “Los Procedimientos” (p. ej. –Ampliaciones); 4) gastos relacionados con regularización de Servidumbres Administrativas de Electroducto.

Que del análisis mencionado se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y, además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo, con relación a las inversiones, se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas.

Que por otra parte se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado, se realizó una comparación entre los montos solicitados en la presentación de TRANSNEA y los presentados por las otras transportistas, como así también con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que se concluye que los valores de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la transportista, se encuentran razonablemente cercanos al promedio de mercado.

Que luego del análisis de las inversiones efectuado, se concluye que las inversiones a incluir totalizan CINCUENTA Y DOS (52) obras por un monto de PESOS TRESCIENTOS SESENTA Y SIETE MILLONES DOSCIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y UNO ($ 367.288.941).

Que en la Tabla del Apéndice I que forma parte del Anexo II de la presente Resolución, se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la transportista que, de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen aquellas que están relacionadas con las tareas de mantenimiento y que, por lo tanto, se incluyen en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice IV se incluyen los gastos relacionados con regularización de Servidumbres Administrativas de Electroducto.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, el Área técnica pertinente del ENRE realizó un análisis particular de las mismas, cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice V.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado, será objeto de un control posterior por parte de este Ente, para lo cual se emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiero.

Que con respecto a la base de capital contable, la misma representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que asimismo, corresponde en el caso de nuevos aportes o retiros de los accionistas analizar su incidencia en el cálculo del capital afectado a la actividad regulada.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la base de capital regulada (BCR).

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la base de capital regulada (BCR), se actualiza considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de “empalme hacia atrás” en base al IPC GBA del INDEC hasta diciembre de 2006, el IPC-SL de la provincia de San Luis hasta julio de 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) e IPC-SL (de la provincia de San Luis) hasta abril de 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos de diciembre 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016. En el caso de TRANSNEA, el valor de la BCR inicial es la base de capital establecida en la última revisión tarifaria por Resolución ENRE N° 312/2001, cuyo valor asciende a $ 5,99 MM a moneda de diciembre de 1998.

Que a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores descontando las bajas y amortizaciones de bienes de uso de cada año, conforme la información que surge de los estados contables respectivos.

Que en cuanto a las amortizaciones de bienes de uso del período, siguiendo los criterios de la Resolución ENRE N° 524/2016, se las corrige considerando el VEINTISIETE COMA CUATRO POR CIENTO (27,4%) de prima por actividades no reguladas, determinada por el ENRE en la última revisión tarifaria de TRANSNEA.

Que asimismo, se afectó la BCR por las modificaciones decididas por las Asambleas de Accionistas convocadas a tal efecto. En tal sentido, la celebrada el 2 de mayo de 2002 resolvió una reducción voluntaria del capital social por $ 3,28 MM, monto que se deduce de la BCR, detrayendo del mismo la prima por actividades no reguladas.

Que, posteriormente, la Asamblea de Accionistas del 30 de julio de 2010 resolvió absorber una pérdida de $ 2,48 millones, y en el mismo acto, capitalizar una deuda de $ 3,76 millones. Ambas modificaciones se incorporaron en la BCR considerando la prima por actividades no reguladas, compensando parcialmente la reducción observada en el año 2002.

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta diciembre de 2001, utilizando el índice de precios al consumidor – CPI – de EEUU nivel general.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio 1 peso = 1 dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 863/868 del Expediente del VISTO.

Que a partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de diciembre de 2016, a precios de diciembre de 2015.

Que de esta forma la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos por TRANSNEA para el período 2017 – 2021 alcanza a diciembre 2016 un valor de 298,79 MM de pesos constantes de diciembre de 2015.

Que por último, como se señala en la sección “propuesta de la Transportista”, en su presentación, TRANSNEA manifiesta que existen dos alternativas para determinar el valor inicial de la BCR: 1) conforme

el criterio del Acta Acuerdo UNIREN correspondería considerar el valor de inicio del balance contable del año 1993, equivalente al CIENTO POR CIENTO (100%) del paquete accionario más las deudas financieras y fiscales menos disponibilidades de caja, lo que daría una BCR inicial de USD 5,48 millones; y 2) siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016, donde la BCR inicial sería de USD 5,99 millones (la misma que la considerada por el ENRE).

Que según la transportista, el criterio adoptado por el ENRE en la Resolución N° 524/2016 para determinar el valor inicial de la BCR, no refleja lo acordado en la renegociación contractual plasmada en el Acta Acuerdo, lo que podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de TRANSNOA.

Que, al respecto, cabe consignar que, como la misma transportista reconoce en su informe, es de práctica aceptada que la base de capital en un periodo tarifario toma como punto de partida la BCR de la anterior revisión.

Que por otra parte, el Acta Acuerdo no dice que la BCR inicial debe ser el valor de los bienes al inicio de la concesión, sino que lo que afirma es que dicho valor será considerado conjuntamente con el correspondiente a las incorporaciones posteriores, neto de bajas y depreciaciones. Es decir que, para determinar la BCR inicial del presente período tarifario se debe considerar un período de tiempo (en este caso desde el inicio de la concesión hasta la revisión tarifaria anterior) y no un momento (el de inicio de la concesión). El corolario de dicho proceder es la base de capital determinada en la última revisión tarifaria, que, como es de práctica, se toma como punto de partida de la presente revisión tarifaria.

Que consecuentemente, el criterio adoptado por el ENRE en el Anexo de la Resolución N° 524/2016 para determinar el valor inicial de la BCR, responde a lo acordado en la renegociación contractual, y en modo alguno podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de TRANSNOA.

Que, por otra parte, en el punto 4 BASE DE CAPITAL de dicho Anexo, se precisó la metodología a utilizar para su determinación, en la cual se incluyen los criterios mencionados previamente.

Que, asimismo, habiendo sido la concesionaria debidamente notificada de dicho acto, no lo recurrió, razón por la cual se encuentra consentido, ello más allá de las razones técnicas explicitadas en los Considerandos precedentes que justifican los criterios que sobre el particular ha adoptado el ENRE.

Que con respecto a la compensación asociada a operar instalaciones de terceros, cabe aclarar que las transportistas operan y mantienen instalaciones que le fueron transferidas por terceros.

Que esos activos, al igual que los demás, enfrentan riesgos en la operación y mantenimiento vinculados a: (i) variaciones atípicas del mercado; eventos climatológicos (lluvias intensas, temperaturas extremas, etc.); (ii) cambios regulatorios (mayor exigencia en los niveles de calidad); juicios de proveedores, clientes y trabajadores; (iii) daños de equipamientos, accidentes, impacto ambiental, etc.; entre otros. Solo se diferencian de los riesgos corridos vinculados con activos propios, en que, en el caso de los activos transferidos, las Concesionarias no han invertido capital por lo que no corren el riesgo vinculado al recupero de la inversión.

Que el riesgo puede representarse como una tasa aplicada sobre una base, lo que permite el cálculo del requerimiento de ingresos adicional vinculado a operar y mantener bienes de terceros.

Que en este caso la tasa de remuneración de la empresa que opera y mantiene activos de terceros debería constituir una retribución justa y apropiada a los riesgos que corre, circunstancia que si bien no está explícitamente establecida en el Marco Regulatorio vigente, su establecimiento se funda en conceptos implícitos en tal regulación y en los Principios Generales del Derecho.

Que, a tales efectos, se debe cumplir con los principios establecidos en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065, esto es: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

Que siendo ello así, los riesgos incrementales generados por operar y mantener los activos de terceros, deberán ser recuperados mediante las tarifas vinculadas al uso de las instalaciones involucradas. Es decir que las tarifas de los usuarios de transporte de TRANSNEA deben incluir una compensación por el riesgo incremental corrido, asociado a operar y mantener bienes de terceros.

Que con el fin de reconocer el riesgo operacional existente por operar y mantener instalaciones de terceros, resulta conveniente tener en cuenta los criterios de cálculo de la tasa de rentabilidad.

Que la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) fue utilizada por el ENRE para determinar la tasa de rentabilidad que se aplica en la presente RTI. Esta metodología pondera el costo financiero promedio de mercado de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en

el total del activo. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de la deuda.

Que el costo de oportunidad del capital representa el rendimiento que los accionistas y los acreedores exigen a la empresa para aportar el capital necesario para la operación de la empresa. El costo del capital tiene entonces dos componentes: uno el del capital propio o de los accionistas y otro el de la deuda.

Que para la determinación del costo del capital propio se adopta el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM). Una de las variables que interviene en el cálculo de este costo es el coeficiente beta.

Que beta se determina como el cociente entre la covarianza del rendimiento del activo que se trata de medir (en este caso, el negocio de transporte de energía eléctrica), con relación al de la cartera de mercado y la varianza de la cartera de mercado. Esta variable mide el riesgo relativo del activo cuyo costo de capital se está determinando respecto del conjunto de activos de riesgo que conforman la cartera de mercado.

Que ahora bien, los costos de operación y mantenimiento de una empresa tienen un componente aleatorio no controlable por la misma que incide en los resultados de su negocio. Ese es el origen del riesgo que la empresa soporta y la razón por la cual debe obtener una remuneración adecuada a ese riesgo, que debe incluirse en la tarifa.

Que una estrategia válida de incremento de la remuneración consiste en calcular un aumento en el beta del activo regulatorio de la empresa o BCR, a partir del incremento del apalancamiento operativo debido a mayores costos fijos de O&M vinculados a los activos de terceros.

Que según se detalla en el Informe de Elevación que contiene el sustento técnico económico que funda el dictado de la presente Resolución, el aumento del beta del Activo o BCR debido a un aumento del grado de apalancamiento operativo modifica a la suba el WACC, lo cual se traduce en un mayor costo de capital al multiplicar la base de capital por el WACC que contiene este beta modificado.

Que para su cálculo, se considera la participación porcentual en la estructura de costos determinada por el ENRE de los equipamientos propios y terceros, según tipo de equipamiento (conexión, líneas, transformación y reactivo).

Que a partir de multiplicar las participaciones mencionadas en el Considerando anterior con las proporciones de instalaciones de terceros se obtiene el costo incremental asociado a este equipamiento; este valor asciende a 1,017. Si se aplica a este valor una reducción del CUARENTA POR CIENTO (40%) por economías de escala, se obtiene que los equipamientos de terceros incrementan los costos de TRANSNEA en un SESENTA Y UNO POR CIENTO (61%).

Que aplicando este porcentaje, de acuerdo a lo señalado en el citado Informe de Elevación, se obtiene el valor del beta incrementado por operar y mantener activos de terceros, el cual asciende a 0,874.

Que aplicando ese beta incrementado al cálculo del WACC, se obtiene una tasa de OCHO COMA SESENTA Y OCHO POR CIENTO (8,68%) real después de impuestos; la diferencia respecto a la tasa aprobada por el ENRE, mediante Resolución N° 553/2016, asciende a CERO COMA NOVENTA Y OCHO POR CIENTO (0,98%).

Que este diferencial aplicado a la BCR de TRANSNEA equivale a una anualidad de $ 2.960.639, expresada en moneda de diciembre de 2015, en concepto de compensación por el riesgo incremental de operar y mantener equipamiento de terceros.

Que este valor se incorporará en el flujo de fondos descontados a fin de determinar los ingresos anuales de la transportista para el próximo quinquenio.

Que para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los cash flows que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyectan varios flujos de fondos independientes y se les aplica distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es conocida como como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento de valuación de una empresa aquí descripto.

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis procede preguntarse dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuántos años corresponde estimar el flujo de fondos.

Que la respuesta a este interrogante es la siguiente: el valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo; 1) el primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar y, 2) el segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, para estimarlo, no es necesario proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadío de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones, base de capital y la compensación asociada a operar instalaciones de terceros reconocidas se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra en el Anexo III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos (SIETE COMA SIETE POR CIENTO -7,7%-) que fuera aprobada, mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos, que integran el FF se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etc.) respecto de la posición fiscal de la empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos cinco años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a $ 252.900.114 de diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario que se aprueba por el presente acto, se procedió a actualizarlo a febrero de 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Para el mes de

enero 2017, se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de TRANSNEA asciende a la suma de $ 349.002.157, un VEINTISEIS POR CIENTO (26%) inferior al solicitado por la empresa.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

Que asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la Transportista con las siguientes excepciones:

Que en líneas, TRANSNEA indica que posee 1806,3 km de líneas de 132 kV. Asimismo, CAMMESA indica que tiene 1813 km de 132 kV. Se detectan diferencias pequeñas en algunas de sus líneas de 132 kV, Se adoptó el valor indicado por CAMMESA.

Que en conexiones-salidas, TRANSNEA indica que posee 111 salidas en 13.2 kV, pero no contabilizó la salida de Goya a Hilandera. Se adoptaron 112 salidas en 13.2 kV.

Que los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado a considerar a partir del 1° de febrero de 2017 se explicitan en el Anexo IV de la presente Resolución.

Que dado que la figura de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET) en cuanto concepto remuneratorio de la actividad del Transporte de Energía Eléctrica, si bien ha sido instituida originariamente en los Contratos de Concesión de la actividad, ha merecido objeciones en cuanto a su significado, utilidad y procedencia en la satisfacción de los principios tarifarios del Capítulo X de la Ley N° 24.065, a partir de la presente Revisión Tarifaria Integral, se ha resuelto prescindir de la RVEET, determinándose la remuneración de la TRANSPORTISTA en base a los cargos de conexión, de capacidad y de equipamiento de reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que por otra parte y en relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: (i) regulación directa, a través de la tasa de retorno, y (ii) regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) —sistema especialmente adoptado en los Estados Unidos—, se le fija a la empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido, y consecuentemente las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobrecapitalización de la empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o PRICE CAP) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en el REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el PRICE CAP el regulador fija un valor máximo a las tarifas que la empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la empresa regulada (en el caso de que la empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail

Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos –para no perder su porción de mercado- redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó cinco criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio.; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el PRICE CAP requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en el Artículo 42 de la Ley N° 24.065, en lo referente a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los cinco años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica. En el inciso c) del mencionado Artículo se establece que: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”.

Que para el caso bajo tratamiento, cabe aplicar lo prescripto en el Subanexo 1 del Contrato de Concesión de TRANSNEA a través del Artículo 8 que dice: “A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la

remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del primer PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).”.

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la transportista no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, resulta conveniente considerar el quinquenio 2017 – 2021 como un período de adaptación de la empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio público a su cargo, lo que resulta acorde con los criterios tenidos en cuenta para la Declaración de la Emergencia Eléctrica por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1%).

Que en el Anexo IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales de ajuste a aplicar a la remuneración en el próximo quinquenio.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM – Regulación por Precio Máximo o “Price-cap”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar; y que serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los Considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI – X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los TRANSPORTISTAS se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria, mediante el cual se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065.

Que una vez definido el cuadro tarifario no corresponde revisar dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) hasta la próxima revisión tarifaria en los términos de lo dispuesto por Artículo 43 de la mencionada Ley que textualmente reza: “Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos, lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el TRANSPORTISTA se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

Que, en caso que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la citada Ley contempla la posibilidad de requerir una revisión extraordinaria por aplicación de su Artículo 46, el cual dispone: “Los transportistas y distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.”.

Que en función de lo dispuesto por el Artículo 9 de la Ley N° 25.561, el Poder Concedente a través de la Ex UNIREN, celebró con cada TRANSPORTISTA un ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN DEL CONTRATO DE CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

Que en su Cláusula Décimo Tercera, la mencionada ACTA ACUERDO prescribe: “REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)”: La RTI se llevará a cabo mediante un proceso en el cual se fijará un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las pautas contenidas en la Cláusula Décimo Cuarta del mismo instrumento.

Que en el caso de TRANSNEA, la Cláusula 14.6 de la misma ACTA ACUEDRO dispone, en lo referido a los costos establece que en la RTI, que se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, la Cláusula 14.3 del mismo instrumento, establece los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio. Es decir que una vez fijados los costos eficientes en la RTI (cláusula 14.6), la redeterminación de la remuneración debe surgir a partir de las variaciones que se verifiquen en los precios de los costos que fueron tenidos en cuenta cuando se fijó dicha remuneración. Esas variaciones que de verificarse podrían afectar la remuneración en términos reales, se capturan a través de la evolución de índices de precios (variaciones en los precios de la economía) considerados para tal fin, tal como lo establece el mecanismo de RPM establecido por la Ley N° 24.065.

Que en función de ello, corresponde establecer una cláusula gatillo que pondere la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al 5% (CINCO POR CIENTO), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondere los desvíos de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que, por otra parte, el Articulo 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de TRANSNEA estipula que: “El ENTE establecerá, a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO”.

Que además, en la Resolución ENRE N° 524/2016, se dispuso que “el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario.”.

Que por ende, el sistema de premios debería procurar dar un mayor incentivo para que la transportista opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en el Contrato de Concesión.

Que en el mencionado Contrato se establece que la calidad del servicio público de transporte prestado por la transportista se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por su Similar N° 580/2016, se resolvió “Aprobar el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión”.

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que por ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentra considerado las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la Transportista como las de sus transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las TRANSPORTISTAS.

Que en virtud de lo expuesto, resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP), a partir del cual cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al premio.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual, utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora; y considerándose el período correspondiente a los doce meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio corresponde comparar el VPM obtenido por la transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la transportista no sería merecedora de premio.

Que si el VPM obtenido por la transportista fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora, y repartir dicho premio en forma proporcional a la facturación bruta de la transportista y de las transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la transportista, actualizada a febrero de 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la transportista.

Que asimismo, al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP, se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo VI de la presente Resolución.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a la transportista y a las transportistas independientes aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA.

Que por Resolución ENRE N° 204/2007, se estableció que en oportunidad de las revisiones tarifarias, las transportistas deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que asimismo, por Resolución ENRE N° 176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada TRANSPORTISTA y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados) se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que lo actuado por el ENRE se encuentra fundado en principios técnico – económicos referenciados en los Considerandos precedentes y se halla enmarcado en los principios y criterios tarifarios estipulados en la Ley N° 24.065, su reglamentación aprobada por Decreto N° 1.398 de fecha 6 de agosto de 1992, así como en lo establecido en el Acta Acuerdo celebrada con la UNIREN, normas que otorgan a este Ente amplias facultades en materia tarifaria.

Que entre tales facultades se encuentra la de establecer las bases de cálculo para la determinación de las tarifas iniciales y de los sucesivos cuadros tarifarios que se aplicarán en cada período tarifario, pero le impone la obligación de que las tarifas que se establezcan se adecuen a los principios tarifarios establecidos en el capítulo X de la misma Ley N° 24.065.

Que asimismo, los Artículos 43 y 45 de la Ley N° 24.065 otorgan al ENRE competencia para el establecimiento y la revisión de la tarifa de transporte.

Que un principio liminar en materia tarifaria es que las tarifas deben estar asociadas a los costos, principio reconocido expresamente por el legislador en los artículos 40 y 41 de la misma normativa.

Que la mencionada Ley no discrimina entre los sujetos que pueden invocar los principios tarifarios, y los que solicitan su cumplimiento. Dichos principios fueron establecidos en la Ley para ser cumplidos, y su observación resulta obligatoria por parte del ENRE.

Que asimismo, los Artículos 46 a 48 otorgan al ENRE, competencia para efectuar ajustes en la tarifa en vigencia en los casos en que se verifiquen las condiciones indicadas en los Artículos 40 y 41.

Que sin perjuicio de ello, la Ley N° 24.065 también confiere al ENRE capacidad para realizar, en general, todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta norma y su reglamentación (Artículo 56 inciso s).

Que tal como fue citado en la Resolución ENRE N° 1650/1999, la jurisprudencia ha ratificado la competencia tarifaria de los entes reguladores, y se ha pronunciado acerca del carácter reglamentario que revisten las tarifas.

Que conforme a lo establecido en el Artículo 56 inciso a) de la Ley N° 24.065 el ENRE debe hacer cumplir esta norma, su reglamentación y disposiciones complementarias.

Que los principios tarifarios fueron también establecidos para otorgar confiabilidad a la prestación del servicio, cuya preservación impone el Artículo 2 de dicha Ley, previendo por otra parte distintas acciones para la salvaguarda de los mismos, que pueden ser invocadas, tanto por usuarios y concesionarios, como ejercidas de oficio por el ENRE.

Que con relación a la modificación del cuadro tarifario, cabe mencionar que lo dispuesto por el Artículo 25 del Contrato de Concesión mencionado debe armonizarse con lo establecido por la Ley N° 24.065.

Que la determinación del nivel de calidad del servicio constituye el correlato de la facultad de establecer los cuadros tarifarios de acuerdo a lo estipulado por el artículo 56 inciso b) de la Ley 24.065.

Que tanto los principios tarifarios establecidos en la Ley N° 24.065, como los distintos mecanismos de revisión y ajuste de la tarifa, y la competencia legal del ENRE en dicha materia, se encontraban vigentes en oportunidad de realizarse la firma del Contrato de Concesión de TRANSNEA.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de TRANSNEA a partir del 1° de febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del Artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que por lo expuesto el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 56 incisos a), b) d) y s), Artículos 40 a 49 y el 2 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprobar el Anexo I “REMUNERACIÓN VARIABLE POR ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA [RVEET] – SEGURO POR CONTINGENCIAS” que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2° — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

Remuneración por Conexión:

- por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: SESENTA Y UN PESOS CON TREINTA Y DOS CENTAVOS ($ 61,32) por hora,

- por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: CUARENTA Y CINCO PESOS CON NOVENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 45,98) por hora,

- por transformador de rebaje dedicado: CUATRO PESOS CON SETENTA Y UN CENTAVOS ($ 4,71) por hora por MVA.

- por equipo de reactivo: CUATRO PESOS CON SETENTA Y UN CENTAVOS ($ 4,71) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

- para líneas de 220 kV.: UN MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SIETE PESOS CON NOVENTA Y NUEVE CENTAVOS ($ 1377,99) por hora cada 100 km.

- para líneas de 132 kV o 66 kV o 33 kV o 13,2 kV: UN MIL TRESCIENTOS DIECINUEVE PESOS CON OCHO CENTAVOS ($ 1319,08) por hora por cada 100 km.

ARTÍCULO 3° — Aprobar el Anexo II “Análisis de los Planes de Inversión RTI 2016 de la de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino S.A. TRANSNEA S.A.”, que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 4° — Aprobar la “DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO S.A.” que como Anexo III forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5° — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV, que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 6° — Aprobar el Mecanismo de actualización de la remuneración de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S. A que como Anexo V forma parte integrante de la presente resolución.

El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el ANEXO V de la presente Resolución.

ARTÍCULO 7° — Modificar el sistema de premios, al que se refiere el Artículo 24 del Anexo II-B del Contrato de Concesión de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino S. A., establecido por la Resolución ENRE N° 312/2001, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8° — Instruir a CAMMESA que, a los efectos del pago del premio al que alude el Artículo 3 de la presente Resolución, calcule en cada programación y reprogramación estacional, la proporción en que cada usuario del sistema del transporte participa en el pago de los cargos fijos de transporte, para cada tipo de equipamiento, de acuerdo con lo indicado en el Anexo VI de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Aprobar el esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica según se detalla en el Anexo VII que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 10. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 11. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO (TRANSNEA); a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA); a la DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORRIENTES (DPEC); a RECURSOS Y ENERGÍA FORMOSA SOCIEDAD ANÓNIMA (REFSA S.A.), a SERVICIOS ENERGÉTICOS DEL CHACO; EMPRESA DEL ESTADO PROVINCIAL (SECHEEP), al ENTE REGULADOR DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS DE FORMOSA, y a CAMMESA.

ARTÍCULO 12. — Regístrese, comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5420/17 v. 01/02/2017

Anexo

RES ENRE 75-2017 - Anexos.pdf

RES ENRE 77-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente ENRE N° 47.303/2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016 se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, la que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica correspondiente a la EMPRESA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO S.A. (en adelante, TRANSNOA) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex - UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y dicha empresa concesionaria, que fuera ratificada por Decreto N° 1245 de fecha 17 de Septiembre de 2007.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de Octubre de 2016, rectificada por su Simular N° 580 de fecha 09 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus transportistas independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, TRANSNOA mediante Notas de Entrada ENRE N° 235.329 de fecha 31 de Octubre de 2016, y N° 235.993 de fecha 14 de Noviembre de 2016 ha presentado su respectiva propuesta tarifaria, la que obra en el Expediente mencionado en el Visto.

Que habiéndose cumplido las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524/2016, mediante la Resolución ENRE N° 605/2016 de fecha 21 de Noviembre de 2016 y su modificatoria N° 616/2016 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por TRANSNOA.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, dicha Resolución ENRE N° 30/2004, adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el “Salón Azul” del “Hotel Casino Carlos V”, sito en Independencia 110, 1° Entrepiso, Santiago del Estero, Provincia de SANTIAGO DEL ESTERO, el día 14 de Diciembre de 2016, a las 9 horas.

Que en primer lugar, TRANSNOA señala las dificultades que ha enfrentado en los últimos años como consecuencia de la insuficiencia de ingresos derivado del atraso tarifario y del incremento en forma desproporcionada de los costos de repuestos e insumos.

Que asimismo, agrega que la Capacidad de Transporte resulta insuficiente debido a la demora en la ejecución de las ampliaciones, con un nivel de saturación de la red que imposibilita realizar mantenimientos programados.

Que por otra parte, sostiene que dado que los gobiernos provinciales han tomado para sí la responsabilidad de la expansión del sistema de transporte, la dispersión de criterios y tecnologías resultante, ha apartado los resultados del óptimo.

Que respecto de la obsolescencia tecnológica, argumenta que prácticamente la mitad de las instalaciones de su red, son las transferidas por Agua y Energía (AyE), todas con antigüedades de 60 a 30 años. Ello determina la necesidad de mantenimientos cada vez más importantes para dar lugar a sus reemplazos, aunque en plazos cada vez menores.

Que por otra parte, el reemplazo de líneas de 132 kV invadidas por crecimiento de ciudades y/o asentamientos precarios por otras con nuevas trazas tiene cada vez mayor urgencia por condiciones de seguridad pública y de suministro.

Que finalmente, se concentra en la insuficiencia de personal, el cual está integrado en parte por agentes que fueron transferidos por AyE, los que en su mayoría están próximos a jubilarse, siendo personal de experiencia que debe reemplazarse con personal calificado a desarrollar. La insuficiencia de ingresos no ha permitido disponer de personal nuevo trabajando en paralelo con personal próximo a jubilarse, así como no se ha podido retener profesionales jóvenes ya desarrollados por falta de capacidad de equiparar salarios con los de otras empresas, tanto de la región como del sector a nivel nacional.

Que para tomar dimensión del sistema que atiende la empresa, agrega cuadros donde puede verse la evolución de ciertos indicadores: Potencia de Generación, Demanda de Energía, Demanda de Potencia, que son representativos de la utilización del sistema por parte de los usuarios del mismo y que superan a los indicadores representativos de las inversiones en cabeza de los usuarios: longitud de líneas de 132 kV, Capacidad de transformadores, Cantidad de puntos de conexión, Cantidad de Estaciones Transformadora, Cantidad de transformadores y, finalmente, detallan indicadores de resultados de TRANSNOA: Tasa de falla en líneas, Tasa de falla en transformadores, Cantidad de personal.

Que a los fines de determinar los costos totales para el próximo quinquenio, la transportista elaboró un modelo donde los costos proyectados no fueron calculados en base a los efectivamente erogados en los años precedentes, sino que se hizo en base en un estudio sobre las actividades y tareas que son necesarias en cada línea de transmisión y en cada estación transformadora que opera y mantiene la empresa, de acuerdo a las particularidades de cada una, para el logro de un servicio eficiente y sustentable.

Que dicho modelo presenta los costos expresados a moneda de diciembre de 2016, de la siguiente manera: Costos de Explotación, costos de mantenimiento, costos de operación y costos de administración.

Que se analizaron actividades de mantenimiento consideradas representativas tanto para líneas de 132 kV como para las Estaciones Transformadoras (EETT); 20 actividades para líneas y 15 actividades para Estaciones Transformadoras, discriminándolas para cada línea y cada estación.

Que cada una de las actividades ha concentrado los gastos en 6 tipos: i) mano de obra, ii) vehículos y equipos, iii) reparaciones y repuestos, iv) combustibles y lubricantes; v) materiales e insumos directos; vi) viáticos.

Que el detalle de las líneas, una por una, y de las EETT de la misma forma, conlleva a que las tareas —dentro de cada actividad— puedan no ser las mismas, arribándose a un costo por línea y por EETT diferente.

Que en cuanto a la actividad de operación se ha considerado como costo únicamente los sueldos y contribuciones sociales, en base a la planta permanente actual, y una cifra menor para viáticos.

Que finalmente, los costos de la actividad de administración fueron calculados tomando como costo base el de balance 2015, y se lo actualizó por un coeficiente de inflación equivalente al TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%). Esto mismo se hizo en los rubros de explotación que solo se ajustaron por inflación. Es decir, la empresa parte del valor de balance 2015 y lo impacta por un TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de aumento.

Que en lo referido a personal y otros costos del personal, al cierre de 2015 la empresa cuenta con 341 empleados. En total se planificó incorporar 69 agentes a plantilla en el año 2017. El motivo fundamental radica en armar cuadrillas de trabajos de entre 6 a 8 personas, con personal capacitado para realizar tareas de apoyo en el área de mantenimiento a los fines de atender con mayor celeridad a las fallas en el sistema y a su restablecimiento. Personal en ingeniería de mantenimiento, ingeniería de operación y personal para supervisión de Obras de ampliaciones del sistema de transporte.

Que las actividades en líneas de transporte demandan, además de personal entrenado, personal auxiliar temporario (96 agentes) por las características de los trabajos de mano de obra intensiva, bajo las líneas de 132 kV, que constituyen 5000 km de longitud, por distintos terrenos y topografías, así como los accesos para poder transitar hasta alcanzar la zona de servidumbre. Por otro lado, los trabajos se realizan en

distintas zonas y en distintas épocas, razón por la que se considera personal temporario que en lo posible resida lo más cercano a las zonas de trabajo.

Que el sueldo base que se consideró para el costo año tipo, fue el del mes de Octubre 2016 que contiene el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) de aumento cerrado por paritarias 2016, más el impacto del Acta Acuerdo firmada el 24 de Agosto de 2016 con la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLYF), en comparación con el año 2015 informado en la Contabilidad Regulatoria.

Que también se contemplaron los diferenciales y las gratificaciones extraordinarias según el CCT 36/75 de: BAE (Bonificación anual por eficiencia) - Turismo - BONANT (Bonificación por Antigüedad) y Art 9 (Bonificación por jubilación y/o desvinculación del personal).

Que se estima para el 2017 un costo por empleado promedio mensual de $54.826 ($ 265,8 MM / 404 agentes / 12 meses).

Que con relación al mantenimiento, se incluye el mantenimiento de equipos eléctricos, materiales y contrataciones para obras, mantenimiento general, limpieza oficina y estaciones y mantenimiento de electroducto.

Que en el 2015, la sumatoria de los conceptos enunciados totalizó la suma de $83,9 MM. Para el 2017 se estima una erogación por todo concepto de $102,8 MM representando un aumento del VEINTIDOS COMA CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO (22,44%), justificado en la variación de precios del año en curso.

Que la proyección de este rubro se efectuó por actividades (líneas y EETT) y no contempla eventos extraordinarios.

Que respecto a los seguros comprende los siguientes conceptos: seguros del automotor, técnico, transporte, caución y seguro de responsabilidad civil contra terceros. Se estima para 2017 un total de $ 1,5 MM frente a los $ 1,1 MM de 2015 representando un variación interanual del TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que asimismo, se incluyó el seguro de contingencias que, según lo establecido en el contrato de concesión, al momento de calcular la remuneración pretendida por la transportista, se deberá incluir un seguro relacionado con los activos que son indispensables para la prestación del servicio.

Que para la determinación del mismo se actualizó el valor de reposición (VNR) de bienes esenciales el cual fue determinado por la consultora ESIN en el año 2006, actualizándose en función a las cantidades de Km de líneas y capacidad de transformación (MVA) y el tipo de cambio estimando entre el año 2006 y 2016. El valor contemplado es el UNO POR CIENTO (1%) del VNR actualizado, equivalente a $ 75,6 MM.

Que en lo concerniente a impuestos, tasas y contribuciones, para el año 2017 la estimación de $ 11,2 MM contempla los siguientes conceptos: impuesto al cheque, automotores, tasas y demás contribuciones. Frente a los $ 8,6 MM erogados en 2015, el incremento es del TREINTA COMA SETENTA Y CINCO POR CIENTO (30,75%).

Que adicionalmente, se incluye en esta línea a) Impuesto Municipal Control estructuras, estimado en $ 65,6 MM. El importe corresponde al cálculo de la Tasa por Estructura Portante que pretenden cobrar las Municipalidades, equivalente a: i) un cargo fijo de cincuenta mil pesos por única vez (se computó el VEINTE POR CIENTO —20%— como costo anual) para las siguientes Municipalidades: a) Tucumán: 16 sobre 19; b) Salta: 16 sobre 31; c) Jujuy: 11 sobre 21; d) La Rioja: 6 sobre 18; e) Catamarca: 9 sobre 35; Santiago del Estero: 12 sobre 28; Total: 70 sobre 152; y ii) una tasa anual de verificación edilicia de tres mil seiscientos pesos, habiéndose considerado la totalidad del recorrido de líneas con un promedio de una estructura cada 280 m; y b) Tasa Municipal s/ventas, estimado en $6MM. El importe corresponde al cálculo de la Tasa por Seguridad, Salubridad e Higiene (SSH). Se la calculó a razón del 0,60 % (seis por mil) sobre el importe estimado de facturación futura.

Que en cuanto a vigilancia, el grado de inseguridad y vandalismo en ascenso sumado a la facilidad para superar las cercas perimetrales de las Estaciones obliga a recurrir a Vigilancia con personal de seguridad (tercerizado) en todas las EETT.

Que se han contemplado y asignado anualmente por EETT la suma de $ 0,7 MM, sobre un universo de 75 EETT. A los fines del cálculo se consideró que parte del día está cubierto con la presencia de un electricista de planta en horario normal. En función de ello, y teniendo presente la escala salarial de Convenio de Policía Adicional, se estableció un valor hora de ciento cincuenta pesos ($150), para la cobertura de vigilancia por la franja horaria desde las 6 de la tarde hasta las 6 de la mañana (12 horas) durante los 365 días del año.

Que respecto a viajes y estadías, son valores que corresponden a alojamiento y comida del personal en comisión de servicio. Se fija un valor equivalente e ilustrativo de 280 agentes en comisión, alrededor de 150

días al año, sujeto y condicionado por las necesidades e imprevistos que se produzcan en el sistema de la empresa. El valor del viático considerado es de mil quinientos pesos ($1.500) diarios, lo que arroja un valor anual de $ 63 MM.

Que en lo referido a alquileres, se estima erogar en vehículos y equipo pesado en 2017 la suma de $ 17,1 MM en la actividad de mantenimiento de líneas de alta tensión desarrollando las siguientes tareas: pintura de torres metálicas $0,3MM, corrección de altura libre en líneas $0,4MM, reposición y o mejoramiento de PAT (robo, degradación, rotura, etc.) $ 0,6 MM; cambio de cadena de aisladores de suspensión TCT $1,4MM, cambio e aisladores de retención $ 1,4 MM y limpieza de electroducto terreno tipo A,B,C, $ 13,1 MM.

Que en cuanto a combustibles se incluyen costos de mantenimiento (lubricantes) y movilidad de vehículos livianos (camionetas) y equipos pesados (topadoras-camiones-grúas). Dotación de 120 camionetas + equipos livianos y pesados en toda la región (Plantilla propia y alquilados). El costo anual estimado es de $ 13,4 MM para poder efectuar los trabajos de operación y mantenimiento relacionados con las cuadrillas a incorporarse y el relevamiento de las instalaciones del sistema, que sumado a la extensión de la región, implica un incremento en el consumo de combustibles y lubricantes. Se destinará la suma de $ 9,4 MM para actividad de líneas de alta tensión y $ 4 MM para actividades de Estaciones Transformadoras.

Que los gastos de administración del MEM, Tasa ENRE y Cuota Social ATEERA surge de lo gastado en el año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que con relación a comunicaciones, son los gastos vinculados al telecontrol y a la comunicación en tiempo real y diferida en la región y con CAMMESA. Durante el año 2016 se llegó a un acuerdo con la empresa Personal por el precio pagado debido a la cantidad de líneas activadas en los últimos meses. La variación no es significativa respecto del 2015, consecuentemente, el importe surge de los gastos del año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que las depreciaciones de bienes de uso no fueron contempladas para los costos proyectados, por no ser un concepto erogable en términos financieros. A su vez se establece que el mismo debe ser considerado para el cálculo de la remuneración y no para el Opex.

Que en cuanto a artículos de oficina y papelería es el costo estimado en el año tipo para poder cumplir con los requerimientos regulatorios, impositivos, contables, financieros, y sociales requeridos por los distintos usuarios de información. El importe surge de los gastos del año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que los gastos que podrían entenderse como honorarios por Servicio imputados a Operación y Mantenimiento se encuentran incluidos en la asignación de los costos de las 35 actividades, por lo que no resulta posible asignarle un importe a este gasto para el año 2017. En el caso de lo imputable a gastos de Administración, el importe surge de los gastos del año 2015, ajustados a Dic/16 con el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que en síntesis, los costos de operación y mantenimiento solicitados por la transportista para el período 2017-2021 ascienden, en pesos diciembre 2015, a $ 470,11 MM en 2017, $ 491,31 MM en 2018 y $ 508,51 MM para el resto del quinquenio.

Que las inversiones en servidumbres de electroducto han sido calculadas tanto para las líneas que fueran transferidas en propiedad a la empresa al concesionarle la prestación del servicio como para aquéllas construidas con posterioridad y que la empresa opera y mantiene.

Que para los cálculos relativos a las indemnizaciones se ha seguido el criterio establecido en las Leyes N° 19.552 y N° 24.065, es decir se parte del valor real por hectárea y se aplican los coeficientes fijados por el ENRE.

Que dada la extrema variabilidad de los valores venales que han registrado los campos, cuya valorización en términos reales ha superado cualquier expectativa en los últimos años y las condiciones de inseguridad por la crisis mundial determinan que las cifras consignadas sean preliminares.

Que para determinar los desembolsos anuales se ha considerado un plazo de 10 años para la constitución de las servidumbres en las líneas heredadas de Agua y Energía y para las construidas luego de la privatización.

Que dichos costos incluyen planimetrías generales, planos de mensura individuales, estudios de títulos, gastos notariales, judiciales e inscripciones en los registros.

Que a tal efectos, la transportista solicita $ 472.482 M, a precios de diciembre de 2016.

Que de acuerdo a los “Criterios y Metodología para el Proceso de Revisión Tarifaria Integral”, del “Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016”, que como ya se

mencionara fueron aprobados mediante la Resolución ENRE N° 524/16, TRANSNOA debía presentar los planes de inversión para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI.

Que por medio de la Nota ENRE N° 122.752 se solicitó a TRANSNOA el Plan de Inversiones propuesto para el próximo periodo tarifario.

Que en el mismo debía especificar las inversiones en bienes de uso e Inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte” del APENDICE III.

Que el plan de inversiones debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la transportista con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003) y sus modificatorias y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, en hojas separadas identificadas con el N° de Orden y el Código Empresa utilizados en la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte”, se indicaría el siguiente detalle de las Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de visto de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes; y, justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la Transportista presentó la siguiente información como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.994, obrante a fojas 320 y siguientes del Expediente del Visto.

Que el Plan de Inversiones propuesto, se compone de 78 obras con una inversión total en los 5 años de $ 1.835.144.334, en pesos de diciembre 2016, con la siguiente asignación anual: 2017, $ 398.073.527; 2018, $ 436.228.823; 2019, $ 390.934.773; 2020, $ 309.022.356; 2021, $ 300.884.856.

Que el detalle de las inversiones propuestas consta a fs 361 a 440 del Expediente del Visto.

Que con respecto a la Base de Capital Regulatoria (BCR), la empresa presenta dos enfoques: en el primero utiliza las pautas de valuación fijadas por la Resolución ENRE N° 524/2016, y en el segundo, los lineamientos establecidos en el ACTA ACUERDO.

Que asimismo, define dos períodos, el primero que va desde la fecha de inicio de la concesión hasta el 6 de enero de 2002, titulado período de régimen original, y el segundo que abarca el período transcurrido entre enero de 2002 y diciembre de 2016, al que denomina período de transición.

Que a continuación se resume, para cada uno de los enfoques, la metodología de cálculo de la BCR.

Que en el período de régimen original, el valor inicial lo define partiendo del valor pagado a inicios de la concesión, de acuerdo con las pautas de valuación fijado por el ACTA ACUERDO, el valor inicial de la BCR se corresponde con el valor de inicio del Balance del año 1994, correspondiente al CIEN POR CIENTO (100%) del paquete accionario más las deudas financieras y fiscales descontando disponibilidades (caja). Este valor asciende a 13,3 MM de dólares. Que según los lineamientos establecidos en la Resolución ENRE N° 524/2016, se parte del valor aprobado por el ENRE en la última revisión tarifaria. Por lo tanto, el valor inicial de este período son los 13,7 MM de dólares calculados por el ENRE para la BCR estimada para fines del año 1999.

Que en cuanto a las inversiones, en el período original la empresa considera inversiones en la actividad regulada por un total de 18,5 MM de dólares corrientes. Los valores correspondientes a cada año surgen de los respectivos balances publicados para el período tomando las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos, descontado las bajas correspondientes.

Que las depreciaciones del período original son, al igual que las inversiones, las que surgen del balance de la compañía, y por la actividad regulada.

Que si se aplican las pautas establecidas por el ACTA ACUERDO, la empresa considera un total de 11,3 MM de dólares corrientes. Si se adoptan los lineamientos establecidos en la Resolución ENRE N° 524/2016, se obtiene así un total de depreciaciones de 6,2 MM de dólares corrientes.

Que en cuanto a la actualización, dado que la BCR y todos sus componentes en este período se encuentran en dólares corrientes, para actualizarlos a Diciembre de 2001 la empresa toma el índice de precios al consumidor —CPI por sus siglas en inglés— de EEUU nivel general.

Que la base de capital final del período inicial se obtiene mediante la regla de inventario permanente sumando a la base de capital inicial de cada año las inversiones y restando las depreciaciones en moneda constante.

Que considerando la base de capital inicial según lo determinado en el ACTA ACUERDO, las inversiones y depreciaciones del período 1995-2001 todo re expresado en dólares constantes de Diciembre de 2001, se obtiene una base de capital regulatoria a Diciembre de 2001 de 24,2 MM de dólares.

Que por otro lado, tomando los criterios fijados por el ENRE, se parte de la base de capital fijada en la revisión tarifaria y las inversiones netas de depreciaciones del periodo 2000-2001 todo en dólares constantes de Diciembre de 2001 y se llega a un valor de la BCR de 16,2 MM de dólares al final del período original.

Que la BCR de fines de 2001 es pesificada al tipo de cambio de 1,4 pesos por dólar. Por lo tanto, la BCR a inicios de 2002 pasa de $ 24,2 MM de dólares a $ 33,9 MM si se considera las pautas fijadas por el ACTA ACUERDO y, si se adopta el criterio establecido por la Resolución ENRE N° 524/2016, la BCR a inicios de 2002 pasa de 16,2 MM de dólares a $22,7 MM.

Que en el período de transición, al igual que para el período original, se calculan las inversiones y depreciaciones del período que transcurrió entre Enero de 2002 y hasta Diciembre de 2016, y para cada uno de los enfoques (Acta Acuerdo o, alternativamente, Resolución 524/2016).

Que en cuanto a la actualización, dado que la BCR y todos sus componentes en este período se encuentran en pesos corrientes, para su actualización a Diciembre de 2016 se toma el índice de precios al consumidor nivel general INDEC, con la salvedad que a partir de 2007, se opta por la utilización del Índice de precios al consumidor empalmado INDEC San Luis (IPC i&SL).

Que consecuentemente, a partir de los valores corrientes y el IPC I&SL se obtiene los valores re expresados en pesos constantes de Diciembre de 2016 de la base de capital inicial, las inversiones y depreciaciones del periodo de transición.

Que la base de capital final del período de transición se obtiene mediante la regla de inventario permanente sumando a la base de capital inicial de cada año las inversiones y restando las depreciaciones en moneda constante.

Que considerando entonces la base de capital inicial del periodo de transición igual a la base de capital final del periodo original según las pautas de determinación del ACTA ACUERDO, pesificada con un tipo de cambio de 1,40 $/US$ y las inversiones netas de depreciaciones del periodo 2002-2016 todo en pesos constantes de Diciembre de 2016 se llega a un valor de la BCR de $1.121,8 MM al final del período de transición. Alternativamente, si se considera el criterio de determinación de la BCR establecida por la Resolución ENRE N° 524/2016, utilizando el mismo procedimiento al descripto anteriormente, se determina una BCR de $ 879,6 MM a Diciembre de 2016.

Que si bien la empresa considera que la BCR debe estimarse a Diciembre de 2016, a los efectos de cumplir con los requerimientos del ENRE, presenta la BCR a Diciembre de 2015. Luego de ajustar las inversiones, las depreciaciones y las variaciones de precios, calcula una BCR a Diciembre de 2015 de $722,7MM según los criterios del ACTA ACUERDO, o de $549,7 MM, según las pautas establecidas por la Resolución ENRE N° 524/2016.

Que a continuación se detallan las principales premisas consideradas en el cálculo de los requerimientos de ingresos regulatorios y luego los resultados obtenidos.

Que la base de capital inicial se corresponde con la estimación de la base de capital regulatoria calculada según los criterios definidos en la Resolución ENRE N° 524/2016.

Que se utiliza un periodo de análisis de CINCO (5) años.

Que la fecha de valuación adoptada es diciembre de 2016.

Que se hace la estimación en moneda constante de la fecha de valuación (diciembre de 2016).

Que los valores de costos de operación y mantenimiento e inversiones se corresponden con valores eficientes para el periodo de proyección presentados como parte del requerimiento de información.

Que no se incorpora ningún tipo de factor de estímulo a la eficiencia. La empresa sostiene que un horizonte de tarifas decrecientes en términos reales no parece ser económicamente viable.

Que la configuración institucional de la actividad de transporte implica para la empresa, asumir riesgos operativos y de sanciones no sólo por su actividad regulada, sino también por su función como única concedente del sistema de transporte. En este sentido, en el requerimiento de ingresos se incluye un costo

adicional producto del riesgo diferencial afrontado por la empresa al operar activos no propios, que no forman parte de su base de capital regulatoria (como por ejemplo las expansiones financiadas por terceros).

Que la Base de Capital inicial se estimó en $ 879,6 MM siguiendo los criterios definidos por el ENRE en su Resolución N° 524/2016.

Que los principales rubros de los costos de operación y mantenimiento proyectados para el período 2017-2021 ascienden a $ 696,7 MM en 2017 y $ 692,2 MM para el resto del quinquenio.

Que el plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, se realizó al 31 de Diciembre de 2016 en moneda constante de esa fecha, solicitándose los siguientes montos anuales: 2017, $ 273,7 MM; 2018, $ 425,4 MM; 2019, $ 518 MM; 2020, $ 286,1 MM; 2021, $ 331,9 MM.

Que en el caso de los impuestos (Impuesto a las Ganancias: II.GG.), el cálculo se hace utilizando las alícuotas legales aplicables a la empresa sin incorporar ninguna particularidad fiscal propia (quebrantos, diferimientos, etc.).

Que la evolución del impuesto a pagar para el período 2017-2021 estimada en función de los ingresos requeridos y las depreciaciones fiscales, es la siguiente: 2017, $ 205,5 MM; 2018, $ 200,7 MM; 2019, $ 192,8 MM; 2020, $ 187,7 MM; 2021, $ 181,9 MM.

Que según lo determinado en la Resolución ENRE N° 524/2016, la base de capital final se ha estimado como la anualidad del flujo de fondos del último año del período tarifario (“N”). Por lo tanto, la base de capital remanente en el período N alcanza un valor de $1.061,8MM a pesos constantes de 2016.

Que la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones no propias se estimó para el quinquenio 2017-2021 al 31 de Diciembre de 2016 en moneda constante de esa misma fecha, solicitándose los siguientes montos anuales por Costo asociado a Riesgo Operacional: 2017, $ 13,1 MM; 2018, $ 16,7 MM; 2019, $ 22,3 MM; 2020, $ 29,1 MM; 2021, $ 32,3 MM.

Para finalizar, en función de las proyecciones de gastos de operación y mantenimiento, impuestos e inversiones para el próximo quinquenio 2017-2021, se obtiene un ingreso anual equivalente de $1.318 MM por año.

Que en lo referido al mecanismo de actualización de la remuneración, la empresa propone adoptar un mecanismo de actualización semestral basado en el índice de variación salarial y el índice de precios industrial Mayorista e incluir un factor de ajuste a fin de asegurar la sostenibilidad económica de la concesión. De esta manera define al Índice de Costos IC del mes “m”, correspondiente al semestre “t”, como el promedio ponderado del IPIMm (67%), el índice de Precios Internos al por Mayor, elaborado por el INDEC, correspondiente al mes “m” del semestre “t”, redefinido en base Diciembre 2015=100, y el IVCSm (33%), el índice de Coeficiente de Variación Salarial, elaborado por el INDEC, correspondiente al mes “m” del semestre “t” , redefinido en base Diciembre 2015=100.

Que asimismo, el factor de ajuste propuesto calcula las diferencias entre costos crecientes por inflación e ingresos constantes, las capitaliza y las contempla de manera uniforme dentro de los ingresos del próximo semestre.

Que la transportista manifiesta que respecto de los regímenes de premios y penalidades informó que en los costos proyectados y en la remuneración pretendida no se tuvo en cuenta el régimen de premios y penalidades por entender que habiendo sido modificado el régimen de penalizaciones hace apenas unos días, no es posible obtener una estimación confiable. En función de lo anterior a la remuneración pretendida solicita adicionar los costos de penalidades que surjan de la operación eficiente de la red.

Que con el objeto de analizar la propuesta de costos de la empresa en una moneda homogénea, los valores presentados para el año 2015 (Contabilidad Regulatoria) se indexaron por la inflación promedio de dicho año (CATORCE COMA CINCO POR CIENTO -14,5%-) y, siendo que los valores para el quinquenio 2017-2021 se expresaron a moneda de Diciembre de 2016, se los deflactó por la inflación de 2016 (TREINTA Y SIETE POR CIENTO -37%-) para expresarlos también a moneda de Diciembre de 2015.

Que consecuentemente, todo el análisis de la propuesta de costos que se desarrolla a continuación, así como la determinación del nuevo nivel de costos presentado en el punto 3.1.2, debe interpretarse a valores de Diciembre de 2015.

Que por otra parte, si bien los costos proyectados para el quinquenio 2017-2021 no fueron calculados en base a los efectivamente erogados en años precedentes, a los efectos de analizar la propuesta presentada por la empresa se compararán los mismos con aquellos presentados en esta RTI para el año 2015. Asimismo, para reforzar los criterios asumidos en la validación de cada línea de costo, se contemplarán ciertos parámetros e indicadores de comparación calculados con información del resto de las empresas transportistas.

Que el requerimiento de costos totales presentados por la empresa para el año 2017 se mantiene constante para los siguientes CUATRO (4) años del quinquenio. No contempla amortizaciones, penalidades ni previsiones. El mismo implica un SESENTA Y SEIS POR CIENTO (66%) de aumento respecto a los costos de 2015. En particular, proponen un incremento del CINCUENTA Y CINCO POR CIENTO (55%) en los costos de Explotación y del 142% en los Costos de Administración.

Que el CIENTO CUARENTA Y DOS POR CIENTO (142%) de incremento observado en los Costos de Administración está exclusivamente motivado por la inclusión en la línea Impuestos, tasas y contribuciones del Impuesto Municipal Control Estructuras y la Tasa Municipal sobre ventas, y el monto destinado a Indemnizaciones por Retiros voluntarios y Jubilaciones imputado en la línea de Otros costos en personal. El resto de los Costos de Administración fueron actualizados solamente por la inflación asumida por la empresa para el año 2016 (TREINTA Y CINCO POR CIENTO —35%—).

Que mientras que en 2015 los Costos de Explotación representaban el 87% del total de costos, en la propuesta presentada para el próximo quinquenio, esta participación caería al OCHENTA Y UNO POR CIENTO —81%—, ganando representación los gastos de Administración.

Que en los costos totales, los conceptos que presentan variaciones positivas respecto del 2015 son los siguientes: seguros (CUATRO MIL DOSCIENTOS TREINTA Y TRES POR CIENTO —4233%—); vigilancia y seguridad (SETECIENTOS CUARENTA Y DOS POR CIENTO —742%—); impuestos, tasas y contribuciones (QUINIENTOS DIECIOCHO POR CIENTO —518%—); viajes y estadías (DOSCIENTOS CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO —244%—); otros costos de personal (CIENTO SETENTA POR CIENTO —170%—); combustibles y lubricantes (CIENTO DIECISEIS POR CIENTO —116%—); alquileres (CIENTO QUINCE POR CIENTO —115%—) y personal (TREINTA Y SIETE POR CIENTO —37%—). Estos ítems representan el OCHENTA Y TRES POR CIENTO (83%) de los costos totales del 2017, mientras que en el 2015 significaban el SESENTA POR CIENTO (60%).

Que como ya se mencionara, la variación de “impuestos, tasas y contribuciones” obedece a la inclusión del impuesto municipal control estructuras y la tasa municipal sobre ventas, la de “otros costos en personal” a la inclusión de indemnizaciones por retiros voluntarios y jubilaciones y la variación de la línea “seguros” a la consideración del seguro de contingencia; en todos los casos no considerados en 2015.

Que el resto de las variaciones tienen su fundamento en las premisas del modelo de proyección propuesto, el cual plantea un aumento de actividad en mantenimiento, motivado en la mejora de la calidad del servicio. Este aumento de la actividad va acompañado de un incremento en la cantidad de personal, de los viajes y estadías, de los alquileres de vehículos livianos y pesados y del uso de combustibles y lubricantes.

Que de los 69 nuevos agentes que ingresarían a planta en 2017, todos serían para tareas de apoyo. Adicionalmente, la empresa solicita 96 agentes temporarios (61 agentes más que en 2016 y 2015) al año, que se destinarían a tareas de poda, desmalezamiento, y otras tareas que no se realizan durante todo el año. El personal de explotación crece de 339 empleados en el 2015 a 480 en 2017; y el de administración, decrece de 37 a 20.

Que por otra parte, el costo anual en Personal propuesto para el quinquenio implicaría un incremento del TREINTA Y SIETE POR CIENTO (37%), $ 52 MM respecto del erogado en 2015.

Que sin embargo, esta variación contiene el impacto del Acta Acuerdo firmada el 24 de Agosto de 2016 con la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLYF). En efecto, de los $ 52 MM de aumento respecto a 2015, $ 10,3 MM obedecen al impacto de dicha Acta, $ 27,8 MM al ingreso de los 69 agentes de planta, y $ 14 MM por contemplar los 96 agentes temporarios solicitados. Es decir, la variación neta del impacto del Acta se reduce a un VEINTINUEVE POR CIENTO (29%).

Que en términos generales, luego de analizar cada línea de costos por separado, se observa que todas aquellas que presentan variaciones positivas respecto del 2015, resultan cuestionables, no sólo por el incremento en sí mismo, sino en términos comparativos con lo solicitado por otras empresas.

Que asimismo, se entiende que resulta imposible concretar en el lapso de un año la contratación de la totalidad del personal solicitado. Contrariamente a lo planteado en el modelo, se debería esperar un ingreso progresivo del personal, comprendiendo no sólo el año 2017 sino también el 2018 y 2019.

Que consecuentemente, y siendo que se considera apropiado el ingreso de personal para reforzar las tareas de mantenimiento (los indicadores analizados de dotación de personal cada 100 KM de línea, por EETT y por superficie atendida respaldan este requerimiento), se solicitó a la empresa la adecuación del modelo a un sendero paulatino de ingreso de personal, acompañado por el aumento de la actividad correspondiente.

Que cumpliendo con la solicitud del ENRE, la empresa presentó un modelo adecuado a los planteos realizados respecto del ingreso del personal y los incrementos de costos asociados al aumento de la actividad que este crecimiento del plantel conlleva.

Que los costos cuyos montos fueron ajustados solamente por el efecto de la variación de precios 2016, o que implican reducciones respecto de lo erogado en 2015, fueron todos aprobados.

Que en cuanto al personal, en el modelo adecuado al ingreso paulatino de personal, la empresa propone el ingreso de 41 empleados de planta en 2017, 19 empleados más en 2018 y los últimos 9 que completarían el requerimiento de 69 empleados ingresarían en el 2019, de manera tal que la empresa a partir del tercer año del quinquenio alcanzaría su pretensión inicial.

Que en el caso de los empleados temporarios, se solicita una dotación inicial para el 2017 de 49 empleados, luego en 2018 ingresarían 20 agentes más, y en 2018 los restantes 27 que completarían los 96 agentes temporarios de la propuesta inicial.

Que siendo que los indicadores analizados de dotación de personal cada 100 KM de línea, por EETT y por superficie atendida mejoran con esta propuesta, se aceptan los ingresos planteados.

Que consecuentemente, en 2017 se reconocen $ 171,9 MM, en 2018 $ 183,6 MM y para los siguientes tres años, $ 194 MM.

Que en lo referente a otros costos en personal, dentro de los costos de Administración, se reconocen $ 0,9 MM anuales de “otros costos en personal” propiamente dichos, más $ 3,3 MM anuales de los solicitado para Indemnizaciones, retiros voluntarios y jubilaciones.

Que para el cálculo de este último monto se redujo el universo de empleados contemplado por la empresa en el cálculo de su solicitud. En particular, sólo se incluyeron aquellos que a la fecha tienen 60 años o más, independientemente de que sea esta una actividad donde los agentes puedan retirarse antes por Tarea Riesgosa.

Que se entiende que los agentes menores de 60 años aún forman parte de la población activa, y no resignarán ingresos jubilándose o solicitando el retiro voluntario, sea cual sea el nivel de ingreso de cada uno de ellos.

Que en cuanto a mantenimiento, dado que los criterios de imputación utilizados en el modelo de costos presentado por la empresa no han respetado los utilizados en la contabilidad regulatoria del 2015, los rubros “mantenimiento de equipos eléctricos” y “materiales y contrataciones para obras” se analizaron en conjunto, sin considerar a los rubros “mantenimiento general” y “mantenimiento de electroducto”, porque según la empresa se han imputado a las 35 actividades y a varios rubros (por ejemplo, mantenimiento de electroducto se ha imputado a personal, combustible, viajes y estadías, alquileres, etc.), siendo imposible la reasignación de los mismos para este análisis.

Que para el 2017, acompañando el aumento de la actividad asociado al ingreso del personal, se aprueban los $ 71,2 mm solicitados para “mantenimiento de equipos eléctricos” y “materiales y contrataciones” en 2018 este costo aumentaría a $ 73,7 mm y finalmente, en 2019 llegaría a los $ 75,1 mm propuestos inicialmente, manteniéndose hasta el final del período.

Que respecto a los combustibles, los criterios de imputación del modelo de costos no se asemejan al de la contabilidad regulatoria 2015. la línea “combustibles” es un ejemplo claro, tiene imputado $ 1,9 mm provenientes de “mantenimiento de electroducto”, mientras que el valor de este último está en cero para el próximo quinquenio (en 2015 se erogaron $ 15 mm). También se imputó en “combustibles” $ 0,7 mm provenientes de “limpieza oficinas y estaciones”.

Que para realizar la comparación con 2015, se tomó lo imputado a “Combustibles”, neto de lo que corresponde a “Mantenimiento de electroducto” y “Limpieza oficina y estaciones”. Se observa un incremento respecto de dicho año, del 33%, 51% y 66% para 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

Que adicionalmente, se observa que TRANSBA, que se acerca un poco a la extensión de la red de TRANSNOA y a la cantidad de EETT, prevé erogar en 2017 en “Combustibles” un total de $ 923 por km de red, mientras que TRANSNOA solicita $ 1.245 por km de red para el mismo año (neto de lo que corresponde a “Mantenimiento de electroducto” y “Limpieza oficina y estaciones”, para respetar el mismo criterio que TRANSBA). Siendo que TRANSBA es, entre las empresas transportistas, la de mejor calidad, y dada la extensión de la región de TRANSNOA, se aprueban los valores previstos por la empresa ($ 8,7 MM en 2017, $ 10 MM en 2018 y $ 9,8 MM para 2019 en adelante) con la premisa que este incremento en el costo de “Combustibles”, que acompaña el incremento paulatino del personal, y de la actividad de mantenimiento, servirán para mejorar los tiempos de respuestas a los problemas que afectan la calidad del sistema.

Que con relación a los seguros, se reconoce la variación de precios respecto de 2015 de los siguientes conceptos: Seguro del automotor, técnico, transporte, caución y seguro de responsabilidad civil contra terceros.

Que de acuerdo a lo señalado en el Anexo I, no corresponde reconocer lo previsto como seguro de contingencia.

Que en lo concerniente al rubro “alquileres”, que concentra lo erogado en alquiler de vehículos y equipo pesado necesario para las tareas de mantenimiento, en la nueva versión del modelo de costos también sigue un sendero de crecimiento más suavizado, en comparación con la propuesta original. Nuevamente, siguiendo la premisa que el incremento en las tareas de mantenimiento son necesarias para mejorar la calidad del sistema, se aprueban entre los Costos de Explotación, los $ 7,7 MM solicitados para 2017, los $ 8,9 MM solicitados para 2018 y los $ 12,8 MM para 2019 en adelante. Así mismo, se aceptan los $ 0,9 MM anuales solicitados como Costos de Administración, resultando un total de $ 8,6 MM para 2017, $ 9,8 MM para 2018 y $ 13,4 MM para los siguientes tres años.

Que el rubro viajes y estadías, se adapta al nuevo sendero del modelo de costos propuesto, no obstante, sigue pareciendo desproporcionado el incremento respecto de 2015 y respecto a lo solicitado por el resto de las empresas. En efecto, se observa que este monto en el resto de las empresas, dividido la cantidad de empleados de planta, es significativamente menor. Consecuentemente, se tomó un valor de referencia anual, equivalente a $ 43.510 de “viajes y estadías” por empleado, de modo tal que el valor reconocido para este rubro, imputable a los Costos de Explotación, es de $ 16,4 MM solicitados para 2017, los $ 17,2 MM para 2018 y los $ 17,6 MM para 2019 en adelante. Se acepta el monto de “viajes y estadías” imputado a Costos de Administración.

Que para los impuestos, tasas y contribuciones, se reconoce la variación de precios respecto de 2015 de los siguientes conceptos: impuesto al cheque, automotores, tasas y demás contribuciones.

Que no se reconoce lo previsto para Impuesto Municipal Control Estructuras y la Tasa Municipal sobre ventas.

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el Dictamen Jurídico N° 139/2016 de la Asesoría Jurídica del ENRE, el cual obra a fojas 1630/1632 del Expediente de la referencia, surge que la determinación de la pertinencia —o no— de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso, según que éstas reúnan o no, las condiciones que emanan de la doctrina de la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN para que resulten compatibles con dicho régimen federal y, por lo tanto, admisibles.

Que lo expuesto, se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que —a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conforme Artículo 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER y equivalentes de las otras empresas)— las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine, en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa, o bien demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que, de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal aplicable al régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración, la inclusión de los importes que

solicita la TRANSPORTISTA en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la Transportista que –en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios- podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crea oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 de su Contrato de Concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que para vigilancia y seguridad, se reconoce en los Costos de Explotación la incorporación de vigilancia durante 12 horas, los 365 días del año en las 75 EETT a un valor de $ 100 la hora, que surge de comparar los valores horas que pagan el resto de las transportistas. Se acepta el monto solicitado e imputado a Costos de Administración.

Que en lo referido a la actividad no regulada, en la presentación de la información correspondiente a los años 2014 y 2015 la empresa asigna Costos de Explotación a la Actividad No Regulada (ANR). Sin embargo, en ambos casos no asigna Costos de Administración ni personal para la ejecución de dicha actividad.

Que lo mismo sucede con el personal que previó para el próximo quinquenio, asigna enteramente la nómina completa de empleados a la ejecución de la actividad regulada.

Que, al respecto, se entiende que parte del personal administrativo dedica algo de su tiempo a las tareas administrativas que se vinculan con la ANR, del mismo modo que se comparten recursos de papelería y útiles, teléfono, etc. Consecuentemente, se apropió (en cada año del quinquenio) de los costos de Personal Administrativo, Artículos de oficina y papelería y Comunicaciones, en forma proporcional, el 4,5% del Total de Costos Administrativos admitidos (equivalente a $1,9MM), de manera tal de replicar la proporción de los Costos de Explotación No Regulados en el total de Costos de Explotación informados en la Contabilidad Regulatoria del año 2015.

Que cabe señalar que la empresa asignó al plan de inversiones una serie de actividades (restauración de bases de LAT, reposición de cartelería, reparaciones civiles de salas de comando y celdas EETT) que no fueron admitidas como inversiones, pero sí se las reconoce como costos, ascendiendo a un total anual de $ 2.018 M.

Que en función del análisis realizado a precios de Diciembre 2015, se reconocen $ 336,2 MM para el año 2017, $ 353,7 MM para el 2018 y $ 369,3 MM para el 2019 y los siguientes años del quinquenio. Tales montos representan, respecto de lo erogado en el año 2015, una variación del QUINCE POR CIENTO (15%), VEINTIUNO POR CIENTO (21%) y VEINTISEIS POR CIENTO (26%), respectivamente.

Que en relación a las servidumbres de electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los 60 (SESENTA) días de notificada de la Resolución de la RTI, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021, que contenga como mínimo, las siguientes etapas de trabajo: (i) Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; (ii) Detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etc.).

Que una vez finalizado el año, la transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan, no justificado satisfactoriamente por la transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales. (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en “Los Procedimientos” (p. ej. –Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que del análisis mencionado se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y, además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo, con relación a las inversiones se excluyeron aquellas que fueron consideradas no justificadas.

Que por otra parte se indicaron las que corresponden a gastos de operación y mantenimiento.

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado, se procedió a realizar una comparación entre los montos solicitados que surgen de la presentación de TRANSNOA y los presentados por las otras transportistas, asimismo como con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que cabe aclarar que, los valores de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la transportista, se encuentran razonablemente cercanas al promedio de mercado.

Que luego del análisis de las inversiones efectuado, las inversiones a incluir totalizan 68 obras por un monto de $ 1.078.019.350.

Que en el informe del Anexo II se detallan las conclusiones del análisis de los planes de inversiones presentados por TRANSNOA. El mismo contiene 5 Apéndices.

Que en la Tabla del Apéndice I se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la transportista que, de acuerdo a los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice II se incluyen aquellas que están relacionadas con las tareas de mantenimiento y que, por lo tanto, se incluyen en los costos operativos.

Que en la Tabla del Apéndice III se incluyen las inversiones que no se consideran pertinentes para el próximo quinquenio.

Que en la Tabla del Apéndice IV se incluyen los gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, el área correspondiente realizó un análisis particular de las mismas, cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice V.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado, será objeto de un control posterior por parte de este Ente. A tal efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiero.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que asimismo, corresponde en el caso de nuevos aportes o retiros de los accionistas analizar su incidencia en el cálculo del capital afectado a la actividad regulada.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la BCR.

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de la BCR, se actualiza considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (Consummer Price Index). A partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA). Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de "empalme hacia atrás" en base al IPC GBA del INDEC hasta diciembre de 2006, el IPC-SL de la provincia de San Luis hasta julio de 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) e IPC-SL (de la provincia de San Luis) hasta abril de 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional, a pesos de diciembre 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016. En el caso de TRANSNOA, el valor de la BCR inicial es la base de capital establecida por Resolución ENRE N° 182/2000 en la última revisión tarifaria es de $ 13,67 millones a moneda de diciembre de 1998.

Que, a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores descontando las bajas y amortizaciones de bienes de uso de cada año, conforme la información que surge de los estados contables respectivos.

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta diciembre de 2001, utilizando el índice de precios al consumidor —CPI— de EEUU nivel general.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio 1 peso = 1 dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 1220/1225 del Expediente del Visto.

Que a partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de diciembre de 2016, a precios de diciembre de 2015.

Que de esta forma la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos por TRANSNOA para el período 2017 – 2021 alcanza a diciembre 2016 un valor de 298,79 MM de pesos constantes de diciembre de 2015.

Que por último, como se señala en la sección "propuesta de la Transportista", en su presentación TRANSNOA manifiesta que existen dos alternativas para determinar el valor inicial de la BCR: 1) conforme el criterio del Acta Acuerdo UNIREN correspondería considerar el valor de inicio del balance contable del año 1993, equivalente al 100% del paquete accionario más las deudas financieras y fiscales menos disponibilidades de caja, lo que daría una BCR inicial de USD 5,48 millones; y 2) siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016, donde la BCR inicial sería de USD 5,99 millones (la misma que la considerada por el ENRE).

Que según la transportista, el criterio adoptado por el ENRE en la Resolución N° 524/2016 para determinar el valor inicial de la BCR, no refleja lo acordado en la renegociación contractual plasmada en el Acta Acuerdo, lo que podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de TRANSNOA.

Que, al respecto, cabe consignar que, como la misma transportista reconoce en su informe, es de práctica aceptada que la base de capital en un periodo tarifario toma como punto de partida la BCR de la anterior revisión.

Que por otra parte, el Acta Acuerdo no dice que la BCR inicial debe ser el valor de los bienes al inicio de la concesión, sino que lo que afirma es que dicho valor será considerado conjuntamente con el correspondiente a las incorporaciones posteriores, neto de bajas y depreciaciones. Es decir que, para determinar la BCR inicial del presente período tarifario se debe considerar un período de tiempo (en este caso desde el inicio de la concesión hasta la revisión tarifaria anterior) y no un momento (el de inicio de la concesión). El corolario de dicho proceder es la base de capital determinada en la última revisión tarifaria, que, como es de práctica, se toma como punto de partida de la presente revisión tarifaria.

Que consecuentemente, el criterio adoptado por el ENRE en el Anexo de la Resolución N° 524/2016 para determinar el valor inicial de la BCR, responde a lo acordado en la renegociación contractual, y en modo alguno podría dar lugar a un daño económico en perjuicio de TRANSNOA.

Que, por otra parte, en el punto 4 BASE DE CAPITAL de dicho Anexo, se precisó la metodología a utilizar para su determinación, en la cual se incluyen los criterios mencionados previamente.

Que, asimismo, habiendo sido la concesionaria debidamente notificada de dicho acto, no lo recurrió, razón por la cual se encuentra consentido, ello más allá de las razones técnicas explicitadas en los Considerandos precedentes que justifican los criterios que sobre el particular ha adoptado el ENRE.

Que con respecto a la compensación asociada a operar instalaciones de terceros, cabe aclarar que las transportistas operan y mantienen instalaciones que le fueron transferidas por terceros.

Que esos activos, al igual que los demás, enfrentan riesgos en la operación y mantenimiento vinculados a: variaciones atípicas del mercado; eventos climatológicos (lluvias intensas, temperaturas extremas, etc.); cambios regulatorios (mayor exigencia en los niveles de calidad); juicios de proveedores, clientes y trabajadores; daños de equipamientos, accidentes, impacto ambiental, etc.; entre otros. Solo se diferencian de los riesgos corridos vinculados con activos propios, en que, en el caso de los activos transferidos, las Concesionarias no han invertido capital por lo que no corren el riesgo vinculado al recupero de la inversión.

Que el riesgo puede representarse como una tasa aplicada sobre una base, lo que permite el cálculo del requerimiento de ingresos adicional vinculado a operar y mantener bienes de terceros.

Que en este caso la tasa de remuneración de la empresa que opera y mantiene activos de terceros debería constituir una retribución justa y apropiada a los riesgos que corre, circunstancia que si bien no está explícitamente establecida en el Marco Regulatorio vigente, su establecimiento se funda en conceptos implícitos en tal regulación y en los Principios Generales del Derecho.

Que, a tales efectos, se deben cumplir con los principios establecidos en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065: “a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente”.

Que, siendo ello así, los riesgos incrementales generados por operar y mantener los activos de terceros, deberán ser recuperados mediante las tarifas vinculadas al uso de las instalaciones involucradas. Es decir que las tarifas de los usuarios de transporte de TRANSNOA deben incluir una compensación por el riesgo incremental asociado a operar y mantener bienes de terceros.

Que con el fin de reconocer el riesgo operacional existente por operar y mantener instalaciones de terceros, resulta conveniente tener en cuenta los criterios de cálculo de la tasa de rentabilidad.

Que la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) fue utilizada por el ENRE para determinar la tasa de rentabilidad que se aplica en la presente RTI. Esta metodología pondera el costo financiero promedio de mercado de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en el total del activo. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de la deuda.

Que el costo de oportunidad del capital representa el rendimiento que los accionistas y los acreedores exigen a la empresa para aportar el capital necesario para la operación de la empresa. El costo del capital tiene entonces dos componentes: uno el del capital propio o de los accionistas y otro el de la deuda.

Que para la determinación del costo del capital propio se adopta el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM). Una de las variables que interviene en el cálculo de este costo es el coeficiente beta.

Que beta se determina como el cociente entre la covarianza del rendimiento del activo que se trata de medir (en este caso, el negocio de transporte de energía eléctrica), con relación al de la cartera de mercado y la varianza de la cartera de mercado. Esta variable mide el riesgo relativo del activo cuyo costo de capital se está determinando respecto del conjunto de activos de riesgo que conforman la cartera de mercado.

Que ahora bien, los costos de operación y mantenimiento de una empresa tienen un componente aleatorio no controlable por la misma que incide en los resultados de su negocio. Ese es el origen del riesgo que la empresa soporta y la razón por la cual debe obtener una remuneración adecuada a ese riesgo, que debe incluirse en la tarifa.

Que una estrategia válida de incremento de la remuneración consiste en calcular un aumento en el beta del activo regulatorio de la empresa o BCR, a partir del incremento del apalancamiento operativo debido a mayores costos fijos de O&M vinculados a los activos de terceros.

Que según se detalla en el Informe de Elevación que contiene el sustento técnico económico que funda el dictado de la presente Resolución, el aumento del beta del Activo o BCR debido a un aumento del grado de apalancamiento operativo modifica a la suba el WACC, lo cual se traduce en un mayor costo de capital al multiplicar la base de capital por el WACC que contiene este beta modificado.

Que para su cálculo, se considera la participación porcentual en la estructura de costos determinada por el ENRE de los equipamientos propios y terceros, según tipo de equipamiento (conexión, líneas, transformación y reactivo).

Que a partir de multiplicar las participaciones mencionadas en el considerando anterior con las proporciones de instalaciones de terceros se obtiene el costo incremental asociado a este equipamiento; este valor asciende a 1,88. Si se aplica a este valor una reducción del CUARENTA POR CIENTO (40%) por

economías de escala, se obtiene que los equipamientos de terceros incrementan los costos de TRANSNOA en un CIENTO TRECE POR CIENTO (113%).

Que aplicando este porcentaje, de acuerdo a lo señalado en el citado Informe de Elevación, se obtiene el valor del beta incrementado por operar y mantener activos de terceros, el cual asciende a 1,048.

Que aplicando dicho valor de beta al cálculo del WACC, se obtiene una tasa de NUEVE COMA CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (9,52%) real después de impuestos; la diferencia respecto a la tasa aprobada por el ENRE, mediante Resolución N° 553/2016, asciende a UNO COMA OCHENTA Y DOS POR CIENTO (1,82%).

Que este diferencial aplicado a la BCR de TRANSNOA equivale a una anualidad de $ 9.797.713, expresada en moneda de diciembre de 2015, en concepto de compensación por el riesgo incremental de operar y mantener equipamiento de terceros.

Que este valor se incorporará en el flujo de fondos descontados a fin de determinar los ingresos anuales de la transportista para el próximo quinquenio 2017-2021.

Que para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los cash flows que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad, permite identificar las fuentes de creación de valor de la empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las dos alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyectan varios flujos de fondos independientes y se les aplica distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es conocida como valor presente. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento aquí descripto de valuación de una empresa.

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos, e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis procede preguntarse dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuantos años corresponde estimar el flujo de fondos.

Que la respuesta a esta pregunta es la siguiente. El valor de una compañía puede ser dividido en dos períodos de tiempo: 1) el primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar, y 2) El segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, para estimarlo, no es necesario proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado

que la compañía alcanzó un estadío de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los dos flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte. Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones, base de capital y la compensación asociada a operar instalaciones de terceros reconocidas se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra en el ANEXO III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos (SIETE COMA SIETE POR CIENTO -7,7%-) que fuera aprobada, mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos, que integran el FF se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etc.) respecto de la posición fiscal de la empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias, se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos cinco años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a $ 621.226.033 de diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario que se aprueba por el presente acto, se procedió a actualizarlo a febrero de 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Para el mes de enero 2017, se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma, la remuneración de TRANSNOA asciende a la suma de $ 857.291.925, un 36% inferior al solicitado por la empresa.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecido en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecido en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

Que asimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la transportista con las siguientes excepciones: Que la transportista indicó potencia de transformación por un total de 3183.1 MW. Se detectaron diferencias en los códigos IDPAGOTRAN con CAMMESA más la no inclusión de transformadores. CAMMESA indica 3288.1 MW. Se adoptó lo indicado por CAMMESA

Que en las salidas de 33 kV y 13.2 kV la transportista indica 157 y 349 respectivamente. CAMMESA indica 159 y 360, respectivamente. Se adoptó lo indicado por CAMMESA.

Que los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado en el próximo quinquenio se aplicarán a partir del 1° de febrero de 2017.

Que al respecto, cabe señalar que en función de lo expuesto en el Anexo I a la presente Resolución, a partir de la presente RTI, se prescinde de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET), determinándose la remuneración de la Transportista en base a los cargos de conexión, capacidad y de equipamiento de reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que dado que la figura de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET) en cuanto concepto remuneratorio de la actividad del Transporte de Energía Eléctrica, si bien ha sido instituida

originariamente en los Contratos de Concesión de la actividad, ha merecido objeciones en cuanto a su significado, utilidad y procedencia en la satisfacción de los principios tarifarios del Capítulo X de la Ley N° 24.065, a partir de la presente Revisión Tarifaria Integral, se ha resuelto prescindir de la RVEET, determinándose la remuneración de la TRANSPORTISTA en base a los cargos de conexión, de capacidad y de equipamiento de reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que por otra parte y en relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) -sistema especialmente adoptado en los Estados Unidos-, se le fija a la empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido, y consecuentemente las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador, redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobrecapitalización de la empresa, el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o PRICE CAP) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en GRAN BRETAÑA a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el PRICE CAP el regulador fija un valor máximo a las tarifas que la empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial, se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente, este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la empresa regulada (en el caso de que la empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia, y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador), deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos —para no perder su porción de mercado— redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó cinco criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en

los costos de la empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el price cap requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que, por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X, pudiera haber obtenido la empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en la Ley N° 24.065 en el artículo 42 en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica, y en particular, en su inciso c), que establece: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”.

Que para el caso bajo tratamiento, cabe aplicar lo prescripto en el Subanexo II. A del Contrato de Concesión de TRANSNOA a través del Artículo 8 que dice: “A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del primer PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).”.

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal, ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la transportista no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia, resulta conveniente considerar el quinquenio 2017 – 2021 como un período de adaptación de la empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio público a su cargo, lo que resulta acorde con los criterios tenidos en cuenta para la Declaración de la Emergencia Eléctrica por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad, no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio, el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1%).

Que en el Anexo IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el próximo quinquenio 2017-2021.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el citado Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM – Regulación por Precio Máximo o

"Price-cap"); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar; y, que serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI – X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los transportistas se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria, mediante el cual se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el Artículo 41 de la ley N° 24.065.

Que una vez definido el cuadro tarifario no corresponde revisar dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos, y tasa de retorno) hasta la próxima revisión tarifaria en los términos de lo dispuesto por Artículo 43 de la mencionada Ley que textualmente reza: "Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.".

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el distribuidor se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello, deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

Que, en caso que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la citada Ley contempla la posibilidad de requerir una revisión extraordinaria por aplicación de su Artículo 46, el cual dispone: "Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.".

Que en función de lo dispuesto por el Artículo 9 de la Ley N° 25.561 el Poder Concedente a través de la Ex - UNIREN celebró con cada TRANSPORTISTA un ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL, según ha sido mencionado precedentemente.

Que en su Cláusula Décimo Segunda "REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)" establece que la realización de la RTI, se llevará a cabo mediante un proceso, en el cual se fijará un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X "Tarifas" de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Cuarta del mismo instrumento.

Que en el caso de TRANSNOA, la Cláusula 13.6 en lo referido a los costos establece que en la RTI se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, la Cláusula 13.3 dispone establecer los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que es decir, una vez fijados los costos eficientes en la RTI (cláusula 13.6), la redeterminación de la remuneración debe surgir a partir de las variaciones que se verifiquen en los precios de los costos que fueron tenidos en cuenta cuando se fijó dicha remuneración. Esas variaciones que de verificarse podrían afectar la remuneración en términos reales se capturan a través de la evolución de índices de precios (variaciones en los precios de la economía) considerados para tal fin, tal como lo establece el mecanismo de RPM establecido por la Ley N° 24.065.

Que en función de ello, corresponde establecer una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula, surgiera que la variación es igual o superior al 5% (CINCO POR CIENTO), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondera los desvíos de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución, se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que el Articulo 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de TRANSNOA estipula que “El ENTE establecerá, a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO”.

Que además, en la Resolución ENRE N° 524/2016, se dispuso que “el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario.”.

Que por ende, el sistema de premios debería procurar dar un mayor incentivo para que la transportista opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios, dentro de los límites previstos en el Contrato de Concesión.

Que en el mencionado Contrato se establece que la calidad del servicio público de transporte prestado por la transportista se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada, en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por su Similar N° 580/2016, se resolvió “Aprobar el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión”.

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia, valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que por ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentra considerado las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la transportista como las de sus transportistas Independientes.

Que cabe destacar que, cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las transportistas.

Que en virtud de lo expuesto, resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP), a partir del cual cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al premio.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual, utilizándose como unidad el “año móvil” a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora; y considerándose el período correspondiente a los doce meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio corresponde comparar el VPM obtenido por la transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la transportista no sería merecedora de premio.

Que si el VPM obtenido por la transportista fuera superior al VOP, se calculará el premio en función del margen de mejora, y repartir dicho premio en forma proporcional a la facturación bruta de la transportista y de las transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la transportista, actualizada a febrero de 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la transportista.

Que asimismo, al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP, se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo VI de la presente Resolución.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a la transportista y a las transportistas independientes aplicando el principio de proporcionalidad de pago, será efectuada por CAMMESA.

Que por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que, en oportunidad de las revisiones tarifarias las transportistas deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que asimismo, por Resolución ENRE N° 0176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT), que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada transportista y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados) se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de TRANSNOA a partir del 1° de febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del Artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que por lo expuesto el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 56 incisos a), b) f) y s), Artículos 40 a 49 y el 2 de la Ley N° 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Aprobar el Anexo I “REMUNERACIÓN VARIABLE POR ENERGÍA ELÉCTRICA TRANSPORTADA [RVEET] – SEGURO POR CONTINGENCIAS” que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2° — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

Remuneración por Conexión:

• por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: CINCUENTA Y SIETE PESOS CON SETENTA Y TRES CENTAVOS ($ 57,73) por hora,

• por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: CUARENTA Y TRES PESOS CON TREINTA Y UN CENTAVOS ($ 43,31) por hora,

• por transformador de rebaje dedicado: CUATRO PESOS CON TREINTA Y TRES CENTAVOS ($ 4,33) por hora por MVA.

• por equipo de reactivo: CUATRO PESOS CON TREINTA Y TRES CENTAVOS ($ 4,33) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

• para líneas de 132 kV. o 66 kV: UN MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y UN PESOS CON OCHENTA Y CUATRO CENTAVOS ($ 1241,84) por hora por cada 100 km.

Remuneración por Energía Eléctrica Transportada:

• Se establece en pesos CERO (0) por año.

ARTÍCULO 3° — Aprobar el Anexo II “ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN RTI 2016 DE LA TRANSPORTISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO TRANSNOA S.A.” que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 4° — Aprobar el Anexo III “DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO S. A. que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 5° — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV de la presente resolución de la que forma parte integrante.

ARTÍCULO 6° — Aprobar el “Mecanismo de Actualización de la Remuneración de la Empresa Concesionaria Del Servicio Público De Transporte De Energía Eléctrica Por Distribución Troncal Del Noroeste Argentino S. A.” que como Anexo V forma parte integrante de la presente resolución. El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el Anexo V de la presente Resolución.

ARTÍCULO 7° — Modificar el sistema de premios, al que se refiere el Artículo 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de la “TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA REGIÓN DEL NOROESTE ARGENTINO S. A.”, establecido por la Resolución ENRE N° 182/2000, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI, SISTEMA DE PREMIOS POR CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO S.A. que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 8° — Instruir a CAMMESA para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI, que forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 9° — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la Transportista y definido en el Anexo VI, en el valor de PESOS OCHOCIENTOS CINCO MIL NOVECIENTOS TREINTA Y NUEVE ($805.939).

ARTÍCULO 10. — Aprobar el Anexo VII “Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 11. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO” (TRANSNOA S.A.); a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA); a las Autoridades Regulatorias de Energía Eléctrica de las Provincias de TUCUMAN, SALTA, JUJUY, SANTIAGO DEL ESTERO, LA RIOJA, CATAMARCA; a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Tucumán (EDET S.A.); a la Empresa Jujeña de Energía (EJESA); a la Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero (EDESE S.A.), CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A. y a CAMMESA.

ARTÍCULO 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5413/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII).

Anexo

RES ENRE 77-2017 - Anexos.pdf

RES ENRE 79-2017

Publicación Boletín Oficial N° 33557 del 01/02/2018

BUENOS AIRES, 31 DE ENERO DE 2017

VISTO el Expediente del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 47.305/2016, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA N° 196 de fecha 27 de Septiembre de 2016 se instruyó al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD para que lleve a cabo todos los actos que fueran necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, la que debe entrar en vigencia antes del 31 de Enero del año 2017.

Que la Revisión Tarifaria Integral de Transporte correspondiente a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante TRANSPA) se enmarca en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL suscripta entre la Ex - UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) y dicha empresa concesionaria, que fuera ratificada por Decreto N° 1.799 de fecha 29 de Noviembre de 2007.

Que con el objeto de cumplir con la instrucción impartida por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, el ENRE, mediante su Resolución Nº 524 de fecha de 28 de Septiembre 2016, aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016, que establece los criterios y la metodología para el proceso de la RTI y el consecuente plan de trabajo.

Que asimismo, por Resolución ENRE Nº 552 de fecha 22 de Octubre de 2016 y su Similar rectificatoria N° 580 de fecha 09 de Noviembre de 2016, el ENRE aprobó el régimen de afectación de sanciones por calidad objetivo, que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el régimen de calidad de servicio y sanciones del Sistema de Transporte, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, así como el cálculo para la aplicación de sanciones en la supervisión de la operación y el mantenimiento del equipamiento de sus Transportistas Independientes.

Que a su vez, mediante la Resolución ENRE N° 553 de fecha 26 de Octubre de 2016 el ENRE resolvió aprobar la tasa de rentabilidad en términos reales y después de impuestos que las TRANSPORTISTAS deberán tener en cuenta para la determinación de sus ingresos.

Que teniendo en consideración los “Criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria” aludidos en los Considerandos precedentes, mediante Notas de Entrada N° 235.913 de fecha 11 de Noviembre de 2016, y N° 235.927 de fecha 14 de Noviembre de 2016, TRANSPA ha presentado su respectiva propuesta tarifaria, la que obra en el Expediente mencionado en el Visto

Que habiéndose cumplido con las etapas previstas en el plan de trabajo establecido en la Resolución ENRE N° 524/2016, mediante la Resolución ENRE N° 607/2016 de fecha 21 de Noviembre de 2016 y su modificatoria N° 616/2016 de fecha 2 de Diciembre de 2016, se convocó a la realización de una Audiencia Pública, con fecha 14 de Diciembre de 2016, a los efectos de dar tratamiento a la Propuesta Tarifaria para la Revisión Tarifaria Integral presentada por TRANSPA.

Que la Audiencia Pública se rigió de conformidad con el procedimiento establecido por Decreto N° 1.172 de fecha 3 de Diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de Enero de 2004.

Que, en efecto, dicha Resolución ENRE N° 30/2004 adoptó como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de Inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1.172/2003.

Que la Audiencia Pública se realizó en el Salón Mimosa del Hotel Rayentray, ubicado en Boulevard Brown 2.889, Puerto Madryn, Provincia de CHUBUT.

Que en primer lugar, con relación a los costos de Operación y Mantenimiento (O&M), TRANSPA señala en su propuesta que debe tenerse en cuenta que ante el incumplimiento reiterado de los compromisos asumidos por el ESTADO NACIONAL en el ACTA ACUERDO aludida, fue colocada en una grave situación económica y financiera a lo cual se sumó la histórica inequidad tarifaria de manera injustificada. Alega que esta grave situación los obligó a una inevitable reducción de egresos por no contar con medios suficientes, motivo por el cual debió concentrarse, casi con exclusividad, en la realización de las tareas básicas para la correcta O&M del Sistema Patagónico (SIP).

Que asimismo agrega que dicha actividad debe incrementarse al menos un VEINTE POR CIENTO (20%) para volver a un nivel de intervenciones que no solo garanticen la prestación del servicio, sino que redunde en una mejora de calidad y confiabilidad del mismo. Concretamente, esta irregular situación ya no debe extenderse en el tiempo, siendo prioritario ejecutar todas aquellas tareas postergadas por insuficiencia económica y/o financiera, retomando el normal volumen de actividad que requiere la O&M del SIP.

Que la empresa proyectó los costos para el quinquenio 2017/2021, en base a los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) del año 2015.

Que siendo ese el punto de partida, la transportista sostiene que se debe tener presente que a fin de establecer costos estimados al 31/12/2016 necesariamente se introdujeron correcciones a valores acumulados entre Enero y Diciembre 2015.

Que en tal sentido se debe tener en cuenta que los costos operativos expuestos en el año 2015, se conforman por valores que durante el año fueron acumulando mes a mes fuertes incrementos, por lo cual no pueden representar el punto de partida para ningún análisis o proyección sin corrección previa. En razón de ello para ser tomados como base, deben corregirse de forma tal que sean representativos de los valores de inicio del período siguiente, a saber: el aumento de los costos de productos e insumos nacionales superaría el TREINTA Y CUATRO POR CIENTO (34%) y el CINCUENTA Y CINCO POR CIENTO (55%) la reposición de los equipos y repuestos, por lo cual la empresa argumenta que sus cosas no podrían ser inferiores al QUINCE POR CIENTO (15%). La inflación tomada por la transportista para el año 2016 es del orden del TREINTA Y SIETE COMA CINCO POR CIENTO (37,5%).

Que a continuación se resume la proyección por línea de costos propuesta por la empresa.

Que en lo referido al rubro personal, la transportista explica que a efectos de establecer la base salarial toma los salarios efectivamente pagados en el año 2016, con estimación definitiva de Noviembre y Diciembre 2016. Luego realiza el cálculo de la incidencia final de los ajustes salariales del año 2016. Además, introduce corrección en la estimación de horas extras de mantenimiento, en función del promedio histórico, ya que las horas extras de 2016 fueron significativamente inferiores al promedio histórico. El impacto de la corrección es inferior al UNO POR CIENTO (1%).

Que la empresa estima y valoriza en CINCO POR CIENTO (5%) el incremento de requerimientos de mano de obra en función de las ampliaciones que entrarán en servicio durante 2017 y 2018 (Parques Eólicos y otras ampliaciones que no remuneran al transporte).

Que la TRANSPORTISTA indica que una vez determinado el valor base anual, se estimó un incremento por ajustes salariales de VEINTIDOS POR CIENTO (22%) para el año 2017. A su vez, para el ejercicio 2018 se proyectó una pauta salarial de DIECISIETE POR CIENTO (17%) y un incremento de requerimientos de mano de obra en función de las ampliaciones mencionadas anteriormente. Para los años siguientes se proyectaron los siguientes ajustes salariales: del ONCE POR CIENTO (11%) para el año 2019, del DIEZ POR CIENTO (10%) para 2020 y del NUEVE POR CIENTO (9%) para 2021.

Que los montos solicitados para el rubro personal son de PESOS TRESCIENTOS NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS OCHENTA MIL SEISCIENTOS TREINTA Y OCHO ($ 309.880.638.-) para el año 2017, PESOS TRESCIENTOS OCHENTA Y UN MILLONES NOVECIENTOS TRECE MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SIETE ($ 381.913.367.-) para 2018, PESOS CUATROCIENTOS VEINTICINCO MILLONES CIENTO CINCUENTA MIL SETECIENTOS TREINTA Y SIETE ($ 425.150.737.-) para 2019, PESOS CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE MILLONES QUINIENTOS VEINTE MIL CUATROCIENTOS DOS ($ 467.520.402.-) para 2020 y PESOS QUINIENTOS OCHO MILLONES OCHOCIENTOS SETENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS TREINTA Y SEIS ($ 508.874.736.-) para 2021.

Que respecto a honorarios por servicios, la empresa manifiesta que este ítem contempla servicios externos como las auditorías contables y asesoría impositiva (PwC Auditoría, Consultoría y Asesoramiento Impositivo), la contratación de consultoras de reconocida trayectoria nacional e internacional para la certificación de los distintos sistemas de gestión vigentes en la Empresa como Seguridad Pública, Resolución ENRE N° 420/2010, Medio Ambiente, SySO, etcétera. Señala además que, en razón de la cantidad de emprendimientos en el marco del Plan RenovAR, se prevé que se intensificará significativamente, en el período que se inicia, el requerimiento de servicios de consultoría específica (sistemas, comunicaciones, estudios y mediciones de campos eléctricos y magnéticos, etcétera).

Que respecto de los honorarios profesionales, TRANSPA indica que en los últimos años se verifica un importante avance de urbanizaciones en COMODORO RIVADAVIA, TRELEW y PUERTO MADRYN, por lo que será necesaria la contratación de servicios legales y de agrimensura para asegurar un desarrollo normal de las mismas. Con relación a los sistemas informáticos es necesario actualizar e incluso migrar de plataforma Win a Web una importante cantidad de los sistemas informáticos de gestión, a fin de una mejora

en los tiempos de respuesta de la administración, capacitando además al personal mediante consultores externos especialistas en herramientas de Planificación de Recursos Empresariales (ERP).

Que, asimismo agrega, que el área de sistemas administrativos y contables no recibe actualizaciones tecnológicas ni capacitación desde hace varios años. Por lo cual la empresa propone para el próximo período tarifario contar con personal altamente capacitado y herramientas de gestión desarrolladas ad hoc. Los gastos en honorarios tienen como finalidad aprovechar distintos servicios externos para lograr la cobertura operativa adecuada de las nuevas aplicaciones. A su vez, prevé incorporación de nuevos conocimientos en temas referidos a utilitarios Microsoft, mediante la modalidad de consultoría externa.

Que en lo referido a mantenimiento de equipos eléctricos, la transportista expone que incluye el costo de reemplazo de elementos que se encuentran próximos al fin de su vida útil y en el máximo de sus prestaciones nominales, mediciones e implementación de nueva tecnología/materiales. Además, indica que la mayor parte de los elementos involucrados se comercializan valuados en dólares e incluso algunos de los elementos utilizados han acumulado importantes subas en dólares.

Que en lo que concierne a materiales y contrataciones para obras, TRANSPA señala que este ítem refiere a las obras a realizar en las Estaciones Transformadoras (EETT), la cual incluye las tareas de análisis, reposición y/o reparación de instalaciones. A su vez, indica que se requiere el recambio y renovación de las instalaciones debido al grado de desgaste u obsolescencia de las actuales.

Que respecto de combustibles y lubricantes, la empresa explica que dentro de este concepto se incluye el mantenimiento de los automotores y de Combustibles y Lubricantes.

Que se dentro del rubro se incorporan otros servicios asociados a una correcta puesta en servicio de los mismos a saber entre otros: VTV: Verificación Técnica Vehicular que se realiza anualmente, GPS: Seguimiento satelital del vehículo, Habilitaciones hidrogrúas, Mantenimiento Preventivo: cambio de consumibles, mantenimiento general, Mantenimiento correctivo: desperfectos no programados que surgen como consecuencia de la operación del automotor y otros Imprevistos.

Que TRANSPA manifiesta que la intensa actividad prevista tanto en mantenimiento de líneas como en estaciones transformadoras, significará un incremento en los traslados de personal y materiales, lo que generará una utilización más intensiva de los vehículos e hidrogrúas por lo cual se considera un mayor kilometraje a realizar aumentando los costos de mantenimiento y consumo de combustible.

Que la empresa se prevé un uso promedio de los vehículos de SESENTA MIL KILÓMETROS (60.000 km) anuales, siendo ello un total de kilómetros superior a períodos anteriores.

Que en relación al mantenimiento general, incluye los gastos de mantenimiento de estructura edilicia, equipamiento de calefacción/refrigeración, monitoreo, cámaras, etcétera, de aquellas instalaciones dependencias no asimiladas en las EETT, como por ejemplo COTDT, Sala de Equipos de comunicaciones TRELEW, Galpones y depósitos centrales, edificio de oficinas, comedores del personal y otros espacios menores.

Que en cuanto a energía eléctrica, la transportista explica que este concepto refiere al costo de la energía eléctrica que consumen los servicios auxiliares y las EETT. La transportista estima un aumento porcentual por la actualización de las tarifas e incorporación de ampliaciones.

Que respecto a depreciación de bienes de uso, la empresa considera las depreciaciones de los bienes de uso actuales y las inversiones proyectadas en el rubro CAPEX y otras inversiones adicionales.

Que en relación a gastos por administración MEM, la transportista indica que se actualizó según variables inflacionarias y estimando un aumento de actividades y mayores exigencias.

Que en lo referido a tasa de fiscalización ENRE, la empresa señala que se estimó sobre la base de la proyección tarifaria y la participación porcentual de TRANSPA en el monto total de las transacciones económicas del MEM.

Que en lo que concierne a comunicaciones, la transportista indica que incluye las comunicaciones móviles (servicio de telefonía celular y satelital), las comunicaciones fijas (Telefónica Argentina), mantenimiento de frecuencias de radio indispensables para llevar adelante la actividad en la Región Patagonia Sur, servicios de acceso a internet y comunicaciones satelitales. A su vez, señala que debido a su especial dispersión geográfica, caracterizada por cuatro Zonas operativas geográficamente muy distantes (Zona Norte, Zona Oeste, Zona Sur y Zona Austral), y un centro de operaciones y administración en Trelew, los servicios de internet devienen en indispensables para una organizada y correcta gestión.

Que a partir de importantes fallas en los enlaces de Patagónicos, la empresa prevé la contratación de al menos DOS (2) servicios para lograr estabilidad en el acceso a internet.

Que en cuanto a seguros, la transportista explica que el seguro de mayor relevancia es el de todo riesgo operativo ya que da cobertura ante algún siniestro (Incendio, daño eléctrico, gasto de extinción de incendio, rotura de maquinaria) que se produzca en alguna de las estaciones transformadoras o en el COTDT. Comenta además, que la prima de este seguro se basa en los valores de reposición del equipamiento a riesgo, incluyendo las ampliaciones previstas para el sistema de transporte. Los valores a riesgo que estima asegurar, superan en esta instancia (sin ampliaciones) los DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIENTO TREINTA MILLONES (U$S 130.000.000.-), debiéndose contemplar su incremento de acuerdo a las inversiones anuales y/o ampliaciones que se habiliten comercialmente.

Que respecto de los alquileres TRANSPA expresa que se considera el alquiler de pequeños espacios o galpones para estacionar temporariamente equipos y materiales mayores que se utilizarán durante operativos intensivos de mantenimiento programado. Además, contempla el alquiler de facilidades en torres de comunicación que completen la cobertura VHF.

Que en relación a viajes y estadías, la empresa indica que contempla los costos necesarios para el traslado, estadía y comestibles del personal especializado hacia los distintos puntos de la red para realizar actividades de mantenimiento, viáticos y estadías para cumplimentar y participar de reuniones con organismos relacionados tales como ENRE, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y otros organismos y organizaciones.

Que además se prevé un sustancial aumento de actividad de mantenimiento y gestiones administrativas que implican importantes desplazamientos dentro y fuera de la Región Patagonia Sur.

Que la transportista explica que el rubro viajes y estadías, no solo se ajustó conforme a las variables inflacionarias ocurridas y/o previstas, sino que además considera un fuerte incremento en el costo, por lo cual no mantiene relación con los valores que se estaban ejecutando hasta el presente.

Que en cuanto a artículos de oficina y papelería, TRANSPA señala que incluye costos de papelería, insumos de computación e impresión, gastos en pequeños dispositivos de almacenamiento y/o conectividad, gastos referidos a la operación regular, consumibles de impresoras, PCS, notebooks y servicio técnico, diversos tipos de elementos y útiles para las tareas de oficina.

Que en lo referido a impuestos, tasas y contribuciones, la empresa expresa que estos costos se ven afectados básicamente por el mayor volumen financiero que supone una adecuación tarifaria y la mayor actividad de la compañía en su operación cotidiana. Además, incluye el impuesto automotor, impuesto a los ingresos brutos, con una alícuota del TRES COMA CINCO POR CIENTO (3,5%), asociado directamente al nivel de ingresos, el impuesto inmobiliario (estaciones transformadoras, depósitos, COTDT y oficinas) y las tasas municipales de las distintas localidades.

Que en lo que concierne a gastos bancarios, la transportista explica que este costo está generado principalmente por el impacto del impuesto a los débitos y créditos bancarios, guardando relación directa con las transacciones financieras que se prevén para el periodo en análisis.

Que respecto a la vigilancia y seguridad, TRANSPA señala que este servicio realizado por empresas habilitadas al efecto registra importantes y dispares aumentos en los precios durante los últimos años.

Que en relación a limpieza de oficinas y estaciones, la empresa indica que el Convenio de Empleados de Comercio, el cual se aplica al personal de limpieza contratado, ha sufrido sucesivos aumentos en los últimos años los cuales impactan fuertemente en el costo del servicio, ya que esos valores se trasladan al mismo, además de los aumentos que registran los insumos utilizados en este servicio. De todos modos, es un costo de muy baja incidencia en la estructura general.

Que en cuanto a mantenimiento electroducto, Transpa estima que en los próximos TRES (3) años ejecutará tareas de mantenimiento a un ritmo del orden de OCHOCIENTOS SESENTA KILÓMETROS (860 km) por año, a fin de reducir en relativo poco tiempo la gran exposición a demoras en el recorrido/intervención de nuestros electroductos. Adicionalmente prevé la realización de una campaña intensiva de recambio de separadores/amortiguadores en los electroductos de 330 kV.

Que en lo referido a diversos, la transportista señala que este rubro incluye diferentes tipos de cuentas: la certificación de Balances por el consejo profesional de ciencias Económicas, el servicio de impresión del libro diario, inventario y balances conforme a la normativa vigente en la materia, gastos en servicios públicos (Gas, Agua, Tasas de ABL, etcétera), gastos de correo, mensajerías y paquetería, fletes y correo interno (TRELEW con RÍO GALLEGOS, ESQUEL/TREVELIN, COMODORO RIVADAVIA y PICO TRUNCADO), los costos de la capacitación tanto del personal ingresante como la capacitación continua y progresiva en áreas como seguridad pública, protección del medio ambiente, Seguridad y Salud ocupacional en la que ha previsto un aumento en su calidad y cantidad, ya que son actividades totalmente necesarias en función de

la complejidad de las actividades involucradas tendientes a la prestación de un servicio de elevada calidad y confiabilidad.

Que de esta manera, TRANSPA solicita costos por PESOS TRESCIENTOS OCHENTA Y CINCO MILLONES TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y OCHO ($ 385.365.448.-) para el año 2017, PESOS CUATROCIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES DOSCIENTOS NOVENTA Y NUEVE MIL CIENTO CINCUENTA Y SIETE ($ 473.299.157) para 2018, PESOS QUINIENTOS VEINTISEIS MILLONES TRESCIENTOS NOVENTA Y UN MIL NOVECIENTOS TRES ($ 526.391.903.-) para 2019, PESOS QUINIENTOS SETENTA Y SIETE MILLONES CIENTO VEINTISEIS MIL CUATROCIENTOS SETENTA Y SIETE ($ 577.126.477.-) para 2020 y PESOS SEISCIENTOS VEINTIOCHO MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL CIENTO CUARENTA Y SEIS ($ 628.789.146.-).

Que de acuerdo a los “Criterios y Metodología para el Proceso de Revisión Tarifaria Integral”, del “Programa para la Revisión Tarifaria Integral del Transporte de Energía Eléctrica en el año 2016”, que como ya se mencionara fueron aprobados mediante la Resolución ENRE N° 524/2016, TRANSPA debía presentar los planes de inversión para los próximos CINCO (5) años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI.

Que por medio de la Nota ENRE N° 122.749 se solicitó a TRANSPA el Plan de Inversiones propuesto para el próximo periodo tarifario.

Que en el mismo debía especificar las inversiones en bienes de uso e Inversiones en bienes intangibles necesarias para la prestación del servicio en las condiciones de calidad requeridas, conforme el detalle de la planilla “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte” del APÉNDICE III.

Que el plan de inversiones debía contemplar la normalización progresiva, desde el punto de vista de la seguridad pública, de las instalaciones de propiedad de la transportista con afectaciones detectadas a la fecha de presentación de la propuesta tarifaria, teniendo en cuenta aquellas resoluciones normativas que les son aplicables y particularmente las técnicas específicas y las relativas a los Sistemas de Gestión de Seguridad Pública (Resolución ENRE N° 57/2003) y sus modificatorias y la elaboración de su Plan de Gestión Ambiental para el próximo período tarifario, conforme lo establecido en la Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias.

Que asimismo, para cada inversión, programa o plan, en hojas separadas identificadas con el número de Orden y el Código Empresa utilizados en la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte”, se indicaría el siguiente detalle de las Inversiones: naturaleza y detalle; año de inicio y finalización; fundamento de su necesidad y conveniencia desde el punto de visto de la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transporte; justificación de la necesidad y conveniencia económica; monto total de la inversión discriminada por rubros o componentes y justificación del costo.

Que en respuesta a lo solicitado la transportista presentó la siguiente información como Anexo a la Nota de Entrada N° 235.913 obrante a fojas 1.008 y siguientes del Expediente ENRE N° 47.305/2016.

Que en su presentación la Transportista expresa que, conforme a la planilla de la hoja “PLAN DE INVERSIONES” del archivo Excel “Inversiones Transporte” del APÉNDICE III, se procedió a detallar las Inversiones en Bienes de Uso e Inversiones en Bienes Intangibles necesarias para la prestación del servicio a valores del año 2017, teniendo implícita la inflación estimada en el Presupuesto Nacional del DIECISIETE POR CIENTO (17 %) presentado por el Ministerio de Hacienda al honorable Congreso de la Nación. Asimismo, para los años subsiguientes se ha considerado en congruencia con la pauta del Gobierno Nacional y expectativas del BANCO CENTRAL, la inflación del QUINCE POR CIENTO (15 %) para el 2018, del DIEZ POR CIENTO (10 %) para el para el 2019 y del NUEVE POR CIENTO (9 %) para el 2020 y 2021.

Que el plan de inversiones propuesto, se compone de CUARENTA Y CINCO (45) obras con una inversión total en los CINCO (5) años de PESOS CIENTO DECISEIS MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y DOS MIL SETECIENTOS OCHENTA Y TRES ($ 116.552.783.-), con la siguiente asignación anual: año 1, PESOS VEINTIDOS MILLONES SETENTA Y SIETE MIL ($ 22.077.000.-); año 2, PESOS VEINTIUN MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA MIL ($ 21.480.000.-); año 3, PESOS DIECINUEVE MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL UNO ($ 19.488.001); año 4, PESOS VEINTICINCO MILLONES DOSCIENTOS NUEVE MIL ($ 25.209.000.-); y, año 5, PESOS VEINTIOCHO MILLONES DOSCIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y TRES ($ 28.298.783.-).

Que el detalle de las inversiones propuestas consta a fojas 1.044 a 1.045 del Expediente del Visto.

Que en cuanto a la base de capital regulatoria (BCR), TRANSPA establece que la base de capital inicial regulada para el segundo periodo tarifario debe ser la establecida en la primera revisión tarifaria (PESOS SEISCIENTOS VEINTE MIL - $ 620.000.-).

Que la transportista señala que en función de lo establecido se ha calculado la base tarifaria en función de la base de capital inicial, las altas y bajas de activos, las amortizaciones y depreciaciones a valores históricos en forma mensual ajustada por una polinómica de índices cuyo resultado es de DÓLARES ESTADOUNIDENSES DIEZ COMA SEIS (U$S 10,6) millones a valores del 2015.

Que el valor de la base de capital calculada asciende a $139.2 millones actualizada a diciembre de 2015.

Que respecto de la polinómica de índices mencionada precedentemente la empresa manifiesta que para mantener las valoraciones de un bien afectado al servicio es necesario considerar el paso del tiempo y para poder comparar su evolución asociada en valores monetarios de curso legal se debe ajustar los valores históricos mediante la afectación de índices que permitan en un momento dado valorar su costo de reposición.

Que conforme a las últimas obras de transporte, la empresa señala que la composición básica del costo se basa en los siguientes percentiles: DIEZ POR CIENTO (10%) para motores, generadores y transformadores eléctricos del INDEC, DIECIOCHO POR CIENTO (18%) a conductores eléctricos del INDEC, SIETE POR CIENTO (7%) a artículos de hormigón, cemento y de yeso, CINCO POR CIENTO (5%) a gas oil y SESENTA POR CIENTO (60%) a salarios básicos de la industria y la construcción del Ministerio de Trabajo.

Que en cuanto a los requerimientos de ingresos, TRANSPA expresa que para determinar la retribución que la empresa solicita percibir por el riesgo que debe afrontar en la operación de los activos cedidos o construidos por terceros, requiere que se tome como referencia una remuneración conforme a una empresa regulada basada en la prima de riesgo que es inherente a la actividad del transporte eléctrico. Dicha prima de riesgo debe corresponder por consiguiente al costo del capital propio reconocido a un inversor, neto de la tasa libre de riesgo y la prima por riesgo del propio país.

Que la empresa señala que teniendo en cuenta que el costo del capital propio, la tasa libre de riesgo y el riesgo país conforme a los valores aprobados por el ENRE en la Resolución N° 553/2016 fueron del TRECE COMA CINCUENTA Y NUEVE POR CIENTO (13,59%), DOS COMA TRECE POR CIENTO (2,13%) y CINCO COMA VEINTISIETE POR CIENTO (5,27%), respectivamente, la prima de riesgo de la actividad de transporte resulta en un valor de SEIS COMA DIECINUEVE POR CIENTO (6,19%). Expresa además que teniendo en cuenta que en la misma Resolución el ENRE aprobó una estructura de deuda/capital propio de 0,4659/0,5351, dicha prima de riesgo es de TRES COMA TREINTA Y UNO POR CIENTO (3,31%).

Que la empresa solicita que debería percibir por el riesgo que debe afrontar en la operación de los activos cedidos o construidos por terceros, valorizarla a la prima de riesgo teniendo en cuenta la magnitud de los activos en cuestión a su valor de reposición, por su asimilación con las cuentas de orden que no tienen efectos de amortización para las empresas transportistas.

Que para la determinación de la remuneración del año base 2017, tuvieron en cuenta la inflación estimada por el MINISTERIO DE HACIENDA y la del BANCO CENTRAL para el año 2016, del TREINTA Y SIETE COMA CINCO POR CIENTO (37,5%) sobre la estructura de gastos del año en curso y capital asociado que TRANSPA considera correspondiente, en virtud de los mismos fundamentos que justificaron la impugnación oportuna de las pautas para la determinación de la base de capital en el primer período tarifario que se encuentra pendiente de resolución.

Que en atención a lo expuesto, requiere la siguiente remuneración mínima para cada año del quinquenio: PESOS OCHOCIENTOS VEINTIOCHO MILLONES NOVECIENTOS NOVENTA Y DOS MIL ($ 828.992.000.-) para el año 2017, PESOS NOVECIENTOS SEIS MILLONES OCHENTA Y OCHO MIL ($ 906.088.000.-) para 2018, PESOS NOVECIENTOS NOVENTA MILLONES TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO MIL ($ 990.355.000.-) para 2019, PESOS MIL OCHENTA Y DOS MILLONES CUATROCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MIL ($ 1.082.458.000.-) para 2020 y PESOS MIL CIENTO OCHENTA Y TRES MILLONES CIENTO VEINTISEIS MIL ($1.183.126.000.-) para 2021.

Que la transportista pretende que como valor alternativo de remuneración se contemple la prima de riesgo de todo el activo físico en custodia de la empresa, tomando los bienes transferidos a su valor de reemplazo residual y los bienes de terceros a su valor nominal.

Que requiere por dicha remuneración alternativa PESOS MIL DOSCIENTOS VEINTIUN MILLONES CUATROCIENTOS DOCE MIL ($ 1.221.412.000.-) para el año 2017, PESOS MIL TRESCIENTOS TREINTA Y CINCO MILLONES CUATRO MIL ($ 1.335.004.000.-) para 2018, PESOS MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MILLONES CIENTO CINCUENTA Y NUEVE MIL ($ 1.459.159.000.-) para 2019, PESOS MIL QUINIENTOS NOVENTA Y CUATRO MILLONES OCHOCIENTOS SESENTA Y UN MIL ($ 1.594.861.000.-) para 2020 y PESOS MIL SETECIENTOS CUARENTA Y TRES MILLONES CIENTO OCHENTA Y TRES MIL ($ 1.743.183.000.-) para 2021.

Que en lo referido al mecanismo de actualización de la remuneración la empresa sugiere una polinómica de ajuste en la que para el cálculo de la tarifa en cada semestre se partirá de la tarifa vigente aprobada y se la

actualizará considerando el índice de precios mayoristas de bienes transables industriales de Estados Unidos (PPI), índice de precios internos mayoristas de Argentina (IPIM) y Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC).

Que con el objeto de analizar la propuesta de costos de la empresa en una moneda homogénea, los valores presentados para el año 2015 (Contabilidad Regulatoria) se indexaron por la inflación promedio de dicho año (CATORCE COMA CINCO POR CIENTO - 14,5%) y, siendo que los valores para el quinquenio 2017-2021 se expresaron a moneda de Diciembre de 2016, se los deflactó por la inflación de 2016 (TREINTA Y SIETE POR CIENTO - 37%) para expresarlos también a moneda de Diciembre de 2015.

Que consecuentemente, todo el análisis de la propuesta de costos que se desarrolla a continuación, así como la determinación del nuevo nivel de costos debe interpretarse a valores de Diciembre de 2015.

Que en el análisis de costos no se tuvieron en cuenta las depreciaciones, ni las penalidades de la empresa.

Que en relación al rubro personal, se admite lo solicitado por la empresa en todos los años del quinquenio.

Que es de importancia mencionar que una parte del costo de personal reconocido está activado en el Plan de Inversiones admitido por el ENRE como mano de obra propia, tal como figura en el Apéndice II del Anexo II de la presente Resolución.

Que dichos montos fueron deducidos en los costos reconocidos para que no existiera duplicidad de los mismos. Los valores que están activados en las inversiones admitidas son PESOS UN MILLÓN NOVENTA Y TRES MIL ($ 1.093.000.-) para el año 2017, PESOS UN MILLÓN DIECINUEVE MIL ($ 1.019.000.-) para 2018, PESOS UN MILLÓN TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS MIL ($ 1.396.000.-) para 2019, PESOS UN MILLÓN DOSCIENTOS TREINTA Y NUEVE MIL ($ 1.239.000.-) para 2020 y PESOS UN MILLÓN TRESCIENTOS VEINTICINCO MIL ($ 1.325.000.-) para 2021.

Que en relación a impuestos, tasas y contribuciones se admiten montos de PESOS OCHO MILLONES CIENTO CINCUENTA Y SEIS MIL ($ 8.156.000.-) para el año 2017, PESOS OCHO MILLONES SEISCIENTOS OCHENTA Y CINCO MIL ($ 8.685.000.-) para 2018, PESOS OCHO MILLONES SETECIENTOS SESENTA Y SEIS MIL ($ 8.766.000.-) para 2019, PESOS OCHO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL ($ 8.838.000.-) para 2020 y PESOS OCHO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y SIETE MIL ($ 8.837.000.-) para 2021. Los montos surgen de considerar una participación de este rubro en el total de costos del TRES COMA CINCUENTA Y TRES POR CIENTO (3,53%) (que es la que se mantiene en los últimos años).

Que de acuerdo a los precedentes normativos, jurisprudenciales y doctrinarios existentes, los cuales se describen en el Dictamen Jurídico N° 139/2017 de la Asesoría Jurídica del ENRE, el cual obra a fojas 1630/1632 del Expediente de la referencia, surge que la determinación de la pertinencia —o no— de la aplicación de las tasas municipales a servicios regidos por el régimen federal, es una cuestión determinada por la singularidad de cada caso, según que éstas reúnan o no, las condiciones que emanan de la doctrina de la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN para que resulten compatibles con dicho régimen federal y, por lo tanto, admisibles.

Que lo expuesto, se suma al carácter excepcional y restringido con el cual es admitido por parte de la Justicia Federal el ejercicio de la potestad en la materia por parte de los poderes locales.

Que ello determina que –a fin de que resulten viables sus reclamos ante el ENRE para que adopte las medidas que considere necesarias a fin de restablecer la equivalencia de las prestaciones recíprocas (Conforme Artículo 27 in fine del Contrato de Concesión de TRANSENER y equivalentes de las otras empresas)- las concesionarias previamente deberían procurar que la Justicia determine, en cada caso, la legalidad de los tributos que pretenden se reflejen en su tarifa, o bien demostrar por otro medio idóneo, su compatibilidad con el régimen federal.

Que, de otro modo, se trasladaría automáticamente sobre los usuarios del TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA cualquier nuevo gravamen que crearan los poderes locales, por el sólo hecho de haber sido consentidos y solventados por la concesionaria.

Que a este respecto, no puede olvidarse que entre las funciones primarias del ENRE están las de “Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios” (Inciso a) del Artículo 2 de la Ley N° 24.065), los que se verían seriamente amenazados si en esta materia pudieran quedar a expensas de una eventual indolencia de la concesionaria de que se tratare.

Que ello, no sólo crea una evidente situación de indefensión para el usuario, sino que también introduce un factor de heterogeneidad inconveniente en el régimen tarifario, ya que las diferencias en los montos de las tarifas de las distintas zonas concesionadas no obedecerían enteramente a factores objetivos (como, por ejemplo, las características topográficas de la zona en que se presta el servicio) sino a las políticas fiscales

variables y descoordinadas de los diferentes poderes locales, poniéndose así en crisis el sistema federal aplicable al régimen eléctrico.

Que en función de lo mencionado precedentemente no resulta procedente en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerar en el cálculo de la remuneración, la inclusión de los importes que solicita la TRANSPORTISTA en concepto de tasas e impuestos locales, correspondiendo, en consecuencia, su rechazo.

Que lo expuesto, sin perjuicio de hacerle saber a la Transportista que —en el marco de los procedimientos administrativos ordinarios— podrá, en cualquier momento, efectuar ante el ENRE los planteos que crea oportunos con relación a lo establecido en el Artículo 27 de su Contrato de Concesión. Al tal fin, corresponderá que acredite las condiciones expuestas en los párrafos precedentes.

Que después de un análisis detallado de los costos de la transportista se considera apropiado lo solicitado por la misma, ya que son los costos razonables para la operación y mantenimiento del sistema de transporte de energía eléctrica a cargo de TRANSPA. Los costos admitidos en pesos de diciembre 2015 son de PESOS DOSCIENTOS TREINTA MILLONES NOVECIENTOS DOCE MIL ($ 230.912.000.-) para el año 2017, PESOS DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL ($ 245.865.000.-) para 2018, PESOS DOSCIENTOS CUARENTA Y OCHO MILLONES TRESCIENTOS NUEVE MIL ($ 248.309.000.-) para 2019, PESOS DOSCIENTOS CINCUENTA MILLONES CIENTO CINCUENTA Y UN MIL ($ 250.151.000.-) para 2020 y PESOS DOSCIENTOS CINCUENTA MILLONES CIENTO TREINTA Y DOS MIL ($ 250.132.000.-) para 2021.

Que en relación a las servidumbres de electroducto de las instalaciones transferidas al momento del inicio de la concesión que aún no han sido regularizadas, la remuneración anual de la transportista contemplará un monto destinado a su normalización, equivalente al UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%) de los costos reconocidos anualmente.

Que por su parte, la transportista deberá presentar en un plazo no mayor a los SESENTA (60) días de notificada de la Resolución de la RTI, un plan anual de regularización a desarrollar durante el periodo 2017/2021 que contenga como mínimo las siguientes etapas de trabajo: Detalle de las líneas transferidas y estado de las servidumbres de electroducto, indicando la cantidad de parcelas involucradas, las inscriptas y las pendientes de inscripción, contemplando la elaboración de planos de líneas de transmisión con información catastral y listado de parcelas asociado; detalle de los costos asociados a la normalización de la servidumbre (indemnización, mensura, gestión, registro, etcétera).

Que una vez finalizado el año, la transportista deberá acreditar ante el ENRE las regularizaciones realizadas de acuerdo al plan presentado y al monto asignado.

Que ante un incumplimiento del plan que no pueda ser justificado satisfactoriamente por la transportista, el ENRE deducirá de los cargos el monto asignado a tal efecto.

Que se analizó el Plan presentado para determinar cuáles de las inversiones propuestas deben ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la Transportista.

Que a ese efecto se identificaron las mismas de acuerdo a lo siguiente: Inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como tales. (CAPEX); inversiones propuestas a ser incluidas en la remuneración regulada como gastos de mantenimiento (OPEX); inversiones que no deben ser incluidas ya que no se consideran pertinentes o que deben ser impulsadas por otros mecanismos previstos en “LOS PROCEDIMIENTOS” (por ejemplo - Ampliaciones); gastos relacionados con regularización de Servidumbres de Electroducto.

Que del análisis se identificaron las inversiones informadas que resultaron razonables, en función de que responden al estado de obsolescencia en que se encuentran las instalaciones y, además, están dirigidas a mantener y/o mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Que asimismo no se detectaron inversiones que pudieran ser consideradas no justificadas.

Que teniendo en cuenta la cantidad de equipamiento a ser reemplazado se procedió a realizar una comparación entre los montos solicitados que surgen de la presentación de TRANSPA y los presentados por las otras transportistas, asimismo como con precios medios de mercado, teniendo en cuenta la antigüedad de las instalaciones.

Que cabe aclarar que, los valores de los materiales asociados a los ítems que componen el Plan de Inversiones realizado por la transportista se encuentran razonablemente cercanas al promedio de mercado.

Que luego del análisis de las inversiones efectuado, las inversiones a incluir totalizan CUARENTA Y CINCO (45) obras por un monto de PESOS CIENTO DIECISEIS MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA Y DOS MIL SETECIENTOS OCHENTA Y TRES ($ 116.552.783.-).

Que en la Tabla del Apéndice I que forma parte del Anexo II de la presente Resolución se incluyen solamente las inversiones que pueden ser consideradas como inversiones en la remuneración regulada de la transportista que, de acuerdo con los criterios mencionados, se consideran prudentes y razonables para el próximo quinquenio.

Que dada la importancia de las inversiones solicitadas para Seguridad Pública y Ambiental, el área correspondiente realizó un análisis particular de las mismas, cuyas conclusiones se adjuntan como Apéndice II.

Que al respecto, cabe indicar que la realización del Plan de Inversiones aprobado será objeto de un control posterior por parte de este Ente. A tal efecto, el ENRE emitirá un procedimiento que permita la realización del seguimiento de las inversiones tanto de manera física como económico-financiero.

Que con respecto a la base de capital contable, cabe destacar que representa las inversiones financieras netas realizadas por los accionistas y acreedores en la empresa, es decir, que el monto de la base de capital así calculada equivale al mantenimiento del capital financiero en términos reales. En este esquema, las amortizaciones representan el retorno del capital.

Que este método busca mantener el poder de compra de la inversión original, siendo éste el único requerimiento desde el punto de vista del inversor.

Que en la Resolución ENRE N° 524/2016 se establecieron los criterios y aspectos metodológicos para la determinación de la base de capital regulada (BCR).

Que al respecto se utilizará la metodología de valuación a costo histórico.

Que para aquellas transportistas que tuvieron revisión tarifaria, dicha metodología implica que el valor del activo regulado inicial será la base de capital establecida en la última revisión tarifaria.

Que para aquellas transportistas que no tuvieron revisión tarifaria, el importe de la base de capital inicial surge como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Que a la base de capital inicial se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Altas del período: para la determinación de la base de capital se considerarán sólo aquellas inversiones que correspondan a la actividad regulada de la Concesionaria, excluyéndose toda inversión correspondiente a actividades no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Que finalmente con el objetivo de mantener el valor real de la base de capital regulada (BCR), se actualiza considerando hasta el año 2001 el índice de precios al consumidor de los ESTADOS UNIDOS (Consummer Price Index). A partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general de acuerdo a la serie que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Esta serie de IPC (base 1999=100) se construye mediante el método de “empalme hacia atrás” en base al IPC GBA del INDEC hasta Diciembre de 2006, el IPC-SL de la Provincia de SAN LUIS hasta Julio de 2012, el promedio simple de las variaciones de los índices IPC-CABA (de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES) e IPC-SL (de la Provincia de SAN LUIS) hasta Abril de 2016 y en base al nuevo IPC GBA del INDEC de allí en adelante.

Que la valuación se efectuará en moneda nacional a pesos de Diciembre 2015.

Que consecuentemente, se procedió a determinar el valor inicial de la BCR a considerar siguiendo los lineamientos de la Resolución ENRE N° 524/2016. En el caso de TRANSPA, el valor de la BCR inicial es la base de capital establecida en la última revisión tarifaria por Resolución ENRE N° 190/2001, cuyo valor asciende a PESOS SEISCIENTOS VEINTE MIL ($ 620.000.-) a moneda de Diciembre de 1998.

Que a la BCR inicial se suman las inversiones que corresponden a las altas de bienes de uso, obras en curso y anticipos a proveedores descontando las bajas y amortizaciones de bienes de uso de cada año, conforme la información que surge de los estados contables respectivos.

Que en cuanto a las amortizaciones de bienes de uso del período, siguiendo los criterios de la Resolución ENRE N° 524/2016, se las corrige considerando el SETENTA Y TRES COMA CINCUENTA Y TRES POR CIENTO (73,53%) de prima por actividades no reguladas determinada por el ENRE en la última revisión tarifaria de TRANSPA.

Que todos los valores correspondientes al periodo previo a la firma del Acta Acuerdo se actualizaron hasta Diciembre de 2001 utilizando el índice de precios al consumidor – CPI – de EEUU nivel general.

Que la BCR fue pesificada considerando el tipo de cambio UN (1) peso = UN (1) dólar, según lo dictaminado por la Asesoría Jurídica del ENRE en su Dictamen AJ N° 138/2017 que obra a fojas 863/868 del Expediente del Visto.

Que a partir del 2002 se adoptó el índice de precios al consumidor nivel general que elabora y publica el BCRA, a fin de determinar la BCR al 31 de Diciembre de 2016, a precios de Diciembre de 2015.

Que de esta forma la BCR a considerar en la determinación de ingresos requeridos por TRANSPA para el período 2017 - 2021 alcanza a diciembre 2016 un valor de 113,18 millones de pesos constantes de Diciembre de 2015.

Que con respecto a la compensación asociada a operar instalaciones de terceros, cabe aclarar que las transportistas operan y mantienen instalaciones que le fueron transferidas por terceros.

Que esos activos, al igual que los demás enfrentan riesgos en la operación y mantenimiento vinculados a: variaciones atípicas del mercado; eventos climatológicos (lluvias intensas, temperaturas extremas, etcétera); cambios regulatorios (mayor exigencia en los niveles de calidad); juicios de proveedores, clientes y trabajadores; daños de equipamientos, accidentes, impacto ambiental, etcétera; entre otros. Solo se diferencian de los riesgos corridos vinculados con activos propios, en que en el caso de los activos transferidos las Concesionarias no han invertido capital por lo que no corren el riesgo vinculado al recupero de la inversión.

Que el riesgo puede representarse como una tasa aplicada sobre una base, lo que permite el cálculo del requerimiento de ingresos adicional vinculado a operar y mantener bienes de terceros.

Que en este caso la tasa de remuneración de la empresa que opera y mantiene activos de terceros debería constituir una retribución justa y apropiada a los riesgos que corre, circunstancia que si bien no está explícitamente establecida en el Marco Regulatorio vigente, su establecimiento se funda en conceptos implícitos en tal regulación y en los Principios Generales del Derecho.

Que, a tales efectos, se debe cumplir con los principios establecidos en el Artículo 41 de la Ley N° 24.065 que reza: “a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente”.

Que siendo ello así, los riesgos incrementales generados por operar y mantener los activos de terceros deberán ser recuperados mediante las tarifas vinculadas al uso de las instalaciones involucradas. Es decir que las tarifas de los usuarios de transporte de TRANSPA deben incluir una compensación por el riesgo incremental corrido, asociado a operar y mantener bienes de terceros.

Que con el fin de reconocer el riesgo operacional existente por operar y mantener instalaciones de terceros, resulta conveniente tener en cuenta los criterios de cálculo de la tasa de rentabilidad.

Que la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) fue utilizada por el ENRE para determinar la tasa de rentabilidad que se aplica en la presente RTI. Esta metodología pondera el costo financiero promedio de mercado de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en el total del activo. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de la deuda.

Que el costo de oportunidad del capital representa el rendimiento que los accionistas y los acreedores exigen a la empresa para aportar el capital necesario para la operación de la empresa. El costo del capital tiene entonces dos componentes: uno el del capital propio o de los accionistas y otro el de la deuda.

Que para la determinación del costo del capital propio se adopta el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM). Una de las variables que interviene en el cálculo de este costo es el coeficiente beta.

Que beta se determina como el cociente entre la covarianza del rendimiento del activo que se trata de medir (en este caso, el negocio de transporte de energía eléctrica), con relación al de la cartera de mercado y la varianza de la cartera de mercado. Esta variable mide el riesgo relativo del activo cuyo costo de capital se está determinando respecto del conjunto de activos de riesgo que conforman la cartera de mercado.

Que ahora bien, los costos de operación y mantenimiento de una empresa tienen un componente aleatorio no controlable por la misma que incide en los resultados de su negocio. Ese es el origen del riesgo que la empresa soporta y la razón por la cual debe obtener una remuneración adecuada a ese riesgo, que debe incluirse en la tarifa.

Que una estrategia válida de incremento de la remuneración consiste en calcular un aumento en el beta del activo regulatorio de la empresa o BCR, a partir del incremento del apalancamiento operativo debido a mayores costos fijos de O&M vinculados a los activos de terceros.

Que según se detalla en el Informe de Elevación que contiene el sustento técnico económico que funda el dictado de la presente Resolución, el aumento del beta del Activo o BCR debido a un aumento del grado de apalancamiento operativo modifica a la suba el WACC, lo cual se traduce en un mayor costo de capital al multiplicar la base de capital por el WACC que contiene este beta modificado.

Que para su cálculo se considera la participación porcentual en la estructura de costos determinada por el ENRE de los equipamientos propios y terceros según tipo de equipamiento (conexión, líneas, transformación y reactivo).

Que a partir de multiplicar las participaciones mencionadas en el considerando anterior con las proporciones de instalaciones de terceros se obtiene el costo incremental asociado a este equipamiento; este valor asciende al CINCUENTA Y NUEVE POR CIENTO (59%). Si se aplica a este valor una reducción del CUARENTA POR CIENTO (40%) por economías de escala, se obtiene que los equipamientos de terceros incrementan los costos de TRANSPA en un TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%).

Que aplicando este porcentaje, de acuerdo a lo señalado en el citado Informe de Elevación, se obtiene el valor del beta incrementado por operar y mantener activos de terceros, el cual asciende a CERO COMA SETECIENTOS OCHENTA Y OCHO (0,788).

Que aplicando ese beta incrementado al cálculo del WACC, se obtiene una tasa de OCHO COMA VEINTISIETE POR CIENTO (8,27%) real después de impuestos; la diferencia respecto a la tasa aprobada por el ENRE, mediante Resolución N° 553/2016 asciende a CERO COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (0,57%).

Que este diferencial aplicado a la BCR de TRANSPA equivale a la suma de $ 680.460 por año, expresados en moneda de Diciembre de 2015 en concepto de compensación por el riesgo incremental de operar y mantener equipamiento de terceros.

Que este valor se incorporará en el flujo de fondos descontados a fin de determinar los ingresos anuales de la transportista para el próximo quinquenio.

Que para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontados (FF) se proyectan los cash flows que generará la compañía en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado. La tasa de descuento que se utiliza debe reflejar el riesgo y el costo de oportunidad asociado al sector económico del negocio cuyo valor se quiere calcular.

Que el flujo de fondos puede estimarse para la totalidad de la empresa (denominado comúnmente free cash flow), o solamente para los accionistas (equity cash flow). La tasa de descuento a utilizar es diferente en cada uno de los casos. Para el free cash flow, el costo de capital es el WACC (weighted average cost of capital) que refleja en forma de promedio ponderado la remuneración esperada por el capital propio de los accionistas y el de terceros.

Que si se estima el equity cash flow, el costo de oportunidad asociado a ese flujo de fondos es la tasa de rentabilidad del capital aportado por los accionistas. Por lo general, se proyecta el free cash flow y una vez calculado su valor presente se le descuenta el valor de mercado de la deuda para obtener la valuación de la empresa en términos de capital propio.

Que este método, a pesar de su complejidad permite identificar las fuentes de creación de valor de la empresa y posibilita la realización de sensibilidades del valor de la compañía a las variables claves.

Que además de las DOS (2) alternativas expuestas, free cash flow y equity cash flow, existe una tercera metodología de flujos de fondos descontados en la cual se proyectan varios flujos de fondos independientes y se les aplica distintas tasas de descuento en función al riesgo asociado a cada flujo. Esta alternativa es denominada en la literatura como valor presente ajustado. Su utilización es recomendada en los casos en que se prevean cambios en la estructura de capital de la empresa y en la operatoria de la misma. Así se identifica el valor generado por cada cambio.

Que a continuación se desarrollan con más detalle los aspectos esenciales del procedimiento de valuación de una empresa aquí descripto

Que el criterio principal a la hora de armar el cash flow para valuar una empresa es: “cash in cash out”. Sólo se consideran los ingresos y egresos de efectivo, a excepción de los costos de oportunidad generalmente asociados a una utilización alternativa de los recursos. Por tanto, el cash flow anual esperado de una compañía se realiza proyectando las ganancias operativas después de impuestos (que incluye ingresos, costos y gastos operativos e impuestos), menos las inversiones en propiedades, plantas, equipamiento y otros activos. De esta manera se obtiene el free cash flow.

Que en este punto del análisis procede preguntarse dado el plazo de vida indefinido de la compañía, acerca de por cuántos años se estima el flujo de fondos.

Que la respuesta a esta pregunta es la siguiente. El valor de una compañía puede ser dividido en DOS (2) períodos de tiempo: 1) el primero, en el cual se realiza una proyección explícita de todas las variables que conforman el flujo de fondos a descontar; 2) el segundo período, denominado valor al horizonte, que refleja el valor de la empresa por un período de tiempo indefinido.

Que la extensión del período de proyección explícita depende de la empresa. Lo ideal, es que en sus últimos años se refleje una compañía que haya alcanzado un estado estable en términos de sus operaciones.

Que en cuanto al valor al horizonte, para estimarlo, no es necesario proyectar en detalle el flujo de fondos indefinidamente. Pueden utilizarse los métodos de valuación (múltiplos, valor de liquidación o reposición de los activos). Sin embargo, por lo general se calcula el valor al horizonte de una empresa utilizando la fórmula de perpetuidad, con (fórmula de Gordon) o sin crecimiento. Se asume de esta manera que, dado que la compañía alcanzó un estadio de operaciones estable, los márgenes se mantienen constantes, el retorno sobre las nuevas inversiones también se mantiene constante y la tasa de inversión es una proporción constante del cash flow en cada año.

Que es importante destacar que cuando se calcula una perpetuidad con crecimiento se asume que el resultado operativo de la empresa ajustado por impuestos (NOPLAT) crecerá sin aumentar el capital invertido. De esta manera el retorno sobre el capital invertido tiende a infinito. Al utilizar la fórmula de perpetuidad sin crecimiento se supone que el retorno de la nueva inversión converge al costo de capital (WACC). El cash flow crece, pero su crecimiento no adiciona valor a la empresa porque el retorno asociado a ese crecimiento iguala el costo de capital de la compañía. El nuevo capital invertido representa una proporción mayor del capital inicial.

Que finalmente, el valor total de la compañía es la sumatoria del valor presente de los DOS (2) flujos de fondos, el proyectado en forma explícita y el que resulta del valor al horizonte.

Que teniendo en cuenta los costos operativos, monto de regularización de servidumbres de electroducto, inversiones, base de capital y la compensación asociada a operar instalaciones de terceros reconocidas se ha realizado el cálculo del FF, el cual obra en el Anexo III de la presente Resolución.

Que asimismo para su cálculo se tuvo en cuenta la tasa de rentabilidad real después de impuestos SIETE COMA SIETE POR CIENTO (7,7%,) que fuera aprobada, mediante Resolución ENRE N° 553/2016.

Que con respecto al cálculo de los impuestos que integran el FF se adoptó el criterio de impuestos teóricos utilizando la alícuota vigente, sin contemplar particularidades (quebrantos, diferimientos, etcétera) respecto de la posición fiscal de la empresa.

Que a los efectos de obtener la base imponible del impuesto a las ganancias se consideró la tasa de amortización promedio de los estados contables de los últimos CINCO (5) años.

Que la remuneración anual resultante del cálculo del FF asciende a $ 282.964.777 de Diciembre de 2015. A fin de ajustar este valor al momento de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario se procedió a actualizarlo a Febrero de 2017 mediante la serie de IPC que se utiliza para el cálculo del Índice Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM), que elabora y publica el BCRA. Para el mes de Enero 2017, se estimó la variación de precios a partir de la tasa anual considerada en el Presupuesto Nacional para el año 2017.

Que de esta forma la remuneración de TRANSPA asciende a la suma de $ 390.491.392.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecido en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de Febrero de 2017.

Que para la determinación de los mismos se consideraron la afectación de los costos operativos e inversiones asociados a cada tipo de equipamiento.

La casimismo, se utilizó la cantidad de equipamiento indicado por la Transportista con las siguientes excepciones:

Que la potencia indicada por TRANSPA S.A. fue de 1762MW propios más 100MW de TRANSPORTEL S.A. Quedan 100 MW de TRANSPORTEL S.A. de reserva fría. Se adoptó, entonces, una potencia total de 1.862 MW.

Que los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado en el próximo quinquenio se aplicarán a partir del 1° de Febrero de 2017.

Que en función de lo expuesto en el Anexo I a la presente Resolución, a partir de la presente RTI se prescinde de la Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada (RVEET), determinándose la remuneración de la Transportista en base a los cargos de conexión capacidad y de equipamiento de

reactivo, los cuales son definidos en función de los costos económicos propios de la prestación del servicio público, conforme a las pautas legales establecidas y aplicables.

Que por otra parte y en relación al factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), los sistemas de regulación tarifaria tienen por objetivo controlar una misma variable de la empresa regulada, la tasa de rentabilidad. Los mecanismos adoptados para ello difieren, pudiendo distinguirse dos tipos: (i) Regulación directa, a través de la tasa de retorno, y (ii) regulación indirecta, con la fijación de precios máximos con revisión periódica.

Que estos mecanismos difieren a su vez en la estructura de incentivos y de riesgos que la empresa regulada enfrenta.

Que bajo la regulación basada en la tasa de retorno (ROR) —sistema especialmente adoptado en los Estados Unidos—, se le fija a la empresa regulada una tasa de ganancia razonable sobre su capital invertido y consecuentemente las tarifas que deberán ser aplicadas. Cualquier alejamiento de la tasa de rentabilidad respecto de la fijada por el regulador redunda en una revisión tarifaria.

Que los estudios sobre este mecanismo realizados por Averch – Johnson (1962) demostraron que las empresas reguladas con ROR utilizan más capital que el necesario (la base sobre la que se aplica la tasa de rentabilidad fijada), redundando en una ineficiente utilización de insumos, es decir, la relación capital/trabajo es muy superior a la óptima para cada nivel de producto.

Que por este motivo, considerando la tendencia a la sobrecapitalización de la empresa el regulador debe efectuar un minucioso seguimiento de los costos e inversiones realizados a fin de determinar la razonabilidad de los mismos. Ello necesariamente implica contar con información suficiente que permita llevar a cabo esta tarea. Dada la asimetría de información existente entre el regulador y el regulado, la empresa cuenta con fuertes incentivos para distorsionar los datos e influir directamente en las decisiones del regulador.

Que en cuanto al régimen de regulación por precios máximos (o PRICE CAP) aplicado a las utilities, comenzó a utilizarse en Gran Bretaña a partir del informe realizado por Littlechild (1983) referido a la rentabilidad de la empresa British Telecom luego de su privatización.

Que a diferencia del método de ROR, mediante el PRICE CAP el regulador fija un valor máximo a las tarifas que la empresa puede cobrar por sus servicios. De esta forma, una vez determinado el nivel tarifario inicial se le fija un techo a la posibilidad de crecimiento de los precios de estos servicios.

Que básicamente este método permite que el índice de precios de una canasta de bienes y servicios de la empresa regulada (en el caso de que la empresa sea multiproducto) debe crecer a lo sumo RPI (Retail Prices Index o índice de precios al consumidor) menos X% por año a lo largo del período tarifario. En otras palabras el precio promedio de los bienes y servicios regulados debe disminuir X% en términos reales (RPI-X).

Que en este esquema, el término X representa un factor de eficiencia que permite trasladar a los usuarios parte de las ganancias logradas por la empresa por este concepto. De esta forma, una vez determinado por el regulador el factor X de eficiencia y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas, la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios. Estas nuevas ganancias por mayor eficiencia se trasladarán a partir de la siguiente revisión de las tarifas.

Que en definitiva, se busca recrear las condiciones que enfrentaría la empresa bajo un mercado competitivo, esto es, siendo la firma una tomadora de precios (en este caso fijado por el regulador) deberá minimizar sus costos a fin de obtener una mejor rentabilidad. En este sentido, la presión que ejercería la competencia sobre los costos –para no perder su porción de mercado- redundaría en una disminución del precio que beneficiaría a los consumidores. Esta presión en el caso de un monopolio regulado, es ejercida por el factor X.

Que a la hora de seleccionar el régimen regulatorio a aplicar, Littlechild determinó CINCO (5) criterios básicos que deben considerarse: Protección contra el Monopolio; incentivos a la innovación y eficiencia; minimización del costo regulatorio; promoción de la competencia; e ingresos de la privatización y perspectivas para la empresa.

Que según estos criterios, Littlechild concluyó que la ROR redunda en mayores costos regulatorios, menores incentivos a la eficiencia e innovación tecnológica y distorsiona el sendero óptimo de inversiones.

Que por el contrario, la RPI-X resulta ser un mecanismo que le otorga a la firma un claro incentivo para lograr eficiencia productiva (minimización de costos) y promueve la innovación, toda vez que reducciones en los costos de la empresa se corresponden con mayores beneficios que efectivamente percibe. Asimismo, a

medida que la reducción de costos se hace efectiva se pierde en eficiencia asignativa, toda vez que las tarifas se van alejando paulatinamente de los costos a lo largo del período tarifario.

Que por otro lado, en la medida que el ajuste de precios no es automático, la empresa enfrenta los riesgos asociados tanto a aumentos en sus costos, exógenos y endógenos a la firma, como por menores niveles de demanda que los estimados.

Que es por ello, que el PRICE CAP requiere revisiones periódicas de las tarifas como forma de restablecer las condiciones de eficiencia asignativa.

Que en cuanto a las características que debe adoptar el factor X a fin de mantener la consistencia de los incentivos a lo largo del tiempo, las revisiones periódicas deben establecer parámetros de eficiencia esperados para el próximo período tarifario, sin apropiarse de las ganancias pasadas (claw back) que por motivo de una mayor eficiencia ex-post o por una subdeterminación del X pudiera haber obtenido la empresa en el período anterior. Es decir, la eficiencia esperada (calculada a partir de las ganancias por mejoras en la eficiencia pasada o por expectativas de ganancias futuras) implica participar a los consumidores de la mayor rentabilidad que tendrá la empresa a lo largo del nuevo período tarifario. Precisamente, la posibilidad de acceder a una rentabilidad adicional ex-post, lograda a partir de incrementos en la productividad mayores a los fijados ex-ante, es lo que permite mantener la estructura de incentivos en el tiempo.

Que en síntesis, el objetivo de la estrategia de regulación de precio tope es proporcionar a la empresa regulada incentivos para reducir costos. Dado que la remuneración que se determina para 2017 permanece fija en términos reales a lo largo del período tarifario, la empresa puede beneficiarse de la reducción de costos. Al final de cada período tarifario, dichas reducciones de costos se transfieren a los usuarios a través del nuevo proceso de revisión tarifaria. Sin embargo, dentro de cada período tarifario, debe fijarse un factor para transferir parte de estas mejoras de eficiencia a los usuarios del transporte, garantizando un margen para la empresa.

Que al respecto, cabe tener en cuenta lo establecido en la Ley N° 24.065 en el Artículo 42 en lo referido a las tarifas que regirán en los periodos tarifarios subsiguientes al primero, una vez transcurridos los CINCO (5) años iniciales de las concesiones de transporte y distribución de energía eléctrica. En el inciso c) del mencionado Artículo se establece que: “El precio máximo será determinado por el ENTE de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.”.

Que para el caso bajo tratamiento, cabe aplicar lo prescripto en el Subanexo II A del Contrato de Concesión de TRANSPA a través del Artículo 8 que dice: “A partir del segundo PERIODO TARIFARIO, la remuneración de LA TRANSPORTISTA, por los conceptos de CONEXIÓN y de CAPACIDAD DE TRANSPORTE, podrá ser reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENTE y que no podrá ser superior al UNO POR CIENTO (1%) anual ni acumular en el resto del primer PERIODO DE GESTIÓN más del DIEZ POR CIENTO (10%).”.

Que en este sentido, las ganancias de eficiencia están asociadas a mejoras en la gestión, en particular, en lo que se refiere a la organización empresaria y al redimensionamiento de la estructura de personal ocurridas en el pasado.

Que al respecto, dado que la performance de la transportista no ha alcanzado los estándares esperados en materia de eficiencia se propone que el quinquenio 2017 - 2021 se considere como un período de adaptación de la empresa con el objeto de mejorar la prestación del servicio.

Que este hecho, sumado a la perspectiva de una lenta incorporación de innovaciones tecnológicas en este sector de actividad no permite esperar en los próximos años ganancias de eficiencia significativas.

Que de esta manera, una forma de reflejar la transición es planteando una trayectoria creciente para el Factor X de modo de alcanzar, hacia el final del quinquenio el porcentaje anual máximo del UNO POR CIENTO (1%).

Que en el Anexo IV de la presente Resolución se establecen los porcentajes anuales a aplicar de ajuste a la remuneración en el próximo quinquenio.

Que en cuanto al mecanismo de actualización de la remuneración, el Artículo 42 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas se fijarán a través de precios máximos (RPM - Regulación por Precio Máximo o “PRICE-CAP”); que estarán sujetas a ajustes ante cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar, y que las tarifas serán ajustadas por un factor de estímulo a la eficiencia.

Que como ya se mencionara en los Considerandos precedentes, la regulación por RPM consiste en fijar un precio máximo para sus servicios e incentivarla a que aumente su tasa de ganancia como resultado de

reducir sus costos por debajo del tope establecido. El mecanismo de regulación RPM generalmente asume la forma conocida como RPI - X.

Que el RPI (Retail Price Index) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación.

Que a diferencia del mecanismo basado en la tasa de retorno (ROR) o Regulación por Costo de Servicio (RCS) se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa.

Que de acuerdo a la regulación vigente, la tarifa de los distribuidores se fija por un período de CINCO (5) años, a través del proceso de la revisión tarifaria. Mediante dicho proceso se determinan los ingresos necesarios para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el Artículo 41 de esta Ley N° 24.065.

Que dichas variables (costos, amortizaciones, impuestos y tasa de retorno) no deberían ser revisadas hasta la próxima revisión tarifaria porque así lo establece el Artículo 43 de la mencionada Ley: “Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.”.

Que por ende, tal como lo establece el mecanismo de regulación de precios máximos lo que si se debe asegurar es que el valor de la remuneración que percibe el distribuidor se mantenga durante todo el período de los CINCO (5) años en términos reales y por ello deben utilizarse índices oficiales que son externos a la empresa y que ella no puede manipular.

Que en caso de que durante el transcurso del período tarifario ocurriesen eventos externos a la empresa que provocaran cambios significativos en su estructura de costos, la Ley prevé una revisión extraordinaria a través del Artículo 46, donde dispone: “Los transportistas y distribuidores aplicaran estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas.”.

Que en función de lo dispuesto por el Artículo 9 de la Ley N° 25.561 el Poder Concedente a través de la Ex UNIREN celebró con cada TRANSPORTISTA un ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL.

Que en su Cláusula Décimo Primera “REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI)” establece que la realización de la RTI se llevará a cabo mediante un proceso en el cual se fijará un nuevo régimen tarifario para los siguientes CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo X “Tarifas” de la Ley Nº 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Segunda del mismo instrumento.

Que en el caso de TRANSPA, la Cláusula 12.1.6 del referido Acta Acuerdo, en lo referido a los costos establece que en la RTI se deberá elaborar un análisis basado en costos razonables y eficientes de la prestación del servicio público de transporte de electricidad por distribución troncal, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.

Que asimismo, la Cláusula 12.1.3 a los efectos de la redeterminación de la remuneración fijada en la RTI dispone establecer los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración, debido a las variaciones observadas en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.

Que en función de ello corresponde establecer una cláusula gatillo que pondere la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada fórmula surgiera que la variación es igual o superior al CINCO POR CIENTO (5%), se habilitará una siguiente instancia.

Que en la segunda instancia, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondera los desvíos de la remuneración de la transportista teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

Que así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la fórmula de actualización sobre la remuneración.

Que en el Anexo V de la presente Resolución se determinan las formulas correspondientes a la cláusula gatillo y al mecanismo de actualización.

Que el Artículo 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de TRANSPA estipula que “El ENTE establecerá, a partir del segundo PERÍODO TARIFARIO, un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones y tomará como referencia el nivel de calidad registrado por LA CONCESIONARIA durante el primer PERÍODO TARIFARIO”.

Que además, en la Resolución ENRE N° 524/2016 se dispuso que "…el ENRE definirá el valor de las penalizaciones conforme criterios que induzcan a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión en el mantenimiento y la mejora de la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas y un esquema transitorio de ajuste de sanciones y premios, hasta alcanzar una calidad - objetivo al final del próximo período tarifario.".

Que por ende, el sistema de premios debería procurar dar un mayor incentivo para que la transportista opere y mantenga las instalaciones en condiciones de calidad acorde con las necesidades de los usuarios dentro de los límites previstos en el Contrato de Concesión.

Que en el mencionado Contrato se establece que la calidad del servicio público de transporte prestado por la transportista se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

Que en cuanto a la determinación del valor de las sanciones que se aplican por indisponibilidad forzada en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, tiene en cuenta la duración de la indisponibilidad en minutos y el número de salidas de servicio forzadas.

Que mediante el Artículo 1 de la Resolución ENRE N° 552/2016, modificada por su Similar N° 580/2016, se resolvió "Aprobar el REGIMEN DE AFECTACIÓN DE SANCIONES POR CALIDAD OBJETIVO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL que será aplicado para el cálculo de las sanciones por incumplimiento a las obligaciones previstas en el RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, tanto en Alta Tensión como por Distribución Troncal, previsto en los respectivos Contratos de Concesión".

Que en el mencionado Régimen de Calidad se definieron Índices de Calidad, basados en las indisponibilidades de Líneas y Conexiones, denominados Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria (DIMA) y Valor Promedio Móvil (VPM) como el promedio de los DIMA. En función de esos valores y su comparación contra otros de referencia valores objetivo, se establecieron factores que afectan el cálculo de las sanciones, incrementándolos, si la calidad resultara inferior a esas referencias.

Que por ello, a los efectos de determinar el premio se considera conveniente asociarlo a un determinado nivel de VPM, teniendo en cuenta que en el mismo se encuentra considerado las instalaciones y las indisponibilidades tanto de la Transportista como las de sus Transportistas Independientes.

Que cabe destacar que cuanto mayor sean los valores alcanzados por estos índices mayor será la calidad asociada al servicio prestado por las transportistas.

Que en virtud de lo expuesto, resultó necesario establecer un nivel de calidad mínima, denominado Valor Objetivo de Premios (VOP), a partir del cual cada una de las transportistas sería merecedora del premio. Tal como se consideró al establecer el Régimen de Calidad, el VOP deberá seguir un sendero de mejora, de manera tal de incrementar año a año la calidad exigida para poder acceder al premio.

Que asimismo, el premio es de aplicación mensual utilizándose como unidad el "año móvil" a los efectos de evaluar la dinámica de la mejora y considerándose el período correspondiente a los DOCE (12) meses anteriores del mes en cuestión.

Que para calcular el premio corresponde comparar el VPM obtenido por la Transportista con el VOP que se fije para cada año. Si el VPM del mes en cuestión fuera inferior al VOP, la transportista no sería merecedora de premio.

Que si el VPM obtenido por la Transportista fuera superior al VOP se calculará el premio en función del margen de mejora y repartir dicho premio en forma proporcional a la facturación bruta de la Transportista y de las Transportistas Independientes.

Que resulta conveniente que dichos premios sean proporcionales al valor de la sanción media aplicada a la transportista, actualizada a Febrero de 2017. Este valor se deberá incrementar de la misma manera y con la misma periodicidad que se incrementen los cargos de la transportista.

Que asimismo, al igual que en la metodología aplicada en el régimen de sanciones, corresponde que los premios sean afectados por un coeficiente K de mayoración en función del año de que se trate, de manera tal que a mayor VOP se obtenga en consecuencia un premio mayor, en concordancia con un sendero de mejora continua de la calidad, compatible con las necesidades de los usuarios del Sistema de Transporte y que contemple las posibilidades técnicas y económicas de la concesión.

Que los valores de referencia de los índices de calidad se encuentran establecidos en el Anexo VI de la presente Resolución.

Que la gestión de recaudación ante los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de los recursos necesarios para abonar los premios mensuales a “La Transportista” y a las “Transportistas Independientes” aplicando el principio de proporcionalidad de pago será efectuada por CAMMESA.

Que por Resolución ENRE N° 204/2007 se estableció que en oportunidad de las revisiones tarifarias las transportistas deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas.

Que asimismo, por Resolución ENRE N° 0176/2013 se estableció el Sistema de Contabilidad Regulatoria del Transporte de Energía Eléctrica (SCRT) que prevé separar los Resultados Netos de la Actividad Regulada (AR) y Actividad No Regulada (ANR) y al efecto definió y clasificó las actividades que se consideran cubiertas por la tarifa de la concesión y aquellas otras que tienen remuneración independiente. Estableció además la desagregación de activos, pasivos, ingresos, costos y resultados, los criterios de asignación para ello y los formatos de reporte periódicos al ENRE.

Que la aplicación del SCRT comenzó en 2014 y partiendo de los resultados netos totales de cada transportista y de la proporción entre ingresos (regulados y no regulados), datos considerados sólidos se define un canon de transferencia a tarifa, el cual se detalla en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que por otra parte corresponde instruir a CAMMESA para que realice el ajuste de la remuneración de TRANSPA a partir del 1° de Febrero de 2017, en concepto de cargos de conexión y de capacidad, en base a los valores que se establezcan para el período tarifario 2017/2021.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el Inciso d) del Artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que por lo expuesto el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto por los Artículos 56 Incisos a), b), f) y s), Artículos 40 a 49 y el 2 de la Ley 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º — Aprobar el Anexo I “Remuneración Variable por Energía Eléctrica Transportada [RVEET] - Seguro por contingencias”, que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2º — Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017

Remuneración por Conexión:

- Por cada salida de 330 kV. o 220 kV.: CIENTO VEINTISÉIS PESOS CON SESENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 126,68) por hora,

- Por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: CINCUENTA PESOS CON SESENTA Y SEIS CENTAVOS ($ 50,66) por hora,

- Por cada salida de 33 kV. o 13,2 kV.: TREINTA Y OCHO PESOS CON DOS CENTAVOS ($ 38,02) por hora,

- Por transformador de rebaje dedicado: TRES PESOS CON SETENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 3,78) por hora por MVA.

- Por equipo de reactivo: TRES PESOS CON SETENTA Y OCHO CENTAVOS ($ 3,78) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

- Para líneas de 330 kV. o 220 kV: UN MIL CIENTO CUARENTA Y UN PESOS CON NOVENTA Y UN CENTAVOS ($ 1141,91) por hora por cada 100 km.

- Para líneas de 132 kV. o 66 kV: UN MIL NOVENTA Y UN PESOS CON DIECISÉIS CENTAVOS ($ 1091,16) por hora por cada 100 km.

Remuneración por Energía Eléctrica Transportada:

- Se establece en pesos CERO (0) por año.

ARTÍCULO 3º — Aprobar el Anexo II “Análisis de los Planes de Inversión RTI 2016 de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.), el que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 4º — Aprobar la “Determinación de la remuneración de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.), que como Anexo III forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5º — Aprobar el factor de estímulo a la eficiencia (Factor X) que se define en el Anexo IV, el que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 6º — Aprobar el “Mecanismo de actualización de la remuneración de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.), que como Anexo V forma parte integrante de la presente resolución.

El ajuste de la remuneración se realizará cada SEIS (6) meses a partir del 1° de febrero de 2017 y tendrá vigencia semestral de acuerdo a lo establecido en el ANEXO V de la presente resolución.

ARTÍCULO 7º — Modificar el sistema de premios, al que se refiere El ARTICULO 25 del Anexo II B del Contrato de Concesión de la “EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA”, establecido por la Resolución ENRE N° 190/2001, conforme a la metodología de cálculo y de asignación del pago entre los usuarios y demás especificaciones, que se detallan en el Anexo VI, que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 8º — Instruir a CAMMESA para que realice la gestión del pago y distribución del premio estipulado para cada mes conforme lo establecido en el Anexo VI de la presente resolución.

ARTÍCULO 9º — Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la Transportista y definido en el Anexo VI, en el valor de PESOS TRESCIENTOS TREINTA Y TRES MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y UNO ($ 333.281).

ARTÍCULO 10. — Aprobar “el Esquema de transferencia de beneficios de la actividad no regulada hacia la tarifa del servicio regulado de transporte de energía eléctrica” según se detalla en el Anexo VII de la presente resolución de la que forma parte integrante.

ARTÍCULO 11. — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina, salvo aquellas disposiciones respecto de las cuales, expresamente, se fije otra fecha para su entrada en vigencia.

ARTÍCULO 12. — Notifíquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a TRANSPA S.A., a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA), y a CAMMESA.

ARTÍCULO 13. — Regístrese, comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ricardo A. Martinez Leone, Presidente. — Marta I. Roscardi, Vicepresidente. — Ricardo H. Sericano, Director. — Carlos M. Bastos, Director.

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA — www.boletinoficial.gob.ar— y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

e. 01/02/2017 N° 5435/17 v. 01/02/2017

(Nota Infoleg: Los anexos referenciados en la presente norma han sido extraídos de la edición web de Boletín Oficial. Los mismos pueden consultarse en el siguiente link: AnexoI, AnexoII, AnexoIII, AnexoIV, AnexoV, AnexoVI, AnexoVII).

Anexo

RES ENRE 79-2017 - Anexos.pdf

Normativas ENRE Año 2018

RESFC-2018-280-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSENER S.A. los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018.

RESFC-2018-281-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSBA S.A. los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018.

RESFC-2018-282-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSNOA S.A. los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018.

RESFC-2018-283-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSNEA S.A. los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018.

RESFC-2018-284-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSPA S.A. los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018.

RESFC-2018-285-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de DISTROCUYO S.A. con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018.

RESFC-2018-286-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para el EPEN los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018.

RESFC-2018-287-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSCOMAHUE S.A los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018.

RESFC-2018-280-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34000 del 21/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.321/2017 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) (EX-2018-43892530-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 66/2017, N° 84/2017, N° 66/2017, N° 139/2017 y N° 516/2017, y

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución ENRE N° 66/2017, sus Similares rectificativas N° 84/2017, N° 139/2017 y N° 516/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.) con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSENER S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2017/ junio 2018, que resultan del TREINTA COMA DIECINUEVE POR CIENTO (30,19 %) para el IPIM y del DIECISEIS COMA CERO TRES POR CIENTO (16,03 %) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (67 % IPIM y 33 % IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de 25,52 % que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio 2018 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del 47,81 % para el IPIMD, del 44,81 % para el IPC y del 39,25 % para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del 30,81 % para el IPIMD, 15,55 % para el IPC y del 53,64 % para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del 42,75 % para el período diciembre 2016/junio 2018, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2018 resultante de la fórmula de actualización es de $ 5.045.564.898.

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 66/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que, consecuentemente, la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de $ 5.038.495.976.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2018.

Que, el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 66/2017, establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que, teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de $ 12.695.266 a partir del 1° de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

· Por cada salida de 500 kV.: MIL SETENTA PESOS CON DOSCIENTOS SETENTA MILÉSIMAS ($ 1.070,270) por hora,

· Por cada salida de 220 kV.: NOVECIENTOS SESENTA Y TRES PESOS CON CIENTO NOVENTA MILÉSIMAS ($ 963,190) por hora,

· Por cada salida de 132 kV o 66 kV.: OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS CON DOSCIENTOS SESENTA Y TRES MILÉSIMAS ($ 856,263) por hora,

· Por transformador de rebaje dedicado: SEIS PESOS CON OCHOCIENTOS CINCUENTA Y UN MILÉSIMAS ($ 6,851) por hora por MVA.

· Por equipo de reactivo: SEIS PESOS CON OCHOCIENTOS CINCUENTA Y UN MILÉSIMAS ($ 6,851) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

· Para líneas de 500 Kv: DOS MIL CUARENTA Y TRES PESOS CON OCHOCIENTOS NOVENTA Y TRES MILÉSIMAS ($ 2.043,893) por hora por cada 100 km.

· Para líneas de 220 o 132 Kv: MIL SETECIENTOS TRES PESOS CON DOSCIENTOS CUARENTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 1.703,242) por hora por cada 100 km.

· Por el concepto de Operación y Mantenimiento de la Ampliación de Servicios Auxiliares en la Estación CERRITO DE LA COSTA: PESOS CINCUENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS DIECINUEVE ($ 54.619) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para el Sistema de Monitoreo de Oscilaciones (SMO): PESOS TRESCIENTOS TREINTE Y TRES MIL SEISCIENTOS DOS ($ 333.602) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) Comahue: PESOS NOVECIENTOS TREINTA Y CUATRO MIL DOS ($ 934.002) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento correspondiente a la Etapa DOS (2) del Automatismo de Desconexión Automática de Transmisión Ezeiza - Rodríguez asignada a TRANSENER S.A.: PESOS CIENTO CINCUENTA Y UN MIL SESENTA Y CINCO ($ 151.065) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación/Demanda de Exportación (DAG/DAD) NEA: PESOS UN MILLÓN CUATROCIENTOS SESENTA Y DOS MIL SETECIENTOS VEINTICUATRO ($ 1.462.724) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA Tramo 1 NOA- Centro: PESOS NOVECIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y SEIS ($ 987.556) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA, Tramo 2 Centro- Litoral: PESOS QUINIENTOS TREINTA Y NUEVE MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y DOS ($ 539.692) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA, Tramo 3 Cobos- Resistencia: PESOS SETECIENTOS TREINTA Y NUEVE MIL SEISCIENTOS CATORCE ($ 739.614) más IVA por mes.

· Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) Gran Mendoza: PESOS UN MILLÓN SEISCIENTOS SESENTA Y UN MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y TRES ($ 1.661.693) más IVA por mes.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos DOCE MILLONES SEISCIENTOS NOVENTA Y CINCO MIL DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS PESOS ($ 12.695.266) a partir del 1° de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

RESFC-2018-281-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34002 del 23/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.322/2017 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) (EX-2018-43892428-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 73/2017, N° 88/2017 y N° 517/2017, y

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución ENRE N° 73/2017 y sus Similares rectificativas N° 88/2017 y N° 517/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSBA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2017/junio 2018, que resultan del 30,19 % para el IPIM y del 16,03 % para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (67 % IPIM y 33 % IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de 25,52 % que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el periodo diciembre 2016/junio 2018 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y índice de salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC, que resultan del 47,81 %, 44,81 % y 39,25 % respectivamente.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del 40,19 % para el IPIMD, 13,66 % para el IPC y del 46,15 % para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del 43,45 % para el semestre diciembre 2016/junio 2018.

Que, consecuentemente, la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2018 es de $ 2.301.086.059.

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 73/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de $ 2.297.877.873.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2018.

Que, el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 73/2017, establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que, teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de $ 2.604.675 a partir del 1° de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

• por cada salida de 220 kV.: DOSCIENTOS CUARENTA Y NUEVE PESOS CON CUATROCIENTOS SESENTA MILÉSIMAS ($ 249,460) por hora,

• por cada salida de 132 kV o 66 kV.: CIENTO VEINTICUATRO PESOS CON SETECIENTOS VEINTIOCHO MILÉSIMAS ($ 124,728) por hora,

• por cada salida de 33 kV o 13,2 kV.: NOVENTA Y TRES PESOS CON QUINIENTOS TREINTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 93,536) por hora,

• por transformador de rebaje dedicado: NUEVE PESOS CON NOVECIENTOS SETENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 9,975) por hora por MVA.

• por equipo de reactivo: NUEVE PESOS CON NOVECIENTOS SETENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 9,975) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

• para líneas de 220 Kv: DOS MIL OCHOCIENTOS DIEZ PESOS CON SETECIENTOS CINCUENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 2810,757) por hora por cada 100 km.

• para líneas de 132 kV. o 66 Kv: DOS MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y CINCO PESOS CON OCHOCIENTOS SESENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 2685,865) por hora por cada 100 km.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos DOS MILLONES SEISCIENTOS CUATRO MIL SEISCIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS ($ 2.604.675) a partir del 1° de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a TRANSBA S.A., a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE), a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

RESFC-2018-282-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34000 del 21/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.323/2017 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) (EX-2018-43892764-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 77/2017, N° 90/2017 y N° 518/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 77/2017, su rectificativa la Resolución ENRE N° 90/2017 y la Resolución ENRE N° 518/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste argentino la EMPRESA DE TRASNPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSNOA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, transcurridos SEIS (6) meses desde la última actualización tarifaria, se debe verificar el resultado de la fórmula de la cláusula gatillo (CGn) para este semestre. A tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2017/junio 2018, que resultan del 30,19 % para el IPIM y del 16,03 % para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (67 % IPIM y 33 % IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de 25,52 % que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2018 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del 47,81 % para el IPIMD, del 44,81 % para el IPC y del 39,25 % para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del 35,02 % para el IPIMD, 26,35 % para el IPC y del 38,63 % para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del 43,71 % para el período diciembre 2016/junio 2018, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2018 resultante de la fórmula de actualización es de $ 1.447.984.982.

Que, por otra parte, en esta oportunidad se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 77/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que, consecuentemente, la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de $ 1.445.969.876.

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2018.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 77/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de $ 1.359.354 a partir del 1° de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

• Por cada salida de 132 kV o 66 kV.: NOVENTA PESOS CON TRESCIENTOS VEINTISEIS MILÉSIMAS ($ 90,326) por hora,

• Por cada salida de 33 kV o 13,2 kV.: SESENTA Y SIETE PESOS CON SETECIENTOS SETENTA Y UN MILÉSIMAS ($ 67,771) por hora,

• Por transformador de rebaje dedicado: NUEVE PESOS CON NOVECIENTOS SETENTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 9,972) por hora por MVA.

• Por equipo de reactivo: NUEVE PESOS CON NOVECIENTOS SETENTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 9,972) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

• Para líneas de 132 kV. o 66 Kv: UN MIL NOVECIENTOS SETENTA Y NUEVE PESOS CON TRESCIENTOS TREINTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 1.979,336) por hora por cada 100 km.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos UN MILLÓN TRESCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE PESOS ($ 1.359.354) a partir del 1° de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a TRANSNOA S.A., a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA); a las Autoridades Regulatorias de Energía Eléctrica de las Provincias de TUCUMAN, SALTA, JUJUY, SANTIAGO DEL ESTERO, LA RIOJA, CATAMARCA; a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TUCUMÁN (EDET S.A.); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE SALTA S.A. (EDESA), a la a la EMPRESA JUJEÑA DE ENERGÍA (EJESA); a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE SANTIAGO DEL ESTERO (EDESE S.A.), a la CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A. y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

RESFC-2018-283-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34000 del 21/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.324/2017 (EX-2018-43892635-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 75/2017, N° 89/2017, N° 519/2017, todos del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 75/2017, sus Similares rectificativas N° 89/2017 y N° 519/2017 se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNEA S.A.), con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de la transportista y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la misma.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido, es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, el mecanismo de actualización contempla una Cláusula Gatillo (CGn) que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, transcurridos SEIS (6) meses desde la entrada en vigencia de la remuneración resultante de la última actualización tarifaria, se debe verificar el resultado de la fórmula de la CGn para este semestre. A tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicados por el INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INDEC), del periodo diciembre 2017/junio 2018, que resultan del TREINTA COMA DIECINUEVE POR CIENTO (30,19 %) para el IPIM y del DIECISEIS COMA CERO TRES POR CIENTO (16,03 %) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67 %- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33 %- IPC), la CGn arroja un resultado de VEINTICINCO COMA CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (25,52 %) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2018 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CUARENTA Y SIETE COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (47,81 %) para el IPIMD, del CUARENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (44,81 %) para el IPC y del TREINTA Y NUEVE COMA VEINTICINCO POR CIENTO (39,25 %) para el IS.

Que, la ponderación de cada índice, definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del VEINTIOCHO COMA CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (28,51 %) para el IPIMD, VEINTIDOS COMA CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO (22,44 %) para el IPC y del CUARENTA Y NUEVE COMA CERO CUATRO POR CIENTO (49,04 %) para el IS.

Que, de esta forma, la fórmula de actualización arroja una variación del VEINTICUATRO COMA SESENTA POR CIENTO (24,60 %) para el período diciembre 2016/ junio 2018, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS QUINIENTOS CUARENTA Y TRES MILLONES NOVECIENTOS TREINTA Y TRES MIL DOSCIENTOS OCHO ($ 543.933.208.-).

Que, por otra parte, en esta oportunidad se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 75/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que, consecuentemente, la remuneración anual de la transportista, a partir del 1 de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS QUINIENTOS CUARENTA Y TRES MILLONES CIENTO SETENTA Y DOS MIL CIENTO DIECIOCHO ($ 543.172.118.-).

Que, a partir del ingreso anual calculado para la transportista, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1 de agosto de 2018.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 75/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS UN MILLON CIENTO QUINCE MIL CINCUENTA Y NUEVE ($ 1.115.059.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el artículo 7 inciso d) de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en el artículo 56 incisos a), b) y s) de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNEA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

· por cada salida de 132 kV. ó 66 kV.: PESOS OCHENTA Y NUEVE CON SEISCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MILÉSIMAS ($ 89,659) por hora,

· por cada salida de 33 kV. ó 13,2 kV.: PESOS SESENTA Y SIETE CON DOSCIENTOS TREINTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 67,232) por hora,

· por transformador de rebaje dedicado: PESOS NUEVE CON CIENTO UN MILÉSIMAS ($ 9,101) por hora por MVA.

· por equipo de reactivo: PESOS NUEVE CON CIENTO UN MILÉSIMAS ($ 9,101) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

· para líneas de 200 kV: PESOS DOS MIL CINCUENTA CON NOVECIENTOS UN MILÉSIMAS ($ 2.050,901) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

· para líneas de 132 kV. ó 66 kV: PESOS UN MIL NOVECIENTOS SESENTA Y TRES CON DOSCIENTOS CATORCE MILÉSIMAS ($ 1.963,214) por hora por cada 100 km.

· para líneas de 33 kV. ó 13,2 kV: PESOS UN MIL NOVECIENTOS SESENTA Y TRES CON DOSCIENTOS CATORCE MILÉSIMAS ($ 1.963,214) por hora por cada 100 km.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos, en el valor de PESOS UN MILLÓN CIENTO QUINCE MIL CINCUENTA Y NUEVE ($ 1.115.059.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a TRANSNEA S.A., a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE), a la DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORRIENTES (DPEC); a RECURSOS Y ENERGÍA FORMOSA SOCIEDAD ANÓNIMA (REFSA), a SERVICIOS ENERGÉTICOS DEL CHACO; EMPRESA DEL ESTADO PROVINCIAL (SECHEEP), al ENTE REGULADOR DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS DE FORMOSA, ENERGÍA DE ENTRE RÍOS SOCIEDAD ANÓNIMA (ENERSA) y a COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron.

RESFC-2018-284-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34000 del 21/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.325/2017 (EX-2018-43892141-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 79/2017, N° 91/2017 y N° 520/2017, todos del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 79/2017, sus Similares rectificativas N° 91/2017 y N° 520/2017 se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSPA S.A.), con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSPA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido, es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que transcurridos SEIS (6) meses desde la entrada en vigencia de la remuneración resultante de la última actualización tarifaria, se debe verificar el resultado de la fórmula de la Cláusula Gatillo (CGn) para este semestre. A tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicados por el INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INDEC), del periodo diciembre 2017/junio 2018, que resultan del TREINTA COMA DIECINUEVE POR CIENTO (30,19 %) para el IPIM y del DIECISEIS COMA CERO TRES POR CIENTO (16,03 %) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67 %- IPIM y TREINSTA Y TRES POR CIENTO -33 %- IPC), la CGn arroja un resultado de VEINTICINCO COMA CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (25,52 %) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el semestre diciembre 2016/junio 2018 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el IPC e Índice de Salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2018 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”).

Que las variaciones obtenidas resultan del CUARENTA Y SIETE COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (47,81 %) para el IPIMD, del CUARENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (44,81 %) para el IPC y del TREINTA Y NUEVE COMA VEINTICINCO POR CIENTO (39,25 %) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del SIETE COMA CERO UNO POR CIENTO (7,01 %) para el IPIMD, OCHO COMA DIEZ POR CIENTO (8,10 %) para el IPC y del OCHENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y NUEVE POR CIENTO (84,89 %) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CUARENTA COMA TREINTA POR CIENTO (40,30 %) para el período diciembre 2016/junio 2018, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS QUINIENTOS CINCUENTA Y UN MILLONES SETECIENTOS SETENTA Y SEIS MIL NOVENTA Y UNO ($ 551.776.091.-).

Que, por otra parte, en esta oportunidad se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 79/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS QUINIENTOS CINCUENTA MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS CUARENTA Y OCHO ($ 550.989.548.-).

Que, a partir del ingreso anual calculado para la transportista, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1 de agosto de 2018.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 79/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS CUATROCIENTOS SETENTA MIL DOSCIENTOS SESENTA Y CINCO ($ 470.265.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el artículo 7 inciso d) de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en el artículo 56 incisos a), b) y s) de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSPA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

· por cada salida de 330 kV.: PESOS DOSCIENTOS VEINTINUEVE CON DOSCIENTOS TREINTA Y TRES MILÉSIMAS ($ 229,233) por hora,

· por cada salida de 132 kV. ó 66 kV.: PESOS NOVENTA Y UN CON SEISCIENTOS SESENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 91,668) por hora,

· por cada salida de 33 kV. ó 13,2 kV.: SESENTA Y OCHO PESOS CON SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 68,796) por hora,

· por transformador de rebaje dedicado: PESOS SEIS CON SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 6,796) por hora por MVA.

· por equipo de reactivo: PESOS SEIS CON SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 6,796) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

· para líneas de 330 kV: PESOS UN MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y OCHO CON SETECIENTOS CATORCE MILÉSIMAS ($ 1.658,714) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

· para líneas de 220 kV: PESOS UN MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y OCHO CON SETECIENTOS CATORCE MILÉSIMAS ($ 1.658,714) por hora por cada 100 km.

· para líneas de 132 kV. ó 66 kV: PESOS UN MIL QUINIENTOS OCHENTA Y CUATRO CON NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 1.584,996) por hora por cada 100 km.

· Remuneración por Operación y Mantenimiento del equipamiento de monitoreo de oscilaciones (SMO) aprobada por Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 603/2008: PESOS UN MILLÓN NOVENTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS DIEZ ($ 1.098.410.-) por año.

· Remuneración por Operación y Mantenimiento del equipamiento de control (Automatismo SIP) aprobada por Resolución ENRE N° 603/2008: PESOS TRES MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y CUATRO ($ 3.657.984.-) por año.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos, en el valor de PESOS CUATROCIENTOS SETENTA MIL DOSCIENTOS SESENTA Y CINCO ($ 470.265.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a TRANSPA S.A., a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA

ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

RESFC-2018-285-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34001 del 22/112018

VISTO el Expediente N° 50.326/2017 (EX-2018-43835313-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 521/2017 y N° 632/2017, todos del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 68/2017 y su Similar N° 521/2017 se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA ARGENTINA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A.), con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de DISTROCUYO S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido, es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, el mecanismo de actualización contempla una Cláusula Gatillo (CGn) que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicados por el INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INDEC), del periodo diciembre 2017/ junio 2018, que resultan del TREINTA COMA DIECINUEVE POR CIENTO (30,19 %) para el IPIM y del DIECISEIS COMA CERO TRES POR CIENTO (16,03 %) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67 %- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33 %- IPC), la CGn arroja un resultado de VEINTICINCO COMA CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (25,52 %) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2018 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CUARENTA Y SIETE COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (47,81 %) para el IPIMD, del CUARENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (44,81 %) para el IPC y del TREINTA Y NUEVE COMA VEINTICINCO POR CIENTO (39,25 %) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del CUARENTA Y DOS COMA CERO SEIS POR CIENTO (42,06 %) para el IPIMD, DIECISIETE COMA DIECINUEVE POR CIENTO (17,19 %) para el IPC y del CUARENTA COMA SETENTA Y CUATRO POR CIENTO (40,74 %) para el IS.

Que, de esta forma, la fórmula de actualización arroja una variación del CUARENTA Y TRES COMA OCHENTA POR CIENTO (43,80 %) para el período diciembre 2016/ junio 2018, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS SEISCIENTOS DIECINUEVE MILLONES CIENTO DIECIOCHO MIL SETECIENTOS VEINTE ($ 619.118.720.-).

Que por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 68/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS SEISCIENTOS DIECISIETE MILLONES OCHOCIENTOS OCHENTA MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y TRES ($ 617.880.483.-).

Que, a partir del ingreso anual calculado para la transportista, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones, que regirán a partir del 1 de agosto de 2018.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 68/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la transportista, se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS CUATROCIENTOS CUATRO MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y SIETE ($ 404.257.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el artículo 7 inciso d) de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en el artículo 56 incisos a), b), f) y s) de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA ARGENTINA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A.) con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

· Por cada salida de 220 kV.: PESOS TRESCIENTOS SEIS CON TRESCIENTOS TREINTA MILÉSIMAS ($ 306,330) por hora,

· Por cada salida de 132 kV. ó 66 kV.: PESOS CIENTO CINCUENTA Y TRES CON CIENTO OCHENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 153,184) por hora,

· Por cada salida de 33 kV. ó 13,2 kV.: PESOS CIENTO CATORCE CON NOVECIENTOS DIECISIETE MILÉSIMAS ($ 114,917) por hora,

· Por transformador de rebaje dedicado: PESOS DOCE CON CIENTO TREINTA MILÉSIMAS ($ 12,130) por hora por MVA.

· Por equipo de reactivo: PESOS DOCE CON CIENTO TREINTA MILÉSIMAS ($ 12,130) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

· Para líneas de 220 kV: PESOS TRES MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SIETE CON SETECIENTOS VEINTITRÉS MILÉSIMAS ($ 3.367,723) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

· Para líneas de 132 kV. ó 66 kV: PESOS TRES MIL DOSCIENTOS DIECIOCHO CON CUARENTA Y UN MILÉSIMAS ($ 3.218,041) por hora por cada 100 km.

· Por la Operación y Mantenimiento de la Desconexión Automática de Generación (DAG) de Lujan de Cuyo aprobada por Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 267/2005: PESOS CIENTO CUARENTA Y CUATRO MIL ONCE ($ 144.011.-) más IVA por mes.

· Por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo protección de barras instaladas en la Estación Transformadora (ET) San Juan, aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: PESOS CIENTO SETENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS VEINTISIETE ($ 175.327.-) más IVA por mes.

· Por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo protección de barras en la ET Cruz de Piedra, aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: PESOS CIENTO CINCO MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y UNO ($ 105.941.-) más IVA por mes.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista en el valor de PESOS CUATROCIENTOS CUATRO MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y SIETE ($ 404.257.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a DISTROCUYO S.A., a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESTE S.A.), a ENERGÍA SAN JUAN SOCIEDAD ANÓNIMA; al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE SAN JUAN; al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE MENDOZA, a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPUBLICA

ARGENTINA (ADERE), a HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES SOCIEDAD ANÓNIMA; a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

RESFC-2018-286-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34001 del 22/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.327/2017 (EX-2018-43892333-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 71/2017, N° 165/2017, N° 522/2017, todos del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 71/2017, sus Similares rectificativas N° 165/2017 y N° 522/2017 se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado del ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUEN (EPEN) TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de EPEN y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, el mecanismo de actualización contempla una Cláusula Gatillo (CGn) que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicados por el INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INDEC), del periodo diciembre 2017/junio 2018, que resultan del TREINTA COMA DIECINUEVE POR CIENT (30,19 %) para el IPIM y del DIECISEIS COMA CERO TRES POR CIENTO (16,03 %) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67 %- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33 %- IPC), la CGn arroja un resultado de VEINTICINCO COMA CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (25,52 %) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el semestre diciembre 2016/junio 2018 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) y Índice de Salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC, que resultan del CUARENTA Y SIETE COA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (47,81 %), CUARENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (44,81 %) y TREINTA Y NUEVE COMA VEINTICINCO POR CIENTO (39,25 %) respectivamente.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del TREINSTA Y OCHO COMA OCHENTA Y SEIS POR CIENTO (38,86 %) para el IPIMD, DOCE COMA SESENTA Y TRES POR CIENTO (12,63 %) para el IPC y del CUARENTA Y OCHO COMA CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (48,51 %) para el IS.

Que, de esta forma, la fórmula de actualización arroja una variación del CUARENTA Y TRES COMA VEINTIOCHO POR CIENTO (43,28 %) para el semestre diciembre 2016/junio 2018.

Que consecuentemente la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018 es de PESOS DOSCIENTOS NOVENTA Y SEIS MILLONES TRESCIENTOS CATORCE MIL TRES ($ 296.314.003.-).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 71/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que la remuneración anual de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS DOSCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES NOVECIENTOS MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y OCHO ($ 295.900.388.-).

Que, a partir del ingreso anual calculado para la transportista, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1 de agosto de 2018.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 71/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS DOSCIENTOS CUATRO MIL OCHOCIENTOS VEINTITRES ($ 204.823.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

Que se ha emitido el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el artículo 7 inciso d) de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y artículo 56 incisos a), b) y s) de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para el ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) - TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

· Por cada salida de 132 kV o 66 kV.: PESOS CIENTO CUARENTA Y CUATRO CON CUATROCIENTOS SETENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 144,474) por hora.

· Por cada salida de 33 kV o 13,2 kV.: PESOS CIENTO OCHO CON TRESCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 108,354) por hora.

· Por transformador de rebaje dedicado: PESOS ONCE CON DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 11,245) por hora por MVA.

· Por equipo de reactivo: PESOS ONCE CON DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 11,245) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

· Para líneas de 132 kV o 66 kV: PESOS TRES MIL SETENTA Y CUATRO CON OCHENTA Y TRES MILÉSIMAS ($ 3.074,083) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos, en el valor de pesos PESOS DOSCIENTOS CUATRO MIL OCHOCIENTOS VEINTITRES ($ 204.823) a partir del 1 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; al ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL; a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron.

RESFC-2018-287-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34001 del 22/11/2018

VISTO el Expediente N° 50.328/2017 (EX-2018-43892244-APN-SD#ENRE), las Resoluciones ENRE N° 69/2017, N° 86/2017, N° 523/2017, todas del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 69/2017, sus Similares rectificativa N° 86/2017 y N° 523/2017 se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSCOMAHUE S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSCOMAHUE S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que el mecanismo de actualización contempla una Cláusula Gatillo (CGn) que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) publicados por el INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INDEC), del periodo diciembre 2017/ junio 2018, que resultan del TREINTA COMA DIECINUEVE POR CIENTO (30,19 %) para el IPIM y del DIECISEIS COMA CERO TRES POR CIENTO (16,03 %) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67 %- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33 %- IPC), la CGn arroja un resultado de VEINTICINCO COMA CINCUENTA Y DOS POR CIENTO (25,52 %) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de Precios al Consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2018 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CUARENTA Y SIETE COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (47,81 %) para el IPIMD, del CUARENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (44,81 %) para el IPC y del TREINTA Y NUEVE COMA VEINTICINCO POR CIENTO (39,25 %) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del VEINTIDÓS COMA NOVENTA Y UNO POR CIENTO (22,91 %) para el IPIMD, NUEVE COMA CUATRO POR CIENTO (9,4 %) para el IPC y del SESENTA Y SIETE COMA SESENTA Y NUEVE POR CIENTO (67,69 %) para el IS.

Que, de esta forma, la fórmula de actualización arroja una variación del CUARENTA Y UNO COMA SETENTA Y CUATRO POR CIENTO (41,74 %) para el período diciembre 2016/junio 2018, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS CIENTO CINCUENTA Y NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS SIETE MIL SETENTA Y UNO ($ 159.807.071.).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 69/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2018 es del CERO COMA DOS POR CIENTO (0,2 %).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1 de agosto de 2018, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS CIENTO CINCUENTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS OCHENTA Y UN MIL QUINIENTOS SETENTA Y DOS ($ 159.581.572.-).

Que, a partir del ingreso anual calculado para la transportista, se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1 de agosto de 2018.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 69/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la transportista, se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de $ 121.247 a partir del 1 de agosto de 2018.

Que se ha realizado el correspondiente dictamen jurídico conforme lo requerido por el artículo 7 inciso d) de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en el artículo 56 incisos a), b) y s) de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSCOMAHUE S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de agosto de 2018:

Remuneración por Conexión:

· Por cada salida de 132 kV o 66 kV.: PESOS NOVENTA Y TRES CON SEISCIENTOS SETENTA MILÉSIMAS ($ 93,670) por hora,

· Por cada salida de 33 kV o 13,2 kV.: PESOS SETENTA CON DOSCIENTOS TREINTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 70,232) por hora,

· Por transformador de rebaje dedicado: PESOS SIETE CON CIENTO SESENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 7,168) por hora por MVA.

· Por equipo de reactivo: PESOS SIETE CON CIENTO SESENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 7,168) por hora por MVAr.

Remuneración por Capacidad de Transporte:

· Para líneas de 132 kV o 66 kV: PESOS DOS MIL VEINTICINCO CON CUATROCIENTOS CUARENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 2.025,446) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de PESOS CIENTO VEINTIUN MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE ($ 121.247.-) a partir del 1 de agosto de 2018.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; a TRANSCOMAHUE S.A; a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTÍCULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Laura Gisela Giumelli - Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron.

Normativas ENRE Año 2019

RESFC-2019-264-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar, para la DISTROCUYO S.A., los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 220 KV.: $ 463,530 por hora; por cada salida de 132 KV O 66 KV.: $ 231,794 por hora; por cada salida de 33 kv o 13,2 kv.: $ 173,890 por hora; por Transformador de Rebaje $ 18,355 por hora por MVA; por Equipo de Reactivo: $ 18,355 por hora por MVAR; Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 220 KV: $ 5.095,942 por hora por cada 100 KM; para líneas DE 132 KV O 66 KV: $ 4.869,448 por hora por cada 100 KM; por la Operación y Mantenimiento de la DAG de Luján de Cuyo aprobada por Resolución ENRE N° 267/2005: $ 217.913 más IVA por mes; por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo Protección de barras instaladas en la E.T. San Juan aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: $ 265.299 más IVA por mes: por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo Protección de barras E.T. Cruz de Piedra aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: $ 160.308 más IVA por mes.

RESFC-2019-265-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar, para EPEN -Transportista por Distribución Troncal, los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 KV O 66 KV: $ 216,582 por hora, por cada salida de 33 KV O 13,2 KV: $ 162,435 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado: $ 16,857 por hora por MVA, por Equipo de Reactivo: $ 16,857 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 132 KV O 66 KV: $ 4.608,382 por hora por cada 100 KM.

RESFC-2019-267-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar, para TRANSBA S.A. los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida DE 220 KV.: $ 375,015 por hora, por cada salida de 132 KV O 66 KV: $ 187,505 por hora, por cada salida de 33 KV O 13,2 KV: $ 140,614 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado: $ 14,99 por hora por MVA. por Equipo de Reactivo: $ 14,996 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 220 KV: $ 4.225,431 por hora por cada 100 KM; para líneas de 132 KV O 66 KV: $ 4.037,681 por hora por cada 100 KM.

RESFC-2019-268-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSCOMAHUE S.A. los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 KV O 66 KV: $ 136,932 por hora, por cada salida de 33 KV O 13,2 KV: $ 102,669 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado: $ 10,478 por hora por MVA. por Equipo de Reactivo: $ 10,478 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 132 KV O 66 KV: $ 2.960,915 por hora 100 KM.

RESFC-2019-269-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar, para TRANSENER S.A., los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 500 KV: $ 1.591,746 por hora, por cada salida de 220 KV: $ 1.432,493 por hora, por cada salida de 132 KV. O 66 KV.: $ 1.273,466 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado $ 10,190 por hora por MVA. por Equipo de Reactivo: $ 10,190 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 500 KV: $ 3.039,754 por hora por cada 100 KM. para líneas de 220 O 132 KV: $ 2.533,125 por hora por cada 100 km ·por el concepto de Operación y Mantenimiento de la Ampliación de Servicios Auxiliares en la Estación Cerrito de la Costa: $ 81.232 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para SMO: $ 496.145 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la DAG COMAHUE: $ 1.389.083 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento correspondiente a la Etapa 2 del Automatismo de Desconexión Automática de Transmisión Ezeiza - Rodríguez asignada a TRANSENER S.A.: $ 224.670 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de DAG/DAD NEA: $ 2.175.418 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la DAG NOA TRAMO 1 NOA- Centro: $ 1.468.731 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la DAG NOA, TRAMO 2 Centro- Litoral: $ 802.650 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la DAG NOA, TRAMO 3 Cobos-Resistencia: $ 1.099.982 más IVA por mes. por la Operación y Mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la DAG Gran Mendoza: $ 2.471.332 más IVA por mes.

RESFC-2019-270-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSNEA S.A. los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 KV O 66 KV: $ 133,849 por hora, por cada salida de 33 KV O 13,2 KV: $ 100,36 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado: $ 13,587 por hora por MVA. por Equipo de Reactivo: $ 13,587 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Boletín Oficial Nº 34.208 - Primera Sección 48 lunes 30 de septiembre de 2019 Transporte: para líneas de 200 KV: $ 3.061,734 por hora por cada 100 km. para líneas de 132 KV o 66 KV: $ 2.930,829 por hora por cada 100 KM. para líneas de 33 KV O 13,2 KV: $ 2.930,829 por hora por cada 100 km

RESFC-2019-271-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar para TRANSNOA S.A los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 KV o 66 KV.: $ 136,553 por hora, por cada salida de 33 KV O 13,2 KV.: $ 102,454 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado: $ 15,076 por hora por MVA. por Equipo de Reactivo: $ 15,076 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 132 KV O 66 KV: $ 2.992,301 por hora por cada 100 km

RESFC-2019-272-APN-DIRECTORIO-ENRE

Aprobar PARA TRANSPA S.A. los Valores Horarios a aplicar al Equipamiento Regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 330 KV.: $ 327,088 por hora, por cada salida de 132 KV O 66 KV: $ 130,800 por hora, por cada salida de 33 KV O 13,2 KV: $ 98,164 por hora, por Transformador de Rebaje Dedicado: $ 9,697 por hora por MVA. por Equipo de Reactivo: $ 9,697 por hora por MVAR. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 330 KV: $ 2.366,789 por hora por cada 100 km. para líneas de 220 KV: $ 2.366,789 por hora por cada 100 km. para líneas de 132 KV O 66 KV: $ 2.261,602 por hora por cada 100 KM. Remuneración por Operación y Mantenimiento del Equipamiento de SMO aprobada por Resolución ENRE N° 603/2008: $ 1.567.301 por año. Remuneración por Operación y Mantenimiento del Equipamiento de Control, Automatismo SIP aprobada por Resolución ENRE N° 603/2008: $ 5.219.509 por año.

RESFC-2019-264-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.207 del 27/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-81303770-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 68/2017 y N° 521/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 68/2017 y la Resolución ENRE N° 521/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRASNPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO SODIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de DISTROCUYO S.A. S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 14.1.3, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2019 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%) para el IPIMD, del CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) para el IPC y del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del CUARENTA Y DOS COMA SEIS POR CIENTO (42,06%) para el IPIMD, DIECISIETE COMA DIECINUEVE POR CIENTO (17,19%) para el IPC y del CUARENTA COMA SETENTA Y CUATRO POR CIENTO (40,74%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO DIECISIETE COMA CINCUENTA Y SEIS POR CIENTO (117,56%) para el período diciembre 2016/ junio 2019, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS NOVECIENTOS TREINTA Y SEIS MILLONES SEISCIENTOS OCHENTA Y UN MIL DOSCIENTOS TREINTA Y NUEVE ($ 936.681.239).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 68/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS NOVECIENTOS TREINTA Y CUATRO MILLONES NOVECIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MIL CIENTO SIETE ($ 934.959.107).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 68/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS SEISCIENTOS ONCE MIL SETECIENTOS DIEZ ($ 611.710) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar, para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A. S.A. S.A.), los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: Por cada salida de 220 kV.: CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES PESOS CON QUINIENTOS TREINTA MILÉSIMAS ($ 463,530) por hora; Por cada salida de 132 kV o 66 kV.: DOSCIENTOS TREINTA Y UN PESOS CON SETECIENTOS NOVENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 231,794) por hora; Por cada salida de 33 kV o 13,2 kV.: CIENTO SETENTA Y TRES PESOS CON OCHOCIENTOS NOVENTA MILÉSIMAS ($ 173,890) por hora; por transformador de rebaje dedicado: DIECIOCHO PESOS CON TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 18,355) por hora por MVA; Por equipo de reactivo: DIECIOCHO PESOS CON TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 18,355) por hora por MVAr; Remuneración por Capacidad de Transporte: Para líneas de 220 Kv: CINCO MIL NOVENTA Y CINCO PESOS CON NOVECIENTAS CUARENTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 5.095,942) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km); Para líneas de 132 kV o 66 Kv: CUATRO MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y NUEVE PESOS CON CUATROCIENTOS CUARENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 4.869,448) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km); Por la Operación y Mantenimiento de la DAG de Lujan de Cuyo aprobada por Resolución ENRE N° 267/2005: PESOS DOSCIENTOS DIECISIETE MIL CIENTO NOVECIENTOS TRECE ($ 217.913) más IVA por mes; Por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo protección de barras instaladas en la E.T. San Juan aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: PESOS DOSCIENTOS SESENTA Y CINCO MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y NUEVE ($ 265.299) más IVA por mes: Por la Operación y Mantenimiento del Despeje Automático de Demanda y Pseudo protección de barras E.T. Cruz de Piedra aprobada por Resolución ENRE N° 943/2005: PESOS CIENTO SESENTA MIL TRESCIENTOS OCHO ($ 160.308) más IVA por mes.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos SEISCIENTOS ONCE MIL SETECIENTOS DIEZ ($ 611.710) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE CUYO SOCIEDAD ANÓNIMA (DISTROCUYO S.A.), a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESTE S.A.), a ENERGIA SAN JUAN SOCIEDAD ANÓNIMA, , a HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES SOCIEDAD ANÓNIMA, a HIDROELÉCTRICA DIAMANTE SOCIEDAD ANÓNIMA, a HIDROELÉCTRICA RIO JURAMENTO SOCIEDAD ANÓNIMA, al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE SAN JUAN, al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD DE MENDOZA, A LA ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADERE); a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA) a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

RESFC-2019-265-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.207 del 27/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85462415-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 71/2017, N° 165/2017 y N° 522/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 71/2017, su rectificativa Resolución ENRE N° 165/2017 y la Resolución ENRE N° 522/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado del ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUEN (EPEN), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de EPEN y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 12.3, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/ junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el semestre diciembre 2016/junio 2019 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y índice de salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC, que resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%), CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) y NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) respectivamente.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del TREINTA Y OCHO COMA OCHENTA Y SEIS POR CIENTO (38,86%) para el IPIMD, DOCE COMA SESENTA Y TRES POR CIENTO (12,63%) para el IPC y del CUARENTA Y OCHO COMA CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (48,51%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO CATORCE COMA OCHENTA Y NUEVE POR CIENTO (114,89%) para el semestre diciembre 2016/junio 2019.

Que consecuentemente la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 es de PESOS CUATROCIENTO CUARENTA Y CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS TRECEMIL OCHOCIENTOS TREINTA Y OCHO ($ 444.413.838).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 71/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS CUATROCIENTOS CUARENTA Y TRES MILLONES QUINIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS OCHO ($ 443.586.608).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N°71/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS TRESCIENTOS SIETE MIL CINCUENTA Y DOS ($ 307.052) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar, para el ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) - TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL, los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 kV o 66 kV: DOSCIENTOS DIECISEIS PESOS CON QUINIENTOS OCHENTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 216,582) por hora, por cada salida de 33 kV o 13,2 kV: CIENTO SESENTA Y DOS PESOS CON CUATROCIENTOS TREINTA Y CINCO MILÉSIMAS ($ 162,435) por hora, por transformador de rebaje dedicado: DIECISEIS PESOS CON OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 16,857) por hora por MVA, por equipo de reactivo: DIECISEIS PESOS CON OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 16,857) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 132 kV o 66 Kv: CUATRO MIL SEISCIENTOS OCHO PESOS CON TRESCIENTOS OCHENTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 4.608,382) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de PESOS TRESCIENTOS SIETE MIL CINCUENTA Y DOS ($ 307.052) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; al ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN) -TRANSPORTISTA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL; a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADERE); a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 27/09/2019 N° 73615/19 v. 27/09/2019

RESFC-2019-267-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.207 del 27/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85462472-APN-SD#ENRE y las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 73/2017, N° 88/2017 y N° 517/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 73/2017, su rectificativa Resolución ENRE N° 88/2017 y la Resolución ENRE 517/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSBA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 14.1.3, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el periodo diciembre 2016/junio 2019 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y índice de salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC, que resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%), CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) y NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) respectivamente.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del CUARENTA COMA DIECINUEVE POR CIENTO (40,19%) para el IPIMD, TRECE COMA SESENTA Y SEIS POR CIENTO (13,66%) para el IPC y del CUARENTA Y SEIS COMA QUINCE POR CIENTO (46,15%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO QUINCE COMA SETENTA Y CINCO POR CIENTO (115,75%) para el semestre diciembre 2016/junio 2019.

Que consecuentemente la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 es de PESOS TRES MIL CUATROCIENTO SESENTA MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y TRES MIL SETENTA ($ 3.460.833.070).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 73/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS TRESMIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS DIECISEIS MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y SIETE ($ 3.454.416.697).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 73/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos

términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS TRES MILLONES NOVECIENTOS QUINCE MIL SEISCIENTOS VEINTIOCHO ($ 3.915.628) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar, para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 220 kV.: TRESCIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS CON QUINCE MILÉSIMAS ($ 375,015) por hora, por cada salida de 132 kV o 66 kV: CIENTO OCHENTA Y SIETE PESOS CON QUINIENTOS CINCO MILÉSIMAS ($ 187,505) por hora, por cada salida de 33 kV o 13,2 kV: CIENTO CUARENTA PESOS CON SEISCIENTOS CATORCE MILÉSIMAS ($ 140,614) por hora, por transformador de rebaje dedicado: CATORCE PESOS CON NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 14,996) por hora por MVA. Por equipo de reactivo: CATORCE PESOS CON NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 14,996) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 220 Kv: CUATRO MIL DOSCIENTOS VEINTICINCO PESOS CON CUATROCIENTOS TREINTA Y UN MILÉSIMAS ($ 4.225,431) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km); para líneas de 132 kV o 66 Kv: CUATRO MIL TREINTA Y SIETE PESOS CON SEISCIENTOS OCHENTA Y UN MILÉSIMAS ($ 4.037,681) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos TRES MILLONES NOVECIENTOS QUINCE MIL SEISCIENTOS VEINTIOCHO PESOS ($ 3.915.628) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.); A LA ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADERE); a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), al ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (OCEBA) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 27/09/2019 N° 73616/19 v. 27/09/2019

RESFC-2019-268-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.207 del 27/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85463640-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 69/2017, N° 86/2017 y N° 523/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 69/2017, su rectificativa Resolución ENRE N° 86/2017 y la Resolución ENRE 523/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE TRANSCOMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSCOMAHUE S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSCOMAHUE S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 13.1.2, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/ junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2019 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%) para el IPIMD, del CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) para el IPC y del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del VEINTIDOS COMA NOVENTA Y UNO POR CIENTO (22,91%) para el IPIMD, NUEVE COMA CUATRO POR CIENTO (9,4%) para el IPC y del SESENTA Y SIETE COMA SESENTA Y NUEVE POR CIENTO (67,69%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO SIETE COMA TREINTA Y UNO POR CIENTO (107,31%) para el período diciembre 2016/junio 2019, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS DOSCIENTOS TREINTA Y TRES MILLONES SETECIENTOS TREINTA Y SEIS MIL QUINIENTOS SESENTA Y CINCO ($ 233.736.565).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 69/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS DOSCIENTOS TREINTA Y TRES MILLONES DOSCIENTOS OCHENTA Y CINCO MIL QUINIENTOS SESENTA Y SIETE ($ 233.285.567).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N°69/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS CIENTO SETENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SEIS ($ 177.246) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL COMAHUE TRANSCOMAHUE SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSCOMAHUE S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 kV o 66 kV: CIENTO TREINTA Y SEIS PESOS CON NOVECIENTOS TREINTA Y DOS MILÉSIMAS ($ 136,932) por hora, por cada salida de 33 kV o 13,2 kV: CIENTO DOS PESOS CON SEISCIENTOS SESENTA Y NUEVE MILÉSIMAS ($ 102,669) por hora, por transformador de rebaje dedicado: DIEZ PESOS CON CUATROCIENTOS SETENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 10,478) por hora por MVA. Por equipo de reactivo: DIEZ PESOS CON CUATROCIENTOS SETENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 10,478) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 132 kV o 66 Kv: DOS MIL NOVECIENTOS SESENTA PESOS CON NOVECIENTOS QUINCE MILÉSIMAS ($ 2.960,915) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos CIENTO SETENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SEIS PESOS ($ 177.246) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; a TRANSCOMAHUE S.A.; a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADERE), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA) y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 27/09/2019 N° 73617/19 v. 27/09/2019

RESFC-2019-269-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.207 del 27/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85462167-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 66/2017, N° 84/2017, N° 139/2017 y N° 516/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 66/2017, sus rectificativas las resoluciones ENRE N° 84/2017 y N° 139/2017, y la Resolución ENRE N° 516/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSENER S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 14.1.4, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, a tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/ junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), del Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y del Índice de Salarios Nivel General (IS) publicados por el INDEC al mes de junio 2019 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%) para el IPIMD, del CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) para el IPC y del NOVENTA Y CIENCO POR CIENTO (95%) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del TREINTA COMA OCHENTA Y UNO POR CIENTO (30,81%) para el IPIMD, QUINCE COMA CINCUENTA Y CINCO POR CIENTO (15,55%) para el IPC y del CINCUENTA Y TRES COMA SESENTA Y CUATRO POR CIENTO (53,64%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO DOCE COMA CUARENTA Y UNO POR CIENTO (112,41%) para el período diciembre 2016/junio 2019, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS SIETE MIL QUINIENTOS SIETE MILLONES QUINIENTOS SETENTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS VEINTICINCO ($ 7.507.577.925).

Que, por otra parte, se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 66/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS SIETE MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y TRES MILLONES CUATROCIENTOS CUARENTA MIL OCHENTA ($ 7.493.440.080).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 66/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de DIECIOCHO MILLONES OCHOCIENTOS OCHENTA MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y CINCO ($ 18.880.875) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar, para la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: Por cada salida de 500 kV: MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN PESOS CON SETECIENTOS CUARENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 1.591,746) por hora, Por cada salida de 220 kV: MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y DOS PESOS CON CUATROCIENTOS NOVENTA Y TRES MILÉSIMAS ($ 1.432,493) por hora, Por cada salida de 132 kV. o 66 kV.: MIL DOSCIENTOS SETENTA Y TRES PESOS CON CUATROCIENTOS SESENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 1.273,466) por hora, Por transformador de rebaje dedicado: DIEZ PESOS CON CIENTO NOVENTA MILÉSIMAS ($ 10,190) por hora por MVA. Por equipo de reactivo: DIEZ PESOS CON CIENTO NOVENTA MILÉSIMAS ($ 10,190) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: Para líneas de 500 Kv: TRES MIL TREINTA Y NUEVE PESOS CON SETECIENTAS CINCUENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 3.039,754) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). Para líneas de 220 o 132 Kv: DOS MIL QUINIENTOS TREINTA Y TRES PESOS CON CIENTO VEINTICINCO MILÉSIMAS ($ 2.533,125) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). ·Por el concepto de Operación y Mantenimiento de la Ampliación de Servicios Auxiliares en la Estación CERRITO DE LA COSTA: PESOS OCHENTA Y UN MIL DOSCIENTOS TREINTA Y DOS ($ 81.232) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para el Sistema de Monitoreo de Oscilaciones (SMO): PESOS CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS MIL CIENTO CUARENTA Y CINCO ($ 496.145) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) Comahue: PESOS UN MILLÓN TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL OCHENTA Y TRES ($ 1.389.083) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento correspondiente a la Etapa DOS (2) del Automatismo de Desconexión Automática de Transmisión Ezeiza - Rodríguez asignada a TRANSENER S.A.: PESOS DOSCIENTOS VENTICUATRO MIL SEISCIENTOS SETENTA ($ 224.670) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación/Demanda de Exportación (DAG/DAD) NEA: PESOS DOS MILLONES CIENTO SETENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS DIECIOCHO ($ 2.175.418) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA Tramo 1 NOA- Centro: PESOS UN MILLÓN CUATROCIENTOS SESENTA Y OCHO MIL SETECIENTOS TREINTA Y UN ($ 1.468.731) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA, Tramo 2 Centro- Litoral: PESOS OCHOCIENTOS DOS MIL SEISCIENTOS CINCUENTA ($ 802.650) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) NOA, Tramo 3 Cobos- Resistencia: PESOS UN MILLÓN NOVENTA Y NUEVE MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y DOS ($ 1.099.982) más IVA por mes. Por la operación y mantenimiento a realizar por TRANSENER S.A. para la Desconexión Automática de Generación (DAG) Gran Mendoza: PESOS DOS MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y UN MIL TRESCIENTOS TREINTA Y DOS ($ 2.471.332) más IVA por mes.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos DIECIOCHO MILLONES OCHOCIENTOS OCHENTA MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS ($ 18.880.875) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA

ARGENTINA (ADERE), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 27/09/2019 N° 73618/19 v. 27/09/2019

RESFC-2019-270-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.208 del 30/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85462714-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 75/2017, N° 89/2017 y N° 519/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 75/2017, su rectificativa Resolución ENRE N° 89/2017, y la Resolución ENRE 519/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de LA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNEA S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSNEA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 14.3, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, transcurridos seis meses desde la entrada en vigencia de la remuneración resultante de la última actualización tarifaria, se debe verificar el resultado de la fórmula de la cláusula gatillo (CGn) para este semestre. A tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el semestre diciembre 2016/junio 2019 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y índice de salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2019 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%) para el IPIMD, del CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) para el IPC y del NOVENTA Y CIENCO POR CIENTO (95%) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del VEINTIOCHO COMA CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (28,51%) para el IPIMD, VEINTIDOS COMA CUARENTA Y CUATRO POR CIENTO (22,44%) para el IPC y del CUARENTA Y NUEVE COMA CERO CUATRO POR CIENTO (49,04%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO TRECE COMA CUARENTA Y NUEVE POR CIENTO (113,49%) para el semestre diciembre 2016/junio 2019, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS OCHOCIENTOS DOCE MILLONES CUATROCIENTOS OCHO MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y CINCO ($ 812.408.985).

Que, por otra parte, en esta oportunidad se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 75/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS OCHOCIENTOS DIEZ MILLONES OCHOCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS CUATRO ($ 810.886.804).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 75/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS UN MILLÓN SEISCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS CUAENTA Y UNO ($ 1.664.641) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNEA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 kV o 66 kV: CIENTO TREINTA Y TRES PESOS CON OCHOCIENTOS CUARENTA Y NUEVE MILÉSIMAS ($ 133,849) por hora, por cada salida de 33 kV o 13,2 kV: CIEN PESOS CON TRESCIENTOS SESENTA Y NUEVE MILÉSIMAS ($ 100,369) por hora, por transformador de rebaje dedicado: TRECE PESOS CON QUINIENTOS OCHENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 13,587) por hora por MVA. Por equipo de reactivo: TRECE PESOS CON QUINIENTOS OCHENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 13,587) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 200 Kv: TRES MIL SESENTA Y UN PESOS CON SETECIENTOS TREINTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 3.061,734) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). Para líneas de 132 kV o 66 Kv: DOS MIL NOVECIENTOS TREINTA PESOS CON OCHOCIENTOS VEINTINUEVE MILÉSIMAS ($ 2.930,829) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). Para líneas de 33 kV o 13,2 Kv: DOS MIL NOVECIENTOS TREINTA PESOS CON OCHOCIENTOS VEINTINUEVE MILÉSIMAS ($ 2.930,829) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de PESOS UN MILLON SEISCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y UNO ($ 1.664.641) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNEA S.A.); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADERE); a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), a la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); a la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA); a la DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORRIENTES (DPEC); a RECURSOS Y ENERGÍA FORMOSA SOCIEDAD ANÓNIMA (REFSA S.A.), a SERVICIOS ENERGÉTICOS DEL CHACO; EMPRESA DEL ESTADO PROVINCIAL (SECHEEP), al ENTE REGULADOR DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS DE FORMOSA, y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 30/09/2019 N° 73619/19 v. 30/09/2019

RESFC-2019-271-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.208 del 30/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85463294-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 77/2017, N° 90/2017 y N° 518/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 77/2017, su rectificativa Resolución ENRE N° 90/2017 y la Resolución ENRE 518/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSNOA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 13.3, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, transcurridos seis meses desde la última actualización tarifaria, se debe verificar el resultado de la fórmula de la cláusula gatillo (CGn) para este semestre. A tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el semestre diciembre 2016/junio 2019 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y índice de salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2019 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%) para el IPIMD, del CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) para el IPC y del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del TREINTA Y CINCO COMA DOS POR CIENTO (35,02%) para el IPIMD, VEINTISEIS COMA TREINTA Y CINCO POR CIENTO (26,35%) para el IPC y del TREINTA Y OCHO COMA SESENTA Y TRES POR CIENTO (38,63%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del CIENTO DIECISIETE COMA TREINTA Y SEIS POR CIENTO (117,36%) para el semestre diciembre 2016/junio 2019, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 resultante de la fórmula de actualización es de PESOS DOS MIL CIENTO NOVENTA MILLONES CUATRO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y OCHO ($ 2.190.004.998).

Que, por otra parte, en esta oportunidad se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 77/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS DOS MIL CIENTO OCHENTA Y CINCO MILLONES NOVECIENTOS SETENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y SEIS ($ 2.185.974.786).

Que a partir del ingreso anual calculado para la transportista se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 77/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS DOS MILLONES CINCUENTA Y CINCO MIL TREINTA Y UNO ($ 2.055.031) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 132 kV o 66 kV.: CIENTO TREINTA Y SEIS PESOS CON QUINIENTOS CINCUENTA Y TRES MILÉSIMAS ($ 136,553) por hora, por cada salida de 33 kV o 13,2 kV.: CIENTO DOS PESOS CON CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 102,454) por hora, por transformador de rebaje dedicado: QUINCE PESOS CON SETENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 15,076) por hora por MVA. Por equipo de reactivo: QUINCE PESOS CON SETENTA Y SEIS MILÉSIMAS ($ 15,076) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 132 kV o 66 Kv: DOS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y DOS PESOS CON TRESCIENTAS Y UN MILÉSIMAS ($ 2.992,301) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km).

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de pesos DOS MILLONES CINCUENTA Y CINCO MIL TREINTA Y UN PESOS ($ 2.055.031) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO ENERGÍA; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSNOA S.A.); a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADERE); a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA); a las Autoridades Regulatorias de Energía Eléctrica de las Provincias de TUCUMAN, SALTA, JUJUY, SANTIAGO DEL ESTERO, LA RIOJA, CATAMARCA; a la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE TUCUMÁN SOCIEDAD ANÓNIMA (EDET S.A.); a la EMPRESA JUJEÑA DE ENERGÍA SOCIEDAD ANÓNIMA (EJESA); a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE SANTIAGO DEL ESTERO SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESE S.A.), a la CENTRAL TÉRMICA GÜEMES S.A. y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 30/09/2019 N° 73620/19 v. 30/09/2019

RESFC-2019-272-APN-DIRECTORIO-ENRE

Publicada en el Boletín Oficial N° 34.208 del 30/09/2019

BUENOS AIRES, 25 DE SEPTIEMBRE DE 2019

VISTO el expediente EX-2019-85462588-APN-SD#ENRE, las Resoluciones del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 79/2017, N° 91/2017 y N° 520/2017, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENRE N° 79/2017, su rectificativa Resolución ENRE N° 91/2017 y la Resolución ENRE 520/2017, se dispuso, entre otras cosas, la aprobación de los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSPA S.A.), con vigencia a partir del 1° de febrero de 2017, del mecanismo de actualización de la remuneración de TRANSPA S.A. y del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista.

Que el objetivo del mecanismo de actualización establecido es que el valor de la remuneración que percibe la Transportista se mantenga durante todo el período tarifario de CINCO (5) años en términos reales.

Que, en función de lo establecido en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, Cláusula 12.1.3, el mecanismo de actualización contempla una cláusula gatillo que pondera la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente.

Que, transcurridos seis meses desde la última actualización tarifaria, se debe verificar el resultado de la fórmula de la cláusula gatillo (CGn) para este semestre. A tal fin, corresponde considerar la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) y el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicados por el INDEC, del periodo diciembre 2018/junio 2019, que resultan del VEINTE COMA OCHENTA Y CUATRO POR CIENTO (20,84%) para el IPIM y del VEINTIUNO COMA NOVENTA POR CIENTO (21,90%) para el IPC.

Que dadas las ponderaciones que fueran establecidas en la fórmula (SESENTA Y SIETE POR CIENTO -67%- IPIM y TREINTA Y TRES POR CIENTO -33%- IPC), la cláusula gatillo (CGn) arroja un resultado de VEINTIUNO COMA DIECINUEVE POR CIENTO (21,19%) que habilita el ajuste semestral de la remuneración de la transportista, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la RTI.

Que la fórmula de actualización sobre la remuneración (Rn) considera las variaciones observadas en el semestre diciembre 2016/junio 2019 del Índice de Precios Internos al por Mayor, apertura D “Productos Manufacturados” (IPIMD), el Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) y índice de salarios nivel general (IS) publicados por el INDEC al mes de junio de 2019 (“m-2”), manteniendo como base al mes de diciembre de 2016 (“k-2”). Las variaciones obtenidas resultan del CIENTO TREINTA Y SEIS COMA CINCUENTA Y SIETE POR CIENTO (136,57%) para el IPIMD, del CIENTO VEINTICUATRO COMA SESENTA Y UNO POR CIENTO (124,61%) para el IPC y del NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) para el IS.

Que la ponderación de cada índice definida de acuerdo a la estructura de costos e inversiones promedio para el periodo 2017/2021 en la RTI, es del SIETE COMA CERO UNO POR CIENTO (7,01%) para el IPIMD, OCHO COMA DIEZ POR CIENTO (8,10%) para el IPC y del OCHENTA Y CUATRO COMA OCHENTA Y NUEVE POR CIENTO (84,89%) para el IS.

Que de esta forma la fórmula de actualización arroja una variación del 100,31% para el semestre diciembre 2016/junio 2019, que se debe aplicar a la remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero 2017 (Ro).

Que consecuentemente la remuneración anual (Rn) de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019 es de PESOS SETECIENTOS OCHENTA Y SIETE MILLONES SETECIENTO SESENTA Y NUEVE MIL OCHOCIENTO OCHENTA Y CUATRO ($ 787.769.884).

Que, por otra parte, en esta oportunidad se debe proceder con el ajuste a la remuneración establecido en el Anexo IV de la Resolución ENRE N° 79/2017, en virtud del factor de estímulo a la eficiencia (Factor X), que para el año 2019 es del CERO COMA CUATRO POR CIENTO (0,4%).

Que consecuentemente la remuneración anual de la transportista a partir del 1° de agosto de 2019, resultante de la fórmula de actualización y ajustada por el factor de estímulo a la eficiencia, es de PESOS SETECIENTOS OCHANTA Y SEIS MILLONES CIENTO NOVENTA Y SEIS MIL SETECIENTOS NOVENTA Y OCHO ($ 786.196.798).

Que a partir del ingreso anual calculado se determinaron los cargos de transporte establecidos en el Contrato de Concesión para cada tipo de equipamiento y tensiones que regirán a partir del 1° de agosto de 2019.

Que el Anexo VI de la Resolución ENRE N° 79/2017 establece que el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas aplicada a la Transportista se adecuará con la misma periodicidad y en los mismos términos en que se ajuste la remuneración de la transportista, por lo que cabe actualizarlo en el presente acto.

Que teniendo en cuenta la variación que arroja la fórmula de actualización mencionada precedentemente, el valor del Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas es de PESOS SEISCIENTOS SETENTA Y UN MIL DOCE ($ 671.012) a partir del 1° de agosto de 2019.

Que se ha realizado el correspondiente Dictamen Jurídico conforme lo requerido por el inciso d) del artículo 7 de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549.

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo establecido en los artículos 2, 40 a 49 y en los incisos a), b) y s) del artículo 56 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Aprobar para la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSPA S.A.) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1° de agosto de 2019: Remuneración por Conexión: por cada salida de 330 kV.: TRESCIENTOS VEINTISIETE PESOS CON OCHENTA Y OCHO MILÉSIMAS ($ 327,088) por hora, por cada salida de 132 kV o 66 kV: CIENTO TREINTA PESOS CON OCHOCIENTOS MILÉSIMAS ($ 130,800) por hora, por cada salida de 33 kV o 13,2 kV: NOVENTA Y OCHO PESOS CON CIENTO SESENTA Y CUATRO MILÉSIMAS ($ 98,164) por hora, por transformador de rebaje dedicado: NUEVE PESOS CON SEISCIENTOS NOVENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 9,697) por hora por MVA. Por equipo de reactivo: NUEVE PESOS CON SEISCIENTOS NOVENTA Y SIETE MILÉSIMAS ($ 9,697) por hora por MVAr. Remuneración por Capacidad de Transporte: para líneas de 330 Kv: DOS MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SEIS PESOS CON SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE MILÉSIMAS ($ 2.366,789) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). Para líneas de 220 Kv: DOS MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SEIS PESOS CON SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE MILÉSIMAS ($ 2.366,789) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). Para líneas de 132 kV o 66 Kv: DOS MIL DOSCIENTOS SESENTA Y UN PESOS CON SEISCIENTOS DOS MILÉSIMAS ($ 2.261,602) por hora por cada CIEN KILÓMETROS (100 km). Remuneración por Operación y Mantenimiento del equipamiento de monitoreo de oscilaciones (SMO) aprobada por Resolución ENRE N° 603/2008: PESOS UN MILLON QUINIENTOS SESENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS UN ($ 1.567.301) por año. Remuneración por Operación y Mantenimiento del equipamiento de control (Automatismo SIP) aprobada por Resolución ENRE N° 603/2008: PESOS CINCO MILLONES DOSCIENTOS DIECINUEVE MIL QUINIENTOS NUEVE ($ 5.219.509) por año.

ARTÍCULO 2.- Establecer el Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicada a la transportista de autos en el valor de PESOS SEISCIENTOS SETENTA Y UN MIL DOCE ($ 671.012) a partir del 1° de agosto de 2019.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a la SECRETARÍA DE GOBIERNO ENERGÍA, a TRANSPA S.A., a la Asociación de Entes Reguladores Eléctricos de la República Argentina (ADERE), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), y a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

ARTICULO 4.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. Ricardo Alejandro Martínez Leone - Marta Irene Roscardi - Andrés Chambouleyron

e. 30/09/2019 N° 73628/19 v. 30/09/2019

Notas SE

NOTA SE N° 496/07

Nota al Sr. Secretario de Energía: Posibilidad de contar Posibilidad de contar con lo prescrito en el Art. 4° del "ACUERDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE LA REP.FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REP. ARGENTINA EN MATERIA ENERGÉTICA PARA EL PERÍODO TRANSITORIO" es decir desde el 01/06/07 hasta el 31/08/07.

NOTA SE N° 529/07

Res. S.E. N° 161/2006 - Implementación para cumplir con los compromisos asumidos en el "ACUERDO DE ENTENDIMIENTO ENTRE LA REP. FEDERATIVA DEL BRASIL Y LA REP. ARGENTINA EN MATERIA ENERGÉTICA PARA EL PERÍODO TRANSITORIO" suscripto el 09/12/05.

NOTA SE N° 542/07

Res.SE N° 1866/2005 - "Cargo Transitorio para la Conformación del FONINVEMEM"

NOTA SE N° 690/07

Notas S.E. N° 496/07 y 529/07 - Importación de Energía Eléctrica de Brasil - Su implementación.

NOTA SE N° 744/07

Respuesta a Notas CAMMESA B-38419-1 y 38419-2. FONINVEMEM 2007 - Resolución SE 564/2007. Instruye aceptación de las ofertas a los Agentes del MEM y al Generador Central Piedra Buena.

NOTA SE N° 759/07

Nota S.E. N° 759 - Notas S.E. N° 496/07, 529/07 y 690/07 - Importación de energía eléctrica de Brasil - Su implementación.

NOTA SE N° 826/07

Instruye a CAMMESA a notificar a los GUMAS, GUMES y GUDIS involucrados los términos de la Nota SSEE N° 567/07 Ref.: Criterios de Implementación Res. SE 1281 sobre facturación de demanda excedente.

NOTA SE N° 909/07

Nota S.S.E.E. N° 714/07 – Confirmación, en todos sus términos, de dicha nota relativa a la Res. S.E. N° 276/06 - Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SE N° 1011/07

Copia de Nota dirigida al MEG en donde pone en vigencia el Reglamento del Despacho de los Volúmenes de Gas Natural de la Demanda del Acuerdo (Res. SE N° 599/07)

NOTA SE N° 1134/07

Aplicación Res. SE N° 01/03 y Res. SE 1195/05. Máximos Reconocidos de Costos Variables de Producción.

NOTA SE N° 234/08

Aplicación Res. SE N° 406/03. Toda nueva generación esta exceptuada de las restricciones impuestas a las acreencias de los Generadores según lo establecido por el Artículo 4°, inciso e) de la Res. SE N° 406/03.

NOTA SE N° 416/08

Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica con la Rep. Federativa del Brasil

NOTA SE N° 446//08

Asignación de gas natural - Procedimientos a seguir respecto a la asignación y uso del gas natural a suministrar a los Agentes Generadores del MEM.

NOTA SE N° 501/08

Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante julio de 2007. Nota S.E. N° 287/08 - EXP-SO1:0114373/2008

NOTA SE N° 527/08

Nota S.E. Nº 446 del 12/05/2008 - Continuación de lo instruído en dicha nota.

NOTA SE N° 544/08

Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante Julio de 2007 - Nota S.S. N° 287/08 - EXP-SO1: 0204909/2008

NOTA SE N° 596/08

Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante Julio de 2007- Res S.E. N°1281/06

NOTA SE N° 636/08

Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista.

NOTA SE N° 705/08

Pronuree- Adquisición de LFCs- Buenos Aires. Se procederá a adquirir entre Quince Millones y Veinte Millones de Lámparas Fluorescentes Compactas de bajo consumo energético para uso en unidades residenciales, mediante una Licitación Pública Nacional e Internacional utilizando los fondos disponibles del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE)

NOTA SE N° 830/08

Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante julio 2007, en referencia a Nota S.E N° 287/08

NOTA SE N° 976/08

Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante julio de 2007 - Nota S.E. N° 287/08

NOTA SE N° 1413/08

Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante Julio de 2007 - Res. S.E. Nº 1281/06

NOTA SE N° 2095/08

Se iniciaron las gestiones para establecer como hora oficial en todo el territorio nacional al partir de 0 Hora del Tercer domingo de Octubre de 2008, la correspondiente al Uso Horario 2 Horas al oeste Meridiano de GREENWICH, es decir que se deberán adelantar los relojes en 1 hora en el ámbito de todo el territorio nacional como consecuencia de la aplicación del horario invernal.

NOTA SE N° 2262/08

Tramitó la RES. N° 599/07 que aprobó la propuesta del "Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007 - 2011".

NOTA SE N° 2917/08

Instruye a CAMMESA a facturar durante el período estival fijado por el Decreto N° 1.693 del 15/10/08 los tramos horarios correspondiente a los períodos tarifarios descriptos en la nota que a continuación se adjunta.

NOTA SE N° 3016/08

Aplicación de la RES. S.E. 1070/08, su implementación en el ámbito del MEM desde el 01 de Septiembre de 2008, conforme lo definido en los Art. 10 y 12 del Acuerdo Complementario con productores de Gas Natural.

NOTA SE N° 4188/08

Se informa que, para el cálculo de los precios correspondientes al gas natural en cuestión, se deberá cumplir con la metodología detallada en la nota SSC 2833. Asimismo, se informa que, para el mes de septiembre de 2008 los precios que corresponde aplicar, son aquellos que forman parte del Anexo I inciso b) de la Resolución SE N°1070

NOTA SE N° 4259/08

Implementación de la RES. S.E. N°1169/08. Se debe autorizar a los distribuidores a facturar con los valores tarifarios correspondientes a consumos de hasta 650 kWh bimestrales.

NOTA SE N° 4262/08

Régimen Transitorio para las Operaciones de Importación y Exportación en el Mercado a Término. Acuerdo de entendimiento entre la República Federativa de Brasil y la República Argentina en Materia Energética durante el período transitorio.

NOTA SE N° 4270/08

Se instruye modificar los contratos de Abastecimiento MEM Firmados por CAMMESA y ENARSA.

NOTA SE N° 4433/08

Instruye a CAMMESA a incorporar en el Anexo I, las modificaciones y agregados asociados a la implementación del sistema SCOMB.

NOTA SE N° 511/09

Implementación de la Res. S.E. N° 1281/06 en el MEM.

NOTA SE N° 522/09

Los requisitos enunciados en la NOTA SE N° 1169/2008 no son limitantes ni restrictivos en el análisis de los casos que se presenten en las distribuidoras por reclamos de excepción de la aplicación de la medida. Se instruye notificar al ENRE, a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES y a las EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN.

NOTA SE N° 2703/09

Se informa que, para el cálculo de los precios correspondientes al gas natural en cuestión, se deberá cumplir con la metodología detallada en la Nota SSC 2833/07.

NOTA SE N° 4355

Se informa que, para el cálculo de los precios correspondientes al gas natural en cuestión, se deberá cumplir con la metodología detallada en la Nota SSC 2833/07.

NOTA SE N° 4566/09

Contratos de Abastecimiento con el MEM - Inclusión de sus costos en las Transacciones Económicas del MEM.

NOTA SE N° 4742/09

Mediante el acuerdo en cuestión se ha implementado una nueva pauta de precios de gas natural correspondiente al segmento "USINAS" para las diferentes cuencas productivas, los cuales para el período correspondiente a agosto 2009 se detallan en la tabla adjunta.

NOTA SE N° 5251/09

Facturación consumos período Junio - Julio 2009. Res. S.E. N° 652/09. Se instruye a vuestra Compañía requerirles a los Distribuidores que suministren la información relacionada a la facturación emitida a sus Usuarios Residenciales para los consumos comprendidos entre el 01 de Junio de 2009 al 31 de Julio de 2009.

NOTA SE N° 5305/09

Informan que la S.E. no tiene objeciones que formular respecto a la aplicación del mecanismo formulado en la nota B-51165-1 (Nota SE N° 4568/2009. Precios de Referencia de Gas Natural destinado a generación de energía eléctrica. TRI S01: 0041887/2009) para el mes de Julio de 2009 y para los precios de los meses subsiguientes que sean informados por la S.E., en el marco de lo dispuesto en el Acuerdo entre el Ministerio de Planificación Federal, Inversiones Públicas y servicios y Representantes de las Empresas Productoras.

NOTA SE N° 5345/09

Mediante el Acuerdo en cuestión se ha implementado una nueva pauta de precios de gas natural correspondiente al segmento "Usinas" para las diferentes cuencas productivas, para el período correspondiente a Septiembre de 2009.

NOTA SE N° 5605/09

Resoluciones S.E. N° 599/07 y S.E. N° 1070/08 – EXP- S01:0119818/07, en relación a nota B-48397-4.

NOTA SE N° 5815/09

Grandes Usuarios sin Contratos del Mercado a Término

NOTA SE N° 5857/09

Acuerdo entre el MPFIPyS y Representantes de las Empresas Productoras. Se ha implementado una nueva pauta de precios de gas natural correspondiente al segmento Usinas para las diferentes cuencas productivas, los cuales para el período correspondiente a octubre de 2009.

NOTA SE N° 6866/09

Procedimiento para el Despacho de Gas para la Generación de Energía Eléctrica. Notas SE N° 446/08 y 527/08. Vtra NOTA B-50455-1.

NOTA SE N° 7673/09

Reconocimiento a los Agentes Generadores del MEM del Cargo Fideicomiso Ampliación 2006-2008, en el marco del Fideicomiso Financiero de Obra Gasoducto Norte 2006-2008 y Fideicomiso Financiero de Obra Gasoducto Sur 2006-2008.

NOTA SE N° 8256/09

Implementación Notas S.E. N° 5815/09 y S.S.E.E. N° 1094/09 - Grandes Usuarios sin Contratos de Abastecimiento.

NOTA SE N° 8593/09

Gas Natural producido en el marco del Régimen de GAS PLUS para su utilización en el MEM. Resolución S.E. N° 24/2008.

NOTA SE N° 8620/09

Cargos Fideicomisos Gas I y II. Ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Gas Natural.

NOTA SE N° 8762/09

Nota S.E. N° 6866/2009 - implementación del Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la generación de energía eléctrica. Nota B-52726-4.

NOTA SE N° 674/10

Nota S.E. N° 8620/2009. Cargos Fideicomisos Gas I y II. Ampliaciones de los sistemas de Transporte de Gas Natural.

NOTA SE N° 1177/10

Vtra. Nota B-53617-1. Res S.E. N° 1281/2006 - Costos de generación para generadores que prestan el servicio de Energía Plus.

NOTA SE N° 1521/10

Vtra. Nota B-53977-1. Implementación del Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la generación de energía eléctrica. Notas SE N° 6866/2009 y 8762/2009.

NOTA SE N° 4027/10

Aportes del Fondo Unificado, contabilización de deuda. Vtra. Nota B-56691-1.

NOTA SE N° 5121/10

Aportes del Fondo Unificado, contabilización de deuda. Vtra Nota B-57869-1.

NOTA SE N° 5221/10

Rta. Nota B-48397-8. EXP. S01: 0119818/2007. Se informa que, para el Cálculo de los Precios correspondientes al Gas Natural anteriores al mes de Julio de 2009, se deberá cumplir con la metodología detallada en la Nota SSC 2833/2007.

NOTA SE N° 5387/10

Procedimiento para el despacho de gas para la Generación de Energía Eléctrica. Nota SE Nº 6866/2009. EXP. S01:0233797/2009. Convoca a Generadores para prórroga aplicación en Setiembre/2010

NOTA SE N° 6018/10

Utilización de Biodiesel en el MEM.

NOTA SE N° 6157/10

Incremento de disponibilidad en Unidades Turbovapor de las Centrales del SADI. Convocatoria a presentar propuestas.

NOTA SE N° 6169/10

Procedimiento para el Despacho de Gas para la Generación de Energía Eléctrica. Notas S.E. N° 6866/2009, 5387/2010 y 5773/2010. Convoca a Generadores para extender aplicación durante los períodos de verano, hasta el 31 de diciembre de 2011.

NOTA SE N° 6337/10

Plan logístico para el Abastecimiento, Distribución y Despacho de Combustible Líquido para las Centrales de Generación Distribuida.

NOTA SE N° 6493/10

Contratación de Proyectos de Generación con Energías Renovables.

NOTA SE N° 6503/10

Vuestra Nota B-58788-1. Procedimiento para el Despacho de Gas para la Generación de Energía Eléctrica. Notas S.E. N° 6866/2009, 5387/2010 y 6169/2010.

NOTA SE N° 6890/10

Nota S.E. N° 5773/2010. Aprobación “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” y aplicación resoluciones SE N° 24/2008 y 1031/2008.

NOTA SE N° 7584/10

Resolución S.E. N° 1281/2006. Nota S.E. N° 5773/2010. Aprobación “Procedimiento para solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas”.

NOTA SE N° 7585/10

Notas S.E. N° 8593/2009, 5773/2010 y 6890/2010. Nota ENRG GD/GT/GDyE/GAL/I N° 12889/10. Gas Natural categorizado como GAS PLUS para su utilización en el MEM.

NOTA SE N° 7755/10

Resoluciones S.E. N° 1782/2006 y N° 57/2009. Habilitación precaria de generación en el ámbito de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal.

NOTA SE N° 7895/10

Convocatoria de Interesados a suministrar Gas Natural, categorizado como “Gas Plus” para su utilización en el MEM. Vtra. Nota B-57440-36.

NOTA SE N° 7985/10

EXP. S01: 0261911/2010. Remitimos al ENARGAS Nota S.E. 7616/10. A fin de incluir precisiones sobre el Despacho de Contratos de Adquisición de Gas Plus y también de Volúmenes de Gas Natural provenientes de la gasificación de GNL.

NOTA SE N° 8486/10

Acuerdo Generadores 2008-2011.

NOTA SE N° 924/11

Nota S.E. N° 8486/2010. Implementación Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008/2011.

NOTA SE N° 1056/11

Nota S.E. N° 8661/2010. Precio a reconocer por el Gas Natural importado desde la República de Bolivia.

NOTA SE N° 1851/11

Actualización Precio de Gas Natural – Contrato de Abastecimiento MEM entre GENERACIÓN MEDITERRÁNEA S.A. y CAMMESA. EXP S01: 158668/2010.

NOTA SE N° 2223/11

Unidades Generadoras de Energía Móvil. Contratos de Abastecimiento MEM.

NOTA SE N° 2289/11

EXP. S01:0095096/2011. Análisis para la determinación de los índices de actualización de los Precios de Contratos de Abastecimiento de las Centrales alimentadas con Biocombustibles en base a la propuesta realizada por la Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno.

NOTA SE N° 3130/11

Vtra. Nota B-61012-1. Nota AES GC 004/11. Reconocimiento Cargos Ship-Or Pay Contratos de Transporte de Gas. Nota S.E. N° 1521/2010.

NOTA SE N° 3475/11

Utilización Biocombustibles.

NOTA SE N° 6899/11

Grandes Usuarios sin Contratos de Abastecimiento Nota S.E. N° 8256/09.

NOTA SE N° 8337/11

Notas S.E. N° 759/2007 y N° 4566/2009. Asignación de sobrecosto a la demanda.

NOTA SE N° 8564/11

Res S.E. N° 120/2009. Se instruye a aplicar a partir del 01 de diciembre de 2011 el anexo adjunto que anula y reemplaza el anexo de la Res S.E. N° 120/2009.

NOTA SE N° 8692/11

Despacho de Gas Natural para la Generación de Energía Eléctrica.

NOTA SE N° 8752/11

Res S.E. N° 1301/2011. Informan que CAMMESA deberá requerir a los Prestadores del Servicio Público de distribución de Energía Eléctrica que informen sobre los aumentos de tarifas autorizados y los montos de mayores ingresos obtenidos en función de dichos aumentos, junto con la información requerida por la Res. S.E. N ° 93/2004 y sus normas complementarias y continuadoras. Grandes Usuarios sin Contratos de Abastecimiento Nota S.E. N° 8256/2009.

NOTA SE N° 8754/11

Unidades Generadoras de Energía Móvil. Inclusión de sus costos en las Transacciones Económicas del MEM. Despacho de Gas Natural para la Generación de Energía Eléctrica.

NOTA SE N° 0386/11

Acuerdo Generadores 2008-2011. Se instruye a convocar a los agentes Privados Generadores del MEM que hayan suscripto al Acuerdo 08-11 a manifestar formalmente su decisión de extender la vigencia de la totalidad de los compromisos asumidos.

NOTA SE N° 0498/11

Acuerdo Generadores 2008-2011. Nota S.E. N° 386/2011 del 28/12/11.

NOTA SE N° 0197/12

Aplicación Res. S.E. N° 120/2009.

NOTA SE N° 0198/12

Informan decisión de la S.E. de mantener hasta nueva instrucción y para el Cálculo de los Cargos adicionales establecidos en el PUREE, los cargos de la energía subsidiada correspondientes a la subcategoría tarifaria a la que pertenecía el usuario no subsidiado.

NOTA SE N° 0199/12

Implementación Resolución S.E. N° 1301/2011. Notas S.E. N° 8752/2011 y N° 870/2011.

NOTA SE N° 0495/12

Aplicación ACUERDO 08/11. Reprogramación Trimestral Definitiva feb-abr/2012.

NOTA SE N° 0494/12

Implementación Resolución S.E. N° 1301/2011. Incumplimiento en el Suministro de información en las Declaraciones Juradas de los Agentes según Res. S.E. N° 93/2004.

NOTA SE N° 0705/12

Res S.E. N° 1301/2011. Su Implementación.

NOTA SE N° 1115/12

Informan que se deberá comunicar a los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM que de acuerdo a la Nota DGA N° 169/12 deberán establecer los medios para enviar al Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios la información requerida en el protocolo que (adjunto) a la mencionada nota, así como las sucesivas actualizaciones periódicas requeridas.

NOTA SE N° 1269/12

Aplicación Acuerdo 2008-2011 - B-69083-1.

NOTA SE N° 1267/12

Resolución S.E. N° 1301/2011 – Programa de uso racional de la Energía Eléctrica. (PUREE).

NOTA SE N° 1823/12

Vuestra Nota B-70081-1. Se instruye a CAMMESA de ahora en más a aplicar tal reajuste de subsidios, en caso de corresponder, bajo el concepto de "Reajuste de Subsidio del Estado Nacional sobre el costo mayorista de compra del Distribuidor".

NOTA SE N° 1824/12

Asignación de Sobrecostos a la demanda. Nota S.E N° 8337/2011.

NOTA SE N° 1825/12

Res. S.E. N° 1301/2011 y Nota S.E. N° 705/2012 - Alumbrado Público. Instrucción a CAMMESA.

NOTA SE N° 1976/12

Res. S.E. N° 120/2009. Valorización Pérdidas. Nota SE N° 197/2012.

NOTA SE N° 2883/12

Envían copia de nota remitida al ENRE - Resolución conjunta MEyFP N° 693/2011 y MPFIPyS N° 1900/2011 - Reducción del Subsidio del Estado Nacional destinado a Usuarios Residenciales de la Energía Eléctrica.

NOTA SE N° 3456/12

Programa Gas Plus. CAMMESA deberá reconocer hasta un valor de 5,20 U$S/MMBTU, en un todo de acuerdo a lo especificado en la Nota S.E. N° 1109/2012.

NOTA SE N° 3547/12

Unidades Generadoras de Energía Móvil. Inclusión de sus costos en las Transacciones Económicas del MEM. Nota S.E. N° 8754/2011.

NOTA SE N° 4377/12

Nota S.E. N° 3456/2012. Abastecimiento de Gas Plus.

NOTA SE N° 5417/12

Su nota B-75021-1. Auditorías Res. S.E. N° 93/2004 y N° 652/2009 a Prestadores No Agentes instruidas por nota S.S.E.E. N° 746/2011 - Estado de Situación. Instrucción.

NOTA SE N° 6242/12

Su nota P-45494-2. Instruyen a CAMMESA a requerir a los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica el envío de información detallada de las quitas de subsidios adicionales definidas en cada jurisdicción.

NOTA SE N° 7435/12

Respuesta a la Nota B-76088-2 de fecha 8 de noviembre de 2012, mediante la cual se solicita instrucciones de la Secretaría de Energía respecto a los contratos de Generación Distribuida cuya firma fue oportunamente instruida por la Secretaría de Energía.

NOTA SE N° 7469/12

Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación de Energía Eléctrica. Notas S.E. N° 6866/2009, 7584/2010, 7585/2010, 922/2011 y 8692/2011.

NOTA SE N° 7586/12

Asignación de los Sobrecostos de las Unidades Generadoras de Energía Móvil.

NOTA SE N° 7588/12

Situación de cobranzas y pagos en el MEM - Se instruye a liquidar a favor del FONDO TRANSITORIO DE RECOMPOSICION DE COBRANZAS la totalidad de los intereses y recargos establecidos en el numeral 5.5. Cobranzas a los deudores Cap. 5 de Los Procedimientos, a partir de las transacciones de agosto 2012 Vto. 11/10/2012.

NOTA SE N° 7659/12

P.T. N° 28 – Procedimiento Operativo para el uso de Unidades Generadoras Móviles (UGEM).

NOTA SE N° 7757/12

Contratos de Generación Distribuida, Cont. Nota S.E. N° 7435

NOTA SE N° 7794/12

Resolución ENRE N° 347/2012 implementación del Fideicomiso Financiero y de administración del “Fondo para obras de consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica".

NOTA SE N° 8095/12

Ref.: TRI-S01: 0105669/2012 - Continuando con nota S.E. N° 7435/12. Se instruye incluir a CT Las Lomitas de ENARSA en el Procedimiento establecido en la citada nota.

NOTA SE N° 8147/12

Situación de cobranzas y pagos en el MEM – Se deberá liquidar a favor del FTRC la totalidad de los intereses y recargos establecidos en el numeral 5.5 Cobranzas a los Deudores del Cap. 5 de Los Procedimientos de la documentación comercial Vto. 11/10/12.

NOTA SE N° 8394/12

Nota S.E. N° 7755/2012 - Res. S.E. N° 1782/06 y N° 57/09 - Habilitación precaria de generación en el ámbito de los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal.

NOTA SE N° 232/13

Auditorías Res. S.E. N° 93/04, Prestadores No Agentes - Instruye a actualizar el monto que debe facturar mensualmente a los Distribuidores Agentes del MEM, por aquellos Prestadores No Agentes que no hayan completado presentación de los informes de Auditoría al 1% del monto anual de Subsidio del Estado Nacional 2010.

NOTA SE N° 237/13

Continuando con la Nota S.E. N°7757 de fecha 28 de noviembre de 2012 que instruyó pagos a cuenta para el Servicio de Generación Transportable Móvil en Stand By.

NOTA SE N° 360/13

Instruye a CAMMESA a realizar todas las acciones necesarias para la importación de combustibles líquidos destinadas al abastecimiento del Parque Generador de Energía Eléctrica del MEM.

NOTA SE N° 635/13

Exención Ley N° 26.784. Aplicación Art. 60. Importación Energía Eléctrica Emergencia.

NOTA SE N° 1807/13

Implementación Res. S.E. N° 95/2013. Gestión de cobranza de la facturación que realice CAMMESA a los Grandes Usuarios del MEM.

NOTA SE N° 1808/13

Implementación Res. S.E. N° 95/2013. Se instruye notificar a cada uno de los Agentes Generadores Comprendidos en la misma, el modelo de nota, que se adjunta como ANEXO a la presente.

NOTA SE N° 2052/13

Contrato del Mercado a Término con entrada en vigencia el 01/05/2013. Implementación de la Res. S.E. N° 95/2013.

NOTA SE N° 2048/13

Programa de Generación de Energía Eléctrica Distribuida. Continuando con nota S.E. N° 7435/2013, se comunicó a ENARSA que no se encuentran objeciones a continuar con la renegociación con los contratistas involucrados.

NOTA SE N° 2053/13

Resolución S.E. N° 95/2013. Criterios de implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SE N° 3229/13

Resolución S.E. N° 95/2013. Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SE N° 3902/13

Resolución S.E. N° 95/2013. Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SE N° 4201/13

Implementación Res. S.E. N° 95/2013. Notas S.E. N° 2052/2013 y N° 3902/2013.

NOTA SE N° 4858/13

Nota S.E. N° 1807/2013 - Res. S.E. N° 95/2013

NOTA SE N° 5129/13

Vtra. Nota B-83403-1. Despacho eléctrico – Optimización

NOTA SE N° 5234/13

Facturación en mora que incluya el Gravamen del Artículo 30 Ley N° 15336 (FNEE)

NOTA SE N° 5954/13

Implementación Res. S.E. N° 95/2013.

NOTA SE N° 6852/13

EXP-S01:0223904/2013 - Res. SE N° 250/2013 - Se instruye a continuar con la instrumentación de anticipos a cuenta de LV a compensar para el período marzo-septiembre 2013.

NOTA SE N° 8152/13

Gas Natural para su utilización en el MEM. Implementación Res. S.E. N° 95/2013. Nota S.E. N° 5129/2013.

NOTA SE N° 0072/2014

EXP-S01:0275358/2013 - Nota S.E. N° 6852/2013 - (Copia de nota enviada al ENRE).

NOTA SE N° 452/2014

En relación al Acuerdo para el incremento de Disponibilidad de Generación Térmica suscripto entre la S.E. y el Grupo Albanesi, AES Generación S.A., Endesa Costanera S.A., Sociedad Argentina de Energía S.A. y Pampa Energía S.A. Se adjuntan a la presente copias de los mencionados instrumentos legales, para su conocimiento y notificación. Se instruye a CAMMESA a realizar las gestiones correspondientes a los efectos de la instrumentación del mencionado Acuerdo.

NOTA SE N° 486/2014

Artículo 11 Resolución S.E. N° 250/2013 - En virtud de los mecanismos establecidos en los Art. 5° y 6° de la Res. de la Ref., con respecto a los créditos por aplicación del MMC, se instruye, atento a lo determinado por Nota ENRE N° 113.984, a continuar con la instrumentación de anticipos a cuenta de liquidaciones de ventas a compensar, para aplicar transitoriamente a las transacciones económicas del MEM, hasta agosto/14 inclusive.

NOTA SE N° 584/2014

Criterios de Implementación Res. S.E. N°95/2013 y Nota S.E. N°2053/2013. Presentación efectuada por la firma ARCOR S.A.I.C. Se comunica que se deberán considerar comprendidos en el último párrafo del apartado 2.2 del ANEXO II de la Nota S.E. N°2053/2013 a los agentes generadores que cuenten con Acuerdos o Convenios de Abastecimiento con otras plantas de su propiedad, aun cuando las mismas tengan distinta razón social, siempre que el Agente posea más del 50% de participación accionaria sobre las controladas.

NOTA SE N° 1136/2014

Se instruye, conforme lo establecido en el Art.11 de la Res. 250/2013 a continuar con la instrumentación de anticipos a cuenta de Liquidaciones de Ventas a compensar, para aplicar transitoriamente a las Transacciones Económicas del MEM, hasta diciembre 2014 inclusive.

NOTA SE N° 1232/2014

Envían el Acta N° 117/2014 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas suscripta el 30 de diciembre de 2014

NOTA SE N° 1256/2014

Instruyen a CAMMESA a extender la vigencia de la Res. S.E. N° 1782/06 hasta el 30 de abril de 2016

NOTA SE N° 4012/2014

En el marco de la solicitud efectuada por EDENOR S.A. y EDESUR S.A. al ENRE, se instruye a firmar el Contrato de Mutuo. La Secretaría de Energía deja de manifiesto la excepcionalidad y transitoriedad de la presente medida, estableciendo que impulsará la suscripción de un ACUERDO INSTRUMENTAL INTEGRAL o alternativa equivalente, con la distribuidora.

NOTA SE N° 573/2015

RES. S.E. N° 1.125/13 Establece las obligaciones de utilización de un mínimo de 10% de BIODIESEL en las mezclas con el Gas Oil p/la Generación Eléctrica

NOTA SE N° 862/2015

Implementación de la Resolución S.E. N° 95-2013 - y su modificatoria la Resolución S.E. N° 529-2014 Tratamiento de la Cogeneración.

NOTA SE N° 886/2015

Adquisición de Fuel Oil de origen Nacional para la Generación de Energía Eléctrica.

Notas SSEE

NOTA SSEE N° 604/07

Acuerdo de Provisión en el Nodo Frontera Garabí II desde la Rep. Fed. del Brasil que fuera rubricado el pasado 05/06/07 por CAMMESA y CIEN para el período 01/06/07 al 30/09/07.

NOTA SSEE N° 634/07

Continúa Nota SSEE 593/07. Aclara que la compensación del ahorro realizado por el demandante que se hace referencia en dicha Nota debe efectuarse en forma semanal en la misma banda horaria determinada en horas de restricción dispuesta por el OED.

NOTA SSEE N° 714/07

Res. SE N° 276/06 - Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA. Instruye la aplicación de un mecanismo tendiente a igualar los precios estacionales que deben abonar los usuarios de una misma categoría con independencia de su pertenencia al MEM o al ex MEMSP.

NOTA SSEE N° 1138/07

Respuesta a Nota B-40417-1 - Control de la solicitud de reducciones programadas de carga en julio/07 - Res. SE 1281/06

NOTA SSEE N° 1199/07

Res. SE N° 925/05. Abastecimiento de Gas a centrales en reemplazo del gas solicitado por RES.SE N° 659/04. Instruye a CAMMESA a presentar Ofertas Irrevocables Estandarizadas por cuenta y orden de los Generadores, que resulten identificados con necesidades adicionales de asignación de gas para el despacho, bajo la metodología "asignación adicional" - (Nota SE 1497/06).

NOTA SSEE N° 75/08

Implementación Res. SE 1836/07. Reconocimiento de cargas impositivas y provisión de combustible líquido (ENARSA).

NOTA SSEE N° 76/08

Respuesta a Nota B-41899-1. Comité de Administración de Obras de Transporte.

NOTA SSEE N° 104/08

Su Nota B-41982-1 - Operaciones de Sustitución de Fuel Oil provisto por el Estado Nacional, por Fuel Oil propio en una Central.

NOTA SSEE N° 113/08

Copia de la Nota Prov. MPFIP y S Nº 200/2008 en relación a los Servicios Públicos Esenciales

NOTA SSEE N° 206/08

Adecuación Regulación Primaria de Frecuencia de los Generadores del MEM. Acumulación Energía Hidráulica.

NOTA SSEE N° 243/08

Reconocimiento de gastos incurridos para atender las tareas encomendadas a esa Compañía.

NOTA SSEE N° 268/08

Respuesta a nota B-42043-1 de 04/03/08 - (Prov. MPFIP y S Nº 200/2008 en relación a los Servicios Públicos Esenciales)

NOTA SSEE N° 380/08

Continuación de Nota SE N° 287/08. Control de las solicitudes de reducción programada de carga durante julio de 2007. Res. SE N° 1281/06.

NOTA SSEE N° 432/08

Respuesta a Vuestra Nota ENARSA 1485/08. Se aclara que serán admitidas las Cesiones de los Créditos que pueda poseer ENARSA contra CAMMESA cuando sus contratistas lo destinen única y exclusivamente a la financiación de las Unidades Generadoras comprometidas.

NOTA SSEE N° 461/08

Factor implementación de la Res. S.E. N° 93/04 - Declaraciones de los Agentes Distribuidores.

NOTA SSEE N° 462/08

Constitución del Fideicomiso de Administración de Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (Res. S.E. Nº 1/2003, 23/2005, Y 821/2005) -Vtra. Nota B-41917-1

NOTA SSEE N° 483/08

Transacción Económica Febrero 2008 - Vuestra Nota B-42791-1. Se discriminaban los costos presentados por los Generadores referentes a las compras de Fuel Oil, según lo requerido por la Nota SSEE 402.

NOTA SSEE N° 556/08

Operaciones de sustitución de Combustibles líquidos entre Centrales.

NOTA SSEE N° 608/08

Instruye a CAMMESA a extender lo previsto en la Res. S.E. de Energía Nro. 280 /2008 para las Unidades de Generación Hidroeléctrica con potencia instalada inferior a 2000 kW a aquella Generación Eólica que cumplimentare las exigencias previstas en la Resolución antedicha y sus Anexo.

NOTA SSEE N° 729/08

Continuación Nota SE Nº 501 del 21/05/08 - Comunicación de los distintos criterios aplicables para la implementación de la Res. 1281/2006

NOTA SSEE N° 747/08

Respuesta Nota B-43113-1 de fecha 06 de Junio de 2008 en relación a la presentación realizada por CEMSA.-Confirmación Comercializadores

NOTA SSEE N° 748/08

La SSEE da su aprobación al documento titulado “Instrucción Operativa para las Comunicaciones de las Solicitudes de Reducciones Programadas de Cargas según Res. S.E. N° 1281/2006, según lo informado en Vuestra Nota B-44244-1.

NOTA SSEE N° 755/08

Su nota B-42970-1 Informan que ha sido aprobado el Pliego de Bases y Condiciones autorizándose su publicación con fecha 1° de julio de 2008.

NOTA SSEE N° 928/08

Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Responden nota B-44485-1 y nota de la S.E.E N°636.

NOTA SSEE N° 1069/08

Instrucción Operativa s/ comunicaciones de reducciones programadas de cargas por RES S.E. N° 1281/06.

NOTA SSEE N° 1078/08

Instruye a CAMMESA a solicitar un DEPÓSITO en GARANTÍA en los términos del punto 4.4.2 de los Procedimientos, cualquiera sea la categoría que revista el Gran Usuario, a los efectos de ordenar la reconexión.

NOTA SSEE N° 1085/08

Instruye a CAMMESA a solicitar un DEPÓSITO en GARANTIA en los términos del punto 4.4.2. de los Procedimientos, cualquiera sea la categoría que revista el Gran Usuario.

NOTA SSEE N° 1141/08

Incumplimientos reducciones de carga y/o cargos demanda base - MEDIDAS CAUTELARES.

NOTA SSEE N° 1381/08

Precio de Referencia del Fuel Oil. Vuestras Notas B-41106-1/2 en las cuales se menciona las variaciones significativas que experimentó el mercado internacional de combustibles en relación a las cotizaciones del crudo y sus derivados.

NOTA SSEE N° 1442/2008

El procedimiento establecido por la Nota S.S.E.E N° 567/07 se extiende hasta las Transacciones Económicas de diciembre de 2009. Inclusive que la demanda excedente a facturar en ningún caso sea superior a 50 % de la demanda real.

NOTA SSEE N° 116/09

AMPLIACION DE LA NOTA ENRE 84181 (mediante la cual exceptuaba a los Usuarios Residenciales que carecen de servicio de agua potable y gas natural en red y a electro independientes, de las modificaciones tarifarias producidas) - Instruye a CAMMESA a tener en cuenta dicha nota a los efectos de cumplimentar lo establecido en el art. 13 de la Res. S.E. N° 1169/08.

NOTA SSEE N° 124/09

NOTA ENRE Nº 84388 - Situaciones de excepción que deberán observar EDENOR, EDESUR Y EDELAP por la aplicación de los valores tarifarios para usuarios residenciales.

NOTA SSEE N° 580/09

Continuando con lo dispuesto en la Nota SSEE N° 608/08 instruyo a CAMMESA a extender lo previsto en los citados instrumentos a las Unidades de Generación restantes de Fuentes Renovables de Energía mencionadas en el Art. 4 inciso a) de la Ley N23.160, con potencias instaladas inferiores a DOS MIL KILOVATIOS (2000 kW) que cumplimentes las exigencias previstas en la Resolución antedicha y sus Anexos.

NOTA SSEE N° 754/09

Se instruye a esa Compañía para que la consolidación de los saldos pendientes de pago deberá ser realizada sobre la acreencia neta de todos los Agentes Acreedores del MEM, aplicando a esos efectos los créditos que los mismos dispongan en la Transacción Económica respectiva. CAMMESA deberá realizar tales pagos a la parte que le corresponda a aquellas acreencias consolidadas que hubieren tenido fecha cierta de vencimiento en oportunidad de haber realizado dicha consolidación y asignar al Fondo de Estabilización las sumas que correspondan a las acreencias que fueron consolidadas con fecha de Vencimiento a definir.

NOTA SSEE N° 823/09

Implementación de la Resolución S.E. N° 1836/2007. Se aclara que las condiciones establecidas en el modelo de Contrato a suscribir, que se adjunta como ANEXO I de la Res S.E. 1386, deben ser consideradas como meramente indicativas.

NOTA SSEE N° 926/09

Se ha producido un error material en la confección de la mencionada Norma por lo que, a los efectos de subsanar el mismo y que los valores individuales de precios, factores y cargos establecidos en los Art. 2° y 3° de la misma guarden coherencia con los consignados en el Art. 4°.

NOTA SSEE N° 1004/09

Facturación consumos período Junio - Julio 2009. Padrón Usuarios Residenciales. Se instruye a vuestra Compañía requerirles a los Distribuidores que analicen las situaciones singulares informadas, considerando lo establecido en las Notas SE N° 4259/08 y SE 522/09, por las cuales se definieron las características que deben tener los suministros para ser exceptuados dentro del rango de demanda con consumos mayores a los 1.000 kWh/bimestre.

NOTA SSEE N° 1054/09

Informan que se deberán suspender, a partir de la Transacciones Económicas correspondiente al mes de Octubre de 2009, la devolución de fondos a que dé lugar el inciso e) de la nota S.S.E.E. N° 567/07, por la demanda cubierta por los contratos del Servicio de Energía Plus que tengan vigente los Grandes Usuarios alcanzados por las estipulaciones contenidas en dicha nota.

NOTA SSEE N° 1100/09

Programación Estacional de Verano correspondiente al período noviembre 2009 - abril 2010. Se instruye a notificar a los distribuidores, al ENRE y a los Entes Reguladores Provinciales.

NOTA SSEE N° 1240/09

Grandes Usuarios sin Contratos de Abastecimiento. Nota S.E. N° 8256/09.

NOTA SSEE N° 56/10

Próxima Reprogramación Estacional de Verano correspondiente al período febrero - abril 2010. Instruyen a notificar a los Distribuidores al ENRE y a los Entes Reguladores Provinciales.

NOTA SSEE N° 124/10

Res. S.E. N° 120/09. Rta Nota B-48563-1. Se instruye a inicialar la aplicación de la citada Norma a partir de las Transacciones Económicas del mes de febrero de 2010.

NOTA SSEE N° 166/10

Implementación de la Res S.E. N° 724/2008.

NOTA SSEE N° 197/10

Resolución S.E. N° 1281/2006 - Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 333/10

Resolución S.E. N° 120/09 - Mecanismo de valorización de Pérdidas.

NOTA SSEE N° 334/10

Resolución S.E. N° 1281/06 - Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 420/10

Res. SE N° 712/2009. Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables - Fondo de Garantía de Pago.

NOTA SSEE N° 517/10

Resolución S.E N° 120/2009 - Mecanismo de valorización de Pérdidas.

NOTA SSEE N° 518/10

Res. S.E. N° 1281/06 - Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA a los GUMAs, GUMEs y GUDIs.

NOTA SSEE N° 625/10

Resolución S.E. N° 1281/2006 - Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 626/10

Resolución S.E. N° 120/2009 - Mecanismo de valorización de Pérdidas.

NOTA SSEE N° 747/10

Financiación para la ampliación de la capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos. Res. S.E. N° 146/2002 y 1344/2006.

NOTA SSEE N° 816/10

Resolución S.E. 1281/06. Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 817/10

Resolución S.E. 120/09. Mecanismo de Valorización de pérdidas.

NOTA SSEE N° 923/10

Resolución S.E. 120/09. Mecanismo de Valorización de pérdidas.

NOTA SSEE N° 1034/10

Resolución S.E. 1281/06. Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 1035/10

Resolución S.E. 120/09. Mecanismo de Valorización de pérdidas.

NOTA SSEE N° 0039/11

Criterios de implementación de la Res. S.E. N° 1281/06 - Aplicación de la Res. S.E. N° 1301/2011.

NOTA SSEE N° 162/11

Resolución S.E. 1281/06. Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 163/11

Resolución S.E. 120/09. Mecanismo de Valorización de pérdidas.

NOTA SSEE N° 297/11

Implementación del Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011. Aplicación de Notas S.E. 924/11, y Nota S.S.E.E 232/2011, 244/2011 y 266/2011.

NOTA SSEE N° 300/11

Abastecimiento de Fuel Oil Nacional para las Centrales Térmicas del MEM para el año 2011.

NOTA SSEE N° 330/11

Resolución S.E. N° 1281/2006. Criterios de Implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 331/11

Resolución S.E. 120/09. Mecanismo de Valorización de pérdidas.

NOTA SSEE N° 356/11

Resolución S.E. 225/2008 y 147/2011. Relacionadas a los valores máximos de emisiones gaseosas.

NOTA SSEE N° 364/11

Abastecimiento de Fuel Oil Nacional para las Centrales Térmicas del MEM para el año 2011. Acuerdo de Producción Nacional.

NOTA SSEE N° 504/11

Abastecimiento de Fuel Oil Nacional para las Centrales Térmicas del MEM para el año 2011. Acuerdo de Producción Nacional.

NOTA SSEE N° 516/11

Resolución S.E. 120/2009. Mecanismo de Valorización de pérdidas.

NOTA SSEE N° 517/11

Abastecimiento de Fuel Oil Nacional para las Centrales Térmicas del MEM para el año 2011. Acuerdo de Producción Nacional.

NOTA SSEE N° 520/11

Abastecimiento de Fuel Oil Nacional para las Centrales Térmicas del MEM para el año 2011. Acuerdo de Producción Nacional.

NOTA SSEE N° 585/11

Plan de Producción de Fuel Oil propuestos por YPF S.A. para los meses de Agosto y Septiembre de 2011 - Nota S.E. N° 300/2011.

NOTA SSEE N° 638/11

Resolución S.E. N° 1281/2006. Criterios de implementación a aplicar por CAMMESA.

NOTA SSEE N° 701/11

Instruye a CAMMESA a aceptar para el mes de septiembre del corriente, la ampliación de las 15.000t de Fuel Oil de origen nacional en las condiciones indicadas en la nota del 18/08/2011 de la empresa SHELL.

NOTA SSEE N° 702/11

Instruye a CAMMESA a incorporar al Acuerdo del Plan de Producción alcanzado entre la S.E. y la empresa ESSO Petrolera SRL para el periodo septiembre - diciembre de 2011 y además a considerar el nuevo destino Necochea, reconociendo un precio de flete naviero desde Campana a Necochea de 5,10 u$s/bbl + IVA.

NOTA SSEE N° 744/11

Instruye a CAMMESA a considerar incorporado al Acuerdo alcanzado entre esta Secretaria y la empresa YPF S.A. los fletes terrestres.

NOTA SSEE N° 746/11

Instruye a CAMMESA a extender al alcance de las auditorías asociadas a la aplicación de las Res. S.E. N° 93/2004, 120/2009 y 652/2009 y sus ampliatorias o complementarias, con el objeto de incluir a los Prestadores No Agentes en tales verificaciones.

NOTA SSEE N° 774/11

EXP S01: 0254317/2011. Implementación Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011.

NOTA SSEE N° 870/11

Aplicación Resolución S.E. N° 1301/2011. Requerir a los agentes distribuidores y/o prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a las distintas categorías de usuarios finales en sus facturas como también los conceptos que se incluyen en estas últimas.

NOTA SSEE N° 872/11

Aplicación Resolución SE N° 1301/2011. Se adjunta el Reglamento de Registro de Excepciones.

NOTA SSEE N° 909/11

Res. S.E. N° 1301/11 - Disposiciones SSCyCG N° 207/11 y SSP N° 714/11.

NOTA SSEE N° 916/11

EXP S01: 473832/2011. Notifican Disposición Conjunta N° 215 y N° 771 suscripta por la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión de este Ministerio y la Subsecretaría de Presupuesto de la Secretaría de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

NOTA SSEE N° 917/11

EXP S01: 473833/2011. Disposición Conjunta N° 214 y N° 772 de fecha 18 de Noviembre de 2011 suscripta por la Subsecretaría de Coordinación y Control de gestión de este Ministerio y la Subsecretaría de Presupuesto de la Secretaría de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

NOTA SSEE N° 925/11

Nota S.E. N° 924/2011. Implementación del Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011.

NOTA SSEE N° 949/11

A los fines de notificarle la Disposición Conjunta N° 218 y N° 799 de fecha 24 de Noviembre de 2011 suscripta por la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión de este Ministerio y la Subsecretaria de Presupuesto de la Secretaria de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

NOTA SSEE N° 953/11

Se instruye a incluir en la aplicación de los Precios No Subsidiados a los sujetos identificados en el ANEXO I de la Disposición Conjunta SSCyG 215/11 y SSP 771/2011.

NOTA SSEE N° 967/11

Res. Conjunta MEyFP N° 693/2011 y MPFIPyS N° 1900/2011 - Reducción del Subsidio del Estado Nacional destinado a Usuarios Residenciales de Energía Eléctrica Disposiciones Conjuntas SSP N° 770/2011 y SSC y CG N° 209/2011; SSP N° 733/2011 y SSC y CG N° 216/2011 y SSP N° 799/2011 y SSC y CG N° 218/2011.

NOTA SSEE N° 974/11

Notificar Res. S.E. N° 1537/2011 - Implementar Formulario de "Renuncia Voluntaria al Subsidio"

NOTA SSEE N° 1005/11

A los fines de notificarles la Disposición Conjunta N° 229 y N° 810 del 2 de diciembre de 2011 suscripta por la SUBSECRETARÍA DE COORDINACIÓN Y CONTROL DE GESTIÓN de este Ministerio y la SUBSECRETARÍA DE PRESUPUESTO de la SECRETARÍA DE HACIENDA del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS.

NOTA SSEE N° 0037/12

Envían instrucciones respecto de la Res. S.E. N° 1301/2011.

NOTA SSEE N° 237/12

Se tramita Nota con relación a las Disposiciones Conjuntas SSCyCG N° 216, 229 Y 218, en el marco de las distintas políticas públicas que está implementando el Estado Nacional.

NOTA SSEE N° 254/12

Copia de las Disposiciones Conjuntas SSCYCG N° 209 y SSP N° 770; SSCTCG N° 216 y SSP N° 773, SSCYCG N° 218 y SSP N° 799; SSCYCG N° 229 y SSP N° 810; SSCYCG N° 6 Y SSP N° 10.

NOTA SSEE N° 268/12

Solicitud de prórroga de fecha de presentación de contratos del MAT.

NOTA SSEE N° 269/12

Envían presentación efectuada por el Director Gral. de Administración, Luis Vitullo en relación a las Disposiciones Conjuntas SSyCG N° 216, SSP N° 733, SSCyCG N° 229, SSP N° 810, SSCyCG N° 218, SSP N° 799 y concs.

NOTA SSEE N° 295/12

Valorización Pérdidas. Nota S.E. N° 197/2012.

NOTA SSEE N° 618/12

Nota S.E. N° 3698/2012 - EXP-S01: 0117001/2012 Instrumentación de una Cuenta custodia para la recepción y administración de los fondos excedentes del (PUREE).

NOTA SSEE N° 640/12

Remiten un ejemplar original en tres fojas de la Adenda N° 2 al Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011.

NOTA SSEE N° 1123/12

Criterios de aplicación Resolución S.E. N° 2016/12.

NOTA SSEE N° 346/13

Resolución S.E. N° 250/2013 - Nota CAMMESA N° B-81711-1 – Respecto a las deudas pasibles de Compensar por EDENOR y EDESUR de acuerdo a lo establecido en los Art. 5° y 6° de la Resolución antes mencionada.

NOTA SSEE N° 687/13

En relación a los créditos por aplicación del Mecanismo del Monitoreo de Costos contemplado en las actas acuerdo de Renegociación Contractual y a las deudas de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. con el PUREE.

NOTA SSEE N° 351/14

Se establecen como Agentes Distribuidores Comprendidos a la fecha, en el marco del Art. 2° de la Res. S.E. N° 530/2014, a todo prestador del Servicio Público de Distribución en el territorio Nacional sin importar si reviste calidad de Agente o No Agente del MEM. Se exceptúa del listado anteriormente mencionado a EDENOR S.A., a EDESUR S.A. y a los que prestan su servicio en el territorio de la Prov. de Santa Fe. Se solicita a CAMMESA dar cumplimiento a la brevedad con lo establecido en el Art. 3° de la Res. mencionada y remitir la información a la Secretaría de Energía.

NOTA SSEE N° 404/14

Solicitud de Fondos-Provincia de SANTA FE - Res. S.E. N° 530/14- La Provincia y el Agente Distribuidor solicitan el ANTICIPO FINANCIERO por $ 20.000.000 y se instruye a CAMMESA que proceda a realiza las transferencias del importe indicado.

NOTA SSEE N° 355/15

Presentación efectuada por el Agente Autogenerador INGENIO Y REFINERÍA SAN MARTÍN DEL TABACAL S.R.L. (TABACAL), en la que manifiesta su intención de encuadrarse a los aspectos remunerativos de las Resoluciones de la SECRETARÍA DE ENERGÍA (S.E.) N° 95/2013 y S.E. No 529/2014, con el objeto de poder generar energía eléctrica con Gas Natural a ser suministrado por CAMMESA durante el período de tiempo en que TABACAL no dispone de Biomasa para poder operar y es remunerado a través del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM celebrado con CAMMESA el 31 de julio de 2013 conforme lo instruido por Nota S.E. No 2788/2013, en el marco de la Resolución S.E. N° 712/09.

NOTA SSEE N° 413/15

Res. S.E. N° 1281/06 - Criterios de implementación a aplicar por CAMMESA - GUMAs y GUMEs CMIEE=450$MWh y para los GUDIs CMIEE= 550$MWh

NOTA SSEE N° 1847/15

Copia del Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018 de fecha 5 de junio de 2015 suscripto entre la S.E. y Empresas del Sector de Generación de Energía Eléctrica.

NO-2018-12926268-APN-SSEE-MEM

Res N°1.085-17 de la Ex Secretaría de Energía Eléctrica

NO-2018-20301494-APN-SSEE-MEM

Modelos de Contrato Ronda 2 - Programa RenovAr

Notas MEyM

NOTA MEyM Nº 35/16

Resoluciones ex-S.E. N° 712/09 y N° 108/11.

NOTA PV-2016-03834973-APN-DDYME-MEM

Notificación e RESOL-2016-281-E-APN-MEM - Descalifícanse las Ofertas correspondientes a los Proyectos SFV N° 03- P.S. Luján de Cuyo JI y SFY N° 25- P.S. Cañada Honda 4, por no cumplir con lo dispuesto en el Pliego de Bases y Condiciones respecto del contenido del Sobre "B".
Adjudícase la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos establecidos en la Resolución N° 252 de fecha 28 de octubre de 2016 de este Ministerio (RESOL-2016-252-E-APN-MEM), a las Ofertas que, para cada Tecnología, se detallan en el Anexo que forma parte integrante de la presente resolución.

Notas SEE - SECEE

NOTA SEE Nº 28/16

Se fija para el 1er trimestre 2016, el precio de compra del Fuel Oil de Origen Nacional para abastecer el sector eléctrico.

NOTA SEE Nº 39/16

Resolución MEyM 0006-2016 - Aspectos Instrumentales

NOTA SEE Nº 349/16

Modelo de Contrato Tipo de Demanda Mayorista - Envían el Modelo de Contrato Tipo Demanda Mayorista a suscribir con las empresas que, habiendo sido seleccionadas, cumplan la totalidad de los requisitos exigidos en el aludido proceso.

NOTA SEE Nº 355/16

Con el objeto de evaluar la posible contratación de un volumen adicional de potencia firme, CAMMESA deberá invitar a una baja de precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles en la mencionada Convocatoria conforme la Nota SEE N°288/2016 y no resultaron incluidas en el Anexo a la Resolución SEE N°155/2016

NO-2017-15482939-APN-SECEE-MEM

Criterios complementarios para la aplicación de la Resolución S.E.E Nº 19 - E/2017.

NO-2017-15482952-APN-SECEE-MEM

Ofertas de oportunidad para la importación de energía eléctrica de fuente renovable - Notas B-111373-1 y B-111373-2

NO-2017-26627217-APN-SECEE-MEM

Considerando las argumentaciones expuestas y que ha tomado la intervención que le compete la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica, se informa que esta Secretaría de Energía Eléctrica no encuentra objeciones a la metodología propuesta para la Valorización de la Oferta de energía eléctrica a exportar, ni a la suscripción de un Acuerdo de Provisión que responda a los parámetros autorizados oportunamente.

NO-2017-27452452-APN-SECEE-MEM

Contratos por el servicio de GEED y el de UGEEM

NO-2017-32146226-APN-SECEE-MEM

Cargo de Sustentabilidad y Garantía.

NO-2017-34041628-APN-SECEE-MEM

Esta Secretaría no encuentra objeciones a las consideraciones efectuadas por CAMMESA y, en tal marco, se la instruye a realizar todas las acciones que resulten necesarias a los efectos de la implementación de la convocatoria correspondiente, de acuerdo a las pautas indicadas por la Dirección Nacional de Generación Térmica a través de su referido Informe, identificado como PV-2017-32878687-APN-SECEE#MEM de fecha 14 de diciembre de 2017.

NO-2018-05483671-APN-SECEE-MEM

Nota B-122752-3 - Convocatoria Abierta a interesados en ofrecer el Servicio de Generación de Energía Eléctrica a través de Unidades Móviles para atender Emergencias en el SADI - Considerando la recomendación efectuada por la Dirección Nacional de Generación Térmica de la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica y de acuerdo a lo instruido oportunamente mediante Nota N0-2017-34041628-APN-SECEE#MEM, esta Secretaría de Energía Eléctrica no encuentra objeciones a fin de que CAMMESA proceda a la contratación del servicio de UMES, de acuerdo al orden de mérito informado tanto para los módulos operativos de 1 MW, como para los módulos operativos de 5 MW, instruyendo a realizar las acciones que resulten necesarias para llevar a cabo la misma.

NO-2018-05483683-APN-SECEE-MEM

Modificación punto 6.1 del apartado 6 - Consulta al MEM del Anexo 17 de Los Procedimientos.

Notas SSC

SSC 58-07

Volúmenes de Gas Natural que, a resultas del Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011 subscripto entre la S.E. y Productores de Gas Natural que participan en concesiones de explotación de hidrocarburos en nuestro país y homologados por la Res. S.E. 599-07.

SSC 63-07

S01.: 119818/2007. Se tramitó la Resolución S.E. N° 599/2007 que aprobó la propuesta del "Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011"

SSC 1436-07

Copia de su Nota SSC N° 1436 al MERCADO ELÉCTRÓNICO DE GAS (MEG) S.A. - Ref.: Implementación Res. S.E. N° 599/07.

SSC 1838-07

Implementación del acuerdo con productores de gas natural - Nota SSC 1838.

SSC 1871-07

Se tramita la Implementación del acuerdo con productores de gas natural 2007 – 2011.

SSC 2129-07

Nota DNEH N° 2651 del 16/12/05 - Consultas realizadas a la S.S.C. s/ los precios que, por efecto del Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el Acuerdo) aprobado por Res. S.E. N° 599/07, deben utilizarse p/ contratar el gas del Acuerdo destinado a la generación de electricidad para el abastecimiento del servicio público de distribución de dicho fluido.

SSC 2651-07

Consultas realizadas a la S.S.C. s/ los precios que, por efecto del Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el Acuerdo) aprobado por Res. S.E. N° 599/07, deben utilizarse p/ contratar el gas del Acuerdo destinado a la generación de electricidad para el abastecimiento del servicio público de distribución de dicho fluido.

Notas SE-MDP 2020

NO-2020-23714473-APN-SE-MDP

Abastecimiento de combustibles líquidos para las centrales térmicas del MEM - Abril y Mayo de 2020

NO-2020-26031803-APN-SE-MDP

Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Programa RenovAr - Obligaciones con la Entrega de Energía Comprometida - Metodología de Pago.

NO-2020-32461500-APN-SE-MDP

Nota CAMMESA B-149462-1. Previsiones de Demanda de Energía y Potencia para la realización de la Programación Estacional. Declaración de Grandes Usuarios y Distribuidores.

NO-2020-37458730-APN-SE-MDP

Suspensión temporal de plazos, intimaciones y notificaciones. Programa RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Res. ex SE 712/2009, Res. ex MEyM 202/2016 y 281/2017, Res. ex SEE 287/2017.

Notas S.S.E.T.T. y D.E.E

NO-2017-07110110-APN-SSETTDEE-MEM

En relación a la presentación efectuada por CAMMESA en relación a la N0-2016-05414178-APN-SECEE#MEM y en particular al inciso b) de la misma que regula la extensión del plazo de los contratos alcanzados por dicha instrucción. Al respecto, se estableció que las extensiones debían implementarse desde el primer día del mes siguiente al vencimiento del plazo de vigencia original establecido en los contratos .

A tales efectos, complementando la instrucción realizada y teniendo en cuenta lo informado por la Compañía a vuestro cargo, se establece que la entrada en vigencia de la extensión de los contratos opere desde el día siguiente al vencimiento original de los mismos.

Notas SSERYEE 2019

NO-2019-81297206-APN-SSERYEE-MHA

Suspensión temporal de intimaciones y notificaciones. Programa RenovAr, Resoluciones ex MEyM 202/2016 y 281/2017.

NO-2019-91166819-APN-SSERYEE-MHA

Se deja sin efecto en todos sus términos, lo instruido por la nota NO-2019-81297206-APN-SSERYEE#MHA.